DECISIÓN (UE) 2022/639 DE LA COMISIÓN

de 27 de agosto de 2021

relativa al régimen de ayudas SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N) Bélgica — Mecanismo de capacidad

[notificada con el número C(2021) 6431]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 108, apartado 2, párrafo primero,

Visto el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, y en particular su artículo 62, apartado 1, letra a),

Después de haber emplazado a los interesados para que presentaran sus observaciones, de conformidad con los citados artículos ([1]), y teniendo en cuenta dichas observaciones,

Considerando lo siguiente:

1. PROCEDIMIENTO

(1) Tras un procedimiento de notificación previa, mediante carta de 19 de diciembre de 2019 y de acuerdo con el artículo 108, apartado 3, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea («TFUE»), el Reino de Bélgica notificó a la Comisión el establecimiento de un mecanismo de capacidad extensivo a todo el mercado (en lo sucesivo, «lmedida» o «MC»).

(2) Mediante carta de 21 de septiembre de 2020, la Comisión comunicó a Bélgica su decisión de incoar el procedimiento establecido en el artículo 108, apartado 2, del TFUE con respecto a esta medida.

(3) La Decisión de la Comisión de incoar el procedimiento (en lo sucesivo, «Decisión de incoación») se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea* ([2]). La Comisión invitó a los interesados a presentar sus observaciones sobre la ayuda en cuestión.

(4) Mediante carta de 22 de octubre de 2020, Bélgica presentó sus observaciones sobre la Decisión de incoación. Además, la Comisión recibió observaciones al respecto por parte de quince interesados, que transmitió a Bélgica, para darle la oportunidad de responder a ellas. Sus observaciones al respecto se recibieron por carta el 24 de diciembre de 2020.

(5) Mediante carta de 9 de julio de 2021, Bélgica aceptó excepcionalmente renunciar al derecho que le confiere el artículo 342 del TFUE, en relación con el artículo 3 del Reglamento n.º 1/1958 ([3]), y que la presente Decisión se adoptara y se notificara en lengua inglesa.

([1]) DO C 346 de 16.10.2020, p. 27.
([2]) Véase la nota 1.
([3]) Reglamento n.º 1 por el que se fija el régimen lingüístico de la Comunidad Económica Europea (DO 17 de 6.10.1958, p. 385).

2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA MEDIDA

2.1. Visión general de la medida

(6) Bélgica estima que a partir de 2025 se enfrentará a un problema de cobertura de generación de electricidad, fundamentalmente derivado de su decisión de eliminar toda la capacidad de generación de energía nuclear a lo largo del período 2022-2025 y del desmantelamiento de las instalaciones de generación de energía térmica, tanto en Bélgica como en sus países vecinos.

(7) Por consiguiente, el objetivo de la medida es garantizar que existe suficiente capacidad para la producción de electricidad y que la producción satisface la demanda de electricidad prevista.

(8) De acuerdo con el MC, los beneficiarios se seleccionarían mediante un proceso de licitación competitiva y recibirían una remuneración a cambio de su disponibilidad. La ayuda adquiriría la forma de pago por la capacidad y su duración se ajustaría a la del contrato de capacidad. A cambio, los licitadores seleccionados aportarían su disponibilidad para satisfacer la demanda del gestor de red de transporte («GRT») durante posibles períodos de gran demanda del sistema.

(9) Bélgica ha reflejado sus objetivos nacionales de descarbonización en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima («PNIEC») ([4]). Con arreglo a este PNIEC, está previsto que la cuota del consumo de energía que procede de fuentes de energía renovables aumente del 17 % en 2017 hasta al menos el 40,4 % en 2030. Para alcanzar este objetivo será necesario introducir un número considerable de fuentes de energía renovables («FER»), como la energía eólica y la solar, cuya producción intermitente puede suponer un problema para garantizar la cobertura y la seguridad del suministro.

(10) Aunque el desarrollo de FER no es el objetivo principal, el diseño del MC abarca los ambiciosos objetivos de introducción de FER en la combinación energética belga y actúa como complemento para un mayor desarrollo de nuevas FER intermitentes.

2.2. Base jurídica y disposiciones gubernamentales

(11) La base jurídica de esta medida es la Ley de electricidad de 29 de abril de 1999 relativa a la organización del mercado belga de la electricidad («la Ley de electricidad»), que ha sido modificada por las leyes ([5]) publicadas el 16 de mayo de 2019 y el 19 de marzo de 2021 en el Boletín Oficial belga.

(12) Además, se redactaron varios Reales Decretos ([6]) y las Normas de Funcionamiento del MC belga ([7]) para complementar las modalidades del MC:

1) el Real Decreto de 28 de abril de 2021 para determinar la metodología para el cálculo de la capacidad y los parámetros para la subasta en el marco del mecanismo de capacidad ([8]);

([4]) https://ec.europa.eu/energy/en/content/national-energy-and-climate-plans-necps-belgium.

([5]) Ley de 22 de abril de 2019 por la que se establece un mecanismo de capacidad (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) («Ley del MC») y Ley de 15 de marzo de 2021 por la que se modifica la Ley de 22 de abril de 2019 (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) («versión modificada de la Ley del MC»).

([6]) Estos textos están disponibles en el sitio web del Ministerio de Energía, véase: https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([7]) A continuación, la primera propuesta se presentó a la autoridad reguladora nacional el 13 de noviembre de 2020. Después del diálogo entre el GRT y la autoridad reguladora, el GRT presentó una nueva propuesta a esta última el 30 de abril de 2021. La autoridad reguladora puso en marcha una consulta pública adicional entre el 30 de abril y el 7 de mayo de 2021 sobre las modificaciones que consideraba necesario realizar en la propuesta del GRT. A continuación, la autoridad reguladora envió las Normas de Funcionamiento del MC belga mediante una decisión de 14 de mayo de 2021 y estas se aprobaron mediante el Real Decreto de 30 de mayo de 2021.

([8]) *Arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.*

2) el Real Decreto de 21 de mayo de 2021 sobre los criterios de admisibilidad relacionados con el apoyo acumulativo y el umbral de participación mínima ([9]);

3) el Real Decreto de 4 de junio de 2021 sobre los umbrales de inversión y los costes subvencionables ([10]);

4) el proyecto de Real Decreto sobre la determinación de las condiciones sobre la base de las cuales los titulares de capacidad que posean capacidades exteriores pueden participar en el MC ([11]), y

5) el Real Decreto de 30 de mayo de 2021 sobre modalidades de control ([12]).

(13) En agosto de 2020, Elia, el GRT belga, llevó a cabo una consulta pública sobre las Normas de Funcionamiento del MC belga ([13]).

2.3. **Cobertura de generación en Bélgica**

2.3.1. *Estándar de fiabilidad*

(14) El principal objetivo del MC propuesto es garantizar la seguridad del suministro, tal y como se define en un estándar de fiabilidad.

(15) Tal y como se notificó en 2019, los criterios de fiabilidad en Bélgica se definen según un criterio de «expectativa de pérdida de carga» (en lo sucesivo, «LOLE») que consta de dos partes: el número previsto de horas durante las cuales no será posible que todos los recursos de generación de los que dispone la red eléctrica belga estén disponibles para cubrir la carga y la necesidad de reservas de explotación, teniendo en cuenta también la respuesta a la demanda, el almacenamiento y los interconectores, no deberá exceder tres horas para un año estadísticamente normal. Como segundo criterio, la LOLE se mantendrá por debajo de veinte horas para un año estadísticamente anormal («LOLE95») ([14]). Estos valores también figuran en la Ley de electricidad.

(16) El estándar de fiabilidad es una expresión de la estimación que los consumidores asignan a evitar desconexiones de su suministro eléctrico (valor de carga perdida o «VOLL») y al coste previsto de la capacidad nueva en Bélgica (coste de la entrada de nuevas empresas o «CONE»).

(17) El artículo 23, apartado 6, del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad ([15]) («Reglamento sobre la electricidad») contempla el establecimiento de una metodología a escala de la Unión para el cálculo del VOLL, el CONE y el estándar de fiabilidad.

(18) El 2 de octubre de 2020, la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía («ACER») aprobó la metodología para calcular el VOLL («metodología para el cálculo del VOLL»), el CONE («metodología para el cálculo del CONE») y el estándar de fiabilidad («metodología para el cálculo del estándar de fiabilidad»). Se hace referencia a las tres metodologías conjuntamente como «metodología para el cálculo de VOLL/CONE/EF» ([16]).

(19) El 7 de junio de 2021, Bélgica presentó el cálculo de los nuevos valores de VOLL, CONE y estándar de fiabilidad de acuerdo con la metodología para el cálculo de VOLL/CONE/EF.

([9]) *Arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1er, 1° et 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW.*

([10]) *Arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procedure de classement.*

([11]) *Projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité*. En el momento de la adopción de la presente Decisión, aún no se había adoptado este Real Decreto.

([12]) *Arrêté royal du 30 mai 2021 déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz*.

([13]) Véase: https://www.elia.be/en/public-consultation/20200828_public-consultation-crm-functioning-rules.

([14]) La LOLE95 hace referencia a una norma porcentual según la cual en condiciones severas cuya probabilidad de materializarse es de un 5 % (por ejemplo, un invierno muy frío que se da una vez cada veinte años), la LOLE debe ser inferior a la norma en cuestión, es decir, en el caso de Bélgica, a veinte horas.

([15]) DO L 158 de 14.6.2019, p. 54.

([16]) Decisión de la ACER de 2 de octubre de 2020, titulada *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard* («Metodología para calcular el valor de la carga perdida, el coste de la entrada de nuevas empresas y el estándar de fiabilidad», documento en inglés): https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf.

(20) El 28 de mayo de 2021, la autoridad reguladora belga de la energía (en lo sucesivo, «CREG», por sus siglas en neerlandés) envió su propuesta para el estándar de fiabilidad para Bélgica al ministro de Energía. El estándar de fiabilidad propuesto por la CREG era de 2 horas y 43 minutos.

(21) En su dictamen de 2 de junio de 2021, la Dirección General de Energía del Servicio Público Federal de Economía («SPF de Economía») recomendó redondear el estándar de fiabilidad en tres horas, con el fin de velar por la coherencia con análisis de cobertura nacionales y europeos, cumplir con la práctica de expresar los estándares de fiabilidad en horas redondas como hacen los países vecinos y tener en cuenta el hecho de que el déficit no marginal calculado para Bélgica se completará con una combinación energética, no con una única tecnología de referencia.

(22) De acuerdo con el Real Decreto sobre el cálculo del estándar de fiabilidad y la aprobación de los valores para el coste del VOLL y el CONE, el nuevo estándar de fiabilidad se fija en tres horas.

(23) El proyecto de Real Decreto también aprueba la estimación única del coste del VOLL, sobre la base del valor establecido por la Dirección General de Energía del SPF de Economía, junto con la Oficina de Planificación, y del CONE sobre la base de la tecnología de respuesta a la demanda ([17]).

(24) El VOLL se fijará en 16 033 EUR/MWh y el del CONE en 45 EUR/kW/año.

(25) El VOLL se calculó mediante el método de triangulación, que tuvo en cuenta la función de producción y una encuesta sobre la voluntad de pago realizada por la CREG. Según las autoridades belgas, la cuesta realizada por la CREG no era sólida ya que, entre otras cosas, el único escenario propuesto (a temperatura inferior a +5 °C) no era representativo de la mayoría de escenarios de escasez. Por tanto, para estimar el VOLL solo podía atribuirse un peso limitado a los resultados de la encuesta.

(26) De acuerdo con la Ley de electricidad, los cálculos pertinentes para el MC se llevarán a cabo tomando como referencia el estándar de fiabilidad en vigor el 15 de septiembre del año anterior a la subasta.

(27) En vista de los ajustados plazos, Bélgica calculó el volumen que debía contratarse en las subastas a cuatro años y a un año, previstas para octubre de 2021 y 2024, respectivamente, tomando como referencia al antiguo estándar de fiabilidad y se comprometió a ajustar dichos volúmenes si fuera necesario, en caso de que el nuevo estándar de fiabilidad y el análisis de cobertura arrojaran una necesidad de capacidad considerablemente menor.

(28) Bélgica se ha comprometido a actualizar el VOLL sobre la base de una nueva encuesta relativa a la voluntad de pago, de acuerdo con la metodología para el cálculo de VOLL/CONE/EF y, en caso necesario, a establecer un nuevo estándar de fiabilidad antes de septiembre de 2022, con vistas a utilizar el nuevo estándar de fiabilidad para calcular el volumen que debe contratarse a más tardar para la subasta de 2023.

2.3.2. *Análisis de cobertura*

(29) Según las autoridades belgas, Bélgica se enfrentará a un problema de cobertura a partir de 2025, fundamentalmente debido a la eliminación gradual de la energía nuclear que está prevista entre 2022 y 2025, intensificada por el desmantelamiento de las instalaciones de generación de energía térmica en países vecinos. El problema de cobertura se ha confirmado mediante un estudio de cobertura de la demanda nacional en el que se estudian varios escenarios.

(30) El estudio de cobertura de la demanda nacional que abarca el período 2020-2030 fue publicado por el gestor de red de transporte belga, Elia, en junio de 2019 («estudio de cobertura y flexibilidad de 2019») ([18]) y constató una necesidad sistemática de nueva capacidad de al menos 3,9 GW en el escenario de la UE de alto impacto pero baja probabilidad («escenario EU-HiLo») para el invierno de 2025-2026. Este escenario tiene en cuenta la electricidad importada y asume la posibilidad de que varias unidades nucleares francesas no estén disponibles (lo cual se suma a la falta de disponibilidad «habitual»). El mismo escenario se utilizó en el marco de la evaluación del volumen de reserva estratégica ([19]). El escenario de base de la UE («escenario EU-BASE») ([20]) muestra un déficit de 2,4 GW si se mantiene la capacidad de energía térmica actual del sistema (véase el gráfico 4-18 del estudio de cobertura y flexibilidad de 2019).

([17]) El valor anterior del VOLL en Bélgica era de 23,3 EUR/kWh y el valor estimado del CONE era de 65 EUR/kW/año.

([18]) https://www.elia.be/fr/actualites/communiques-de-presse/2019/06/20190628_press-release-adequacy-and-flexibility-study-for-belgium-2020-2030.

([19]) Véase la Decisión sobre la ayuda estatal C(2018) 589 final, relativa al régimen de ayudas SA.48648 (2017/NN) – Bélgica – Reserva estratégica.

([20]) El escenario EU-BASE tiene en cuenta las últimas políticas conocidas de todos los países europeos incluidos en el modelo (trayectorias de eliminación de la energía nuclear y obtenida a partir del carbón, nueva capacidad de generación de gas que está previsto desarrollar, desarrollo de la respuesta de la demanda y del almacenamiento, mecanismos de capacidad, capacidades basadas en el flujo, normas del paquete de medidas «Energía limpia para todos los europeos», desarrollo previsto de la red, etc.).

(31) Los resultados del estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 ponen de manifiesto que, si no se interviene para remediarlo, en el escenario EU-HiLo, la LOLE ascendería a 10,5 horas en 2025, de forma que superaría considerablemente el estándar de fiabilidad nacional en términos de seguridad del suministro. El indicador LOLE95 aumentaría hasta alcanzar incluso 84 horas. El cuadro siguiente muestra los resultados de la LOLE, conforme se muestran en el análisis de cobertura nacional para el escenario EU-HiLo y para el escenario de base de la UE:

Cuadro 1

Resultados de la LOLE para Bélgica según el estudio de cobertura y flexibilidad

	2025		**2028**		**2030**	
	EU-BASE	**EU-HiLo**	**EU-BASE**	**EU-HiLo**	**EU-BASE**	**EU-HiLo**
LOLE del resto del mercado (horas)	9,4	10,5	6	6,9	6	6,2
LOLE95 del resto del mercado (horas)	89	84	63	76	43	51

Fuente: Estudio de cobertura y flexibilidad de 2019.

(32) El 11 de julio de 2019, la CREG publicó un análisis del estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 ([21]). En este análisis, entre otras cosas, la CREG cuestionó el uso del escenario EU-HiLo como escenario principal. Según la CREG, debe mejorarse la metodología para evitar la rentabilidad de la capacidad nueva y existente y deben tenerse en cuenta todas las reservas de balance disponibles tanto en Bélgica como en otros países.

(33) En noviembre de 2019, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad («REGRT de Electricidad») publicó el informe *Mid-term Adequacy Forecast 2019* ([22]) («Previsiones intermedias de cobertura para 2019», en lo sucesivo, «las MAF para 2019»), que muestra los siguientes resultados para Bélgica en 2025:

Cuadro 2

Niveles de la LOLE para Bélgica según las MAF para 2019

	Escenario de base – 2025	**Sensibilidad ante la capacidad de generación de carbón baja** ([23]) **– 2025**
Media de la LOLE	1,09 horas	1,61 horas
LOLE95	3,15 horas	-

Fuente: Mid-term Adequacy Forecast 2019 («Previsiones intermedias de cobertura de 2019») de la REGRT de Electricidad.

(34) Sin embargo, según Bélgica, las MAF para 2019 de la REGRT de Electricidad no presentan resultados de la LOLE lo suficientemente precisos para Bélgica, dado que asume una disponibilidad de 2,5 GW adicionales ([24]), que en realidad no están garantizados.

(35) En su informe definitivo de abril de 2020 ([25]), el Foro Pentalateral de la Energía ([26]) («PLEF») presentó los siguientes resultados para Bélgica en 2025:

([21]) https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1957.

([22]) https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/MAF%202019%20Appendix%201%20-%20Detailed%20Results%2C%20Sensitivities%20and%20Input%20Data.pdf.

([23]) Se realiza un análisis de la sensibilidad a la «eliminación gradual del carbón». En total se eliminaron del escenario de base de 2025 unas 23,6 GW de capacidad de generación, principalmente mediante reducciones de las capacidades de generación a partir de lignito, antracita y hulla.

([24]) Según Bélgica, el estudio supuso 2,5 GW de generación de energía térmica y la elección de la tecnología era arbitraria.

([25]) https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf.

([26]) El Foro Pentalateral de la Energía es el marco para la cooperación regional en Europa Central y Occidental entre Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Luxemburgo, los Países Bajos y Suiza.

Cuadro 3

Niveles de la LOLE para Bélgica según el análisis de cobertura general del PLEF de 2020

	Escenario de base – 2025 ([27])	**Sensibilidad ante la capacidad de generación de gas baja – 2025** ([28])	**Sensibilidad ante la capacidad de generación de energía nuclear/ CH NTC baja – 2025** ([29])
Media de la LOLE	3,3 horas	8,1 horas	4,6 horas

Fuente: Informe definitivo sobre el análisis de cobertura de generación de abril de 2020 del Foro Pentalateral de la Energía.

(36) En noviembre de 2020, la REGRT de Electricidad publicó las MAF para 2020. Para el escenario de base de 2025, los resultados de las MAF para 2020 muestran una LOLE media de 0,4 horas que, por tanto, cumple con el criterio de cobertura legal para Bélgica que contempla una LOLE de 3 horas.

37) Sin embargo, en las observaciones de los países adjuntas a las MAF para 2020, Bélgica indicó que en dichas MAF para 2020 existe una cantidad considerable de capacidad «recientemente creada» distribuida por un gran número de países. Cabe señalar que, en términos generales, no existe seguridad en cuanto a la materialización de estas capacidades en 2025, por lo que estas hipótesis y los consiguientes resultados presentados en las MAF para 2020 deben interpretarse con precaución. Además, desde hace varios años Bélgica forma parte de la región en la que ya se ha aplicado el acoplamiento de mercados basado en el flujo. A pesar de que Elia ha desarrollado y aplicado un modelo de simulación basado en el flujo, a saber, el que utilizó en su estudio de 2019 que también se usó en el estudio sobre el análisis de cobertura de generación del PLEF de 2020, este modelo aún no se ha utilizado en el actual estudio de las MAF para 2020.

(38) En su notificación, las autoridades belgas indicaron que la metodología y los datos se ajustan al nivel europeo, de forma que el estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 concuerda con las MAF para 2019.

(39) Según el artículo 23, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, la REGRT de Electricidad debe desarrollar una metodología que se utilizará para el análisis europeo de cobertura («ERAA») y también para cualquier análisis nacional de cobertura («NRAA») (véase el artículo 24 del Reglamento sobre la electricidad). Esta metodología debe ser aprobada por la ACER.

(40) El 2 de octubre de 2020, la ACER aprobó la metodología para el análisis europeo de cobertura («la metodología del ERAA») ([30]).

(41) El 30 de junio de 2021, Elia publicó un nuevo informe de cobertura y flexibilidad para el período 2022-2032 («estudio de cobertura y flexibilidad de 2021»).

(42) De acuerdo con la metodología del ERAA, Elia integró los elementos de la metodología del ERAA descritos anteriormente en el marco del estudio de cobertura y flexibilidad de 2021:

a) Años climáticos: Elia optó por aplicar la primera opción descrita en la metodología del ERAA, es decir, basarse en la mejor predicción de las previsiones climáticas futuras.

b) Evaluación de viabilidad económica: Elia desarrolló un método para calcular la viabilidad económica de los distintos activos que formaban parte del sistema eléctrico, de acuerdo con la metodología del ERAA.

([27]) Al igual que para las MAF para 2019, en este estudio se asume una necesidad de capacidad nueva de 2,5 GW para 2025, que deberá ser suministrada por el MC en 2025 para evitar alcanzar el nivel de cobertura fijado para Bélgica.

([28]) Para la «sensibilidad ante la capacidad de generación de gas baja» recogida en el PLEF para Bélgica, se dio por sentado que se eliminó del escenario de base del PLEF una nueva capacidad de 2,5 GW. Las capacidades de generación de gas de Bélgica y Francia eran respectivamente 2,5 GW y 2,2 GW más bajas que en el escenario de base. Para Austria la capacidad de generación de gas se redujo 1,2 GW; la de los Países Bajos, 1,6 GW, y la de Luxemburgo, 0,1 GW.

([29]) Para la sensibilidad ante la capacidad de generación de energía nuclear/CH NTC baja, la capacidad nuclear se reduce 1 700 MW en Francia y 1 190 MW en Suiza. Para todos los demás países, la capacidad instalada no se modifica respecto a la del escenario de base. Además, se ha reducido la capacidad neta de intercambio (NTC) entre Suiza y las zonas circundantes para tener en cuenta el aumento de los flujos imprevistos a través de Suiza debido al hecho de que es posible que Suiza no forme parte del acoplamiento de mercados basado en el flujo en 2025.

([30]) Decisión de la ACER sobre la metodología del ERAA: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf.

c) Método basado en el flujo: el marco aplicado al modelo de simulación integra todos los añadidos conocidos y previstos relacionados con el diseño del mercado en el método de cálculo de la capacidad basado en el flujo, como la ampliación de la región al nivel principal, el acoplamiento híbrido avanzado o las normas relativas al margen de capacidad mínima disponible introducido por el Reglamento sobre la electricidad.

d) Flexibilidad: el estudio comprende tanto el cálculo de las necesidades totales de flexibilidad del sistema y los medios para satisfacerlas como una evaluación del dimensionamiento de las reservas de contención de la frecuencia (RCF) y de las reservas de recuperación de la frecuencia (RRF) para cada año objetivo, con el fin de plasmar las necesidades de reserva que cubrirán los desvíos de acuerdo con los requisitos legales que se reflejan en el modelo de simulación de cobertura. Por otra parte, se precisan las características de la energía eólica marítima y se introducen las tecnologías de conversión de electricidad en otro producto como tecnologías nuevas. Por último, se hace especial hincapié en el impacto de la introducción de la segunda ola de capacidad de generación marítima y de las plataformas de balance transfronterizas.

e) Integración sectorial: por lo que respecta al acoplamiento sectorial, se tienen en cuenta las interconexiones entre el sistema eléctrico y los distintos sectores —como los del transporte, la calefacción y el gas— mediante la introducción de hipótesis sobre las respectivas capacidades de generación de vehículos eléctricos, bombas de calor y unidades térmicas que funcionan con gas. Para captar las implicaciones del uso de electricidad en la generación de hidrógeno en el modelo utilizado en el presente estudio, se añadieron electrolizadores como sistemas de consumo (flexible) de electricidad en Bélgica y en otros países. Además, se prestó especial atención a la digitalización del consumo de electricidad adicional derivado del transporte y la calefacción.

f) Plazo de diez años: el estudio se basa en un plazo de diez años (2022-2032). Con el fin de reducir la cantidad de simulaciones y cálculos, no se simularon todas las sensibilidades y escenarios posibles para todos los años, sino que algunos años importantes se analizaron en mayor profundidad. Se aplicaron una gran cantidad de sensibilidades a Bélgica y a otros países para captar y comprender las implicaciones de diversos supuestos. A efectos comparativos, está previsto que el ERAA de 2021 solo simule los años 2025 y 2030.

g) Variantes con y sin mecanismos de capacidad: de acuerdo con el Reglamento sobre la electricidad y la metodología del ERAA, Elia incluyó escenarios con y sin mecanismos de capacidad a nivel del mercado en Europa.

(43) Las autoridades belgas alegaron que en este estudio se han cumplido los principales requisitos metodológicos estipulados en la metodología del ERAA.

(44) Con arreglo al Reglamento sobre la electricidad, el NRAA debe contener los escenarios centrales de referencia. Estos escenarios constan, entre otras cosas, de una evaluación de viabilidad económica de los activos de generación. Además, la metodología del ERAA especifica que deben definirse dos escenarios centrales de referencia, uno en el que se han establecido mecanismos de capacidad por toda Europa y otro sin dichos mecanismos de capacidad.

(45) Por consiguiente, en el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 se estudiaron dos escenarios centrales:

a) El escenario de base de la UE («escenario EU-BASE»): refleja un escenario que tiene en cuenta los mecanismos de capacidad a nivel de mercado ya aprobados en Francia, Gran Bretaña, Polonia, Italia e Irlanda y asume que estos seguirán en vigor hasta que finalice el período de referencia del presente estudio.

b) El escenario sin MC en la UE («escenario EU-noCRM»): refleja un escenario en el que no se tienen en cuenta los ingresos derivados de los mecanismos de capacidad a nivel de mercado; es decir, supone que en Europa no existe ningún mecanismo de capacidad extensivo a todo el mercado.

(46) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 tiene debidamente en cuenta la contribución de todos los recursos, incluidas las posibilidades existentes y futuras de generación, el almacenamiento de energía, la integración sectorial, la respuesta de la demanda y la importación y exportación y su contribución a una gestión flexible del sistema.

(47) Las autoridades belgas alegaron que los modelos de los precios máximos de casación elaborados en el informe de cobertura y flexibilidad de 2021 tienen en cuenta todas las disposiciones legales disponibles, como el límite de precios máximo actualmente aplicable, la norma del 60 % ([31]) establecida en el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones ([32]) y la Decisión n.º 04/2017 de la ACER, de 14 de noviembre de 2017.

([31]) La Decisión n.º 04/2017 de la ACER, de 14 de noviembre de 2017, afirma que, en caso de que el precio de casación supere un valor del 60 % del precio máximo de casación armonizado para el acoplamiento diario único en al menos una unidad de tiempo del mercado para una zona de ofertas individual o en múltiples zonas de ofertas, el precio máximo de casación aumentará en 1 000 EUR/MWh.

([32]) DO L 197 de 25.7.2015, p. 24.

(48) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 simula un aumento automático del precio máximo de casación a partir de 2025. Según las autoridades belgas, lo más probable es que no exista LOLE hasta 2025; por eso, no se simula ningún aumento del precio máximo de casación hasta 2025. No obstante, aunque aumentara el precio máximo, de acuerdo con las autoridades belgas, según el modelo no cambiarían los resultados de la evaluación de viabilidad económica para 2025 (véase el gráfico 3-72 del estudio de cobertura y flexibilidad de 2021). Bélgica se comprometió a garantizar que el nuevo estudio de cobertura, que se publicará en junio de 2023, tenga plenamente en cuenta la metodología para los aumentos dinámicos de los precios desde el inicio del período objeto de la simulación en adelante.

(49) Según el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021, a partir de 2025, una vez que finalice la eliminación gradual de la energía nuclear, Bélgica se enfrentará a una necesidad estructural de capacidad nueva. Esta necesidad asciende a 2 GW en 2025 según el escenario «EU-BASE», y gradualmente aumenta hasta 3,9 GW para 2032. El aumento de la necesidad está relacionado con el incremento previsto del consumo de electricidad y la reducción de las importaciones durante períodos de escasez en Bélgica.

(50) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 afirma que para 2025 solo será viable obtener una proporción muy reducida de la nueva capacidad a través del mercado únicamente de energía (*energy-only market*).

(51) Por consiguiente, las autoridades belgas consideran que, si no se actúa al respecto, a partir de 2025 existirá un problema de cobertura de la demanda en Bélgica.

(52) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 representa la mejor y más reciente perspectiva de la necesidad del MC.

2.3.3. *Deficiencias del mercado*

(53) Bélgica ha detectado una serie de deficiencias del mercado que impiden que exista un mercado de la electricidad sostenible, asequible, seguro y que funcione correctamente.

(54) Una primera deficiencia del mercado deriva de distintos factores que impiden la emisión de señales de precios eficaces y del hecho de que se impide que los precios de la energía aumenten hasta alcanzar el VOLL, así como de otras imperfecciones del diseño del mercado.

(55) La combinación de estas deficiencias del mercado y las medidas reglamentarias conexas puede tender a «atenuar» las señales de precios en los mercados de la electricidad, de forma que los precios no aumentan a un nivel «eficiente» en momentos de escasez. Esto produce una escasez crónica de ingresos para los operadores de las centrales y los operadores de respuesta a la demanda, de manera que se ve afectada su capacidad de recuperar sus costes fijos y variables, el denominado «dinero perdido», que impide que las fuerzas del mercado logren alcanzar el nivel de cobertura necesario.

(56) En teoría, la incapacidad de los consumidores de seleccionar el nivel de fiabilidad que desean podría resolverse en un mercado únicamente de energía permitiendo que los precios alcancen un nivel reglamentario que refleje el precio que los consumidores ya no estarían dispuestos a pagar por la energía y permitiendo que los productores recibiesen una renta de escasez. No obstante, como consecuencia de la respuesta a la demanda reducida, es difícil captar que existe un problema de aceptabilidad política de los picos reales del VOLL y de los precios.

(57) De acuerdo con las autoridades belgas, una segunda deficiencia del mercado deriva de la aversión al riesgo de los inversores en un contexto de volatilidad creciente y alta incertidumbre reglamentaria. La penetración cada vez mayor de fuentes de energía renovables intermitentes aumenta la volatilidad de los precios y la inseguridad en cuanto a la posibilidad de que las tecnologías convencionales recuperen sus precios fijos en el mercado de la electricidad. Según Bélgica, las ligeras variaciones de las condiciones debidas al nivel de introducción de FER, a saber, los objetivos para la energía solar, eólica terrestre y eólica marítima, podrían afectar considerablemente a los ingresos de las tecnologías de generación convencionales. Conforme aumenta la capacidad intermitente, se exacerba el problema del «dinero perdido». Como consecuencia de ello, según las autoridades belgas, aumenta el riesgo económico asociado a las inversiones en tecnologías de generación convencional flexible. Además, de acuerdo con Bélgica, los precios de la energía no suelen prever un período de más de tres años, plazo que se queda corto para elaborar un argumento que convenza a los inversores de que inviertan. Por otro lado, según las autoridades belgas, aunque los mercados del futuro pudieran adaptarse a los incrementos de la oferta y la demanda, no podrían ofrecer protección en el caso de que se produzca una perturbación estructural importante, como la eliminación gradual de la energía nuclear prevista en Bélgica.

(58) En tercer lugar, la fiabilidad de los sistemas eléctricos tiene ciertas características propias de un bien público. Esto se debe a que las inversiones para conseguir un mayor nivel de seguridad del suministro nos benefician a todos, mientras que, como se explica anteriormente, no es posible que el gestor de redes desconecte de forma selectiva a la mayoría de los consumidores finales individuales basándose en su voluntad de pago. Por tanto, es probable que los productores no tengan incentivos óptimos para invertir en capacidad de generación, lo que en última instancia se traduce en niveles de fiabilidad del sistema que tampoco son óptimos.

(59) Según las autoridades belgas, estos problemas adquieren una forma concreta en Bélgica, en la medida en que tiene un mercado relativamente pequeño y muy interconectado y, por tanto, se ve afectado por riesgos de suministro similares derivados de los mercados de electricidad vecinos. Por consiguiente, según las autoridades belgas, la cobertura de su país se ve muy influida por la situación de los mercados de electricidad vecinos.

(60) En 2018, la Comisión aprobó una reserva estratégica para Bélgica hasta el 31 de marzo de 2022 ([33]). El objetivo de la reserva estratégica es cubrir los picos de demanda que se produzcan durante los períodos invernales cuando el mercado no pueda hacerlo, al mantener parte de la generación y la capacidad de respuesta a la demanda existentes fuera del mercado como reserva que solo se activa cuando se agotan los recursos de balance.

2.3.4. *Reformas del mercado*

(61) El 25 de noviembre de 2019, la Comisión recibió un plan de ejecución ([34]) del Ministerio belga de Energía, elaborado de conformidad con el artículo 20, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, que exige que los Estados miembros con problemas de cobertura establezcan medidas para eliminar las distorsiones reglamentarias o las deficiencias del mercado existentes en sus mercados mediante un plan de ejecución. Después de realizar una consulta pública, el 30 de abril de 2020, la Comisión emitió un dictamen sobre el plan de ejecución de Bélgica, con arreglo al artículo 20, apartado 5, del Reglamento sobre la electricidad ([35]). Bélgica adoptó y presentó a la Comisión la versión definitiva de su plan de ejecución ([36]).

(62) Por lo que respecta a los mercados de balance, Bélgica ha introducido el denominado «elemento alfa» en su mecanismo de fijación de precios de desvío. Este constituye un componente adicional de los precios de desvío que depende de los sujetos de liquidación responsables del balance para aumentar la señal de precios en tiempo real cuando aumente el desvío del sistema de la zona de control belga. En su dictamen, la Comisión invitó a Bélgica a considerar si la función de fijación de precios de escasez debe aplicarse no solo a los sujetos de liquidación responsables del balance, sino también a los proveedores de servicios de balance. Esto podría promover la seguridad del suministro al garantizar que los sujetos de liquidación responsables del balance y los proveedores de servicios de balance asuman el mismo precio para la energía producida/consumida, ya que la diferenciación de precios podría conllevar un arbitraje ineficaz por parte de los agentes del mercado. La Comisión también considera que la función de fijación de precios de escasez debe activarse cuando exista escasez de reservas en el sistema y debe calibrarse para que aumente los precios de la energía de balance hasta alcanzar el VOLL cuando el sistema se quede sin reservas. La Comisión invitó a Bélgica a valorar la posibilidad de modificar su sistema de fijación de precios de escasez antes del 1 de enero de 2022. Por otra parte, Bélgica está aplicando la compensación de desequilibrios y se está preparando para unirse a las plataformas de balance de la UE para las reservas de recuperación de la frecuencia automáticas («RRFa») y las reservas de recuperación de la frecuencia manuales («RRFm»), que está previsto establecer para finales de 2021 y 2022, respectivamente. Además, Bélgica se ha comprometido a lo siguiente por lo que respecta a la contratación de servicios de balance y auxiliares:

a) A más tardar en julio de 2020, las reservas para la contención de la frecuencia («RCF») tenían que ser objeto de un proceso de licitación diariamente y debían contratarse exclusivamente a escala regional.

b) A más tardar en julio de 2020, las RRFa tenían que ser objeto de un proceso de licitación diariamente y todas las tecnologías, todos los agentes y todos los niveles de tensión debían poder participar en el mercado. La energía de balance activada se remuneraría a través de precios marginales en cuanto existiera suficiente liquidez.

c) A partir de febrero de 2020, la dimensión y el tamaño de las RRFm se establecerían diariamente y la energía de balance activada se remuneraría a través de precios marginales.

(63) En el informe anual, presentado por Bélgica en julio de 2021, se confirma que estas medidas se han ido adoptando.

([33]) Véase la Decisión sobre la ayuda estatal C(2018) 589 final, relativa al régimen de ayudas SA.48648 (2017/NN) – Bélgica – Reserva estratégica.
([34]) https://ec.europa.eu/energy/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan_en.
([35]) Dictamen C(2020) 2654 final de la Comisión: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
([36]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf.

(64) En Bélgica, la respuesta de la demanda puede optar a participar en los mercados de electricidad mayoristas (entre ellos, los diarios e intradiarios), así como en el mercado de balance, y recibe el mismo trato que otros participantes del mercado y proveedores de servicios de balance. La respuesta de la demanda puede representarse individualmente o mediante agregadores. Con el fin de facilitar dicha respuesta en mayor medida, en su plan de ejecución presentado en 2019 Bélgica se comprometió a instalar contadores inteligentes, que serán diferentes para cada una de sus regiones:

a) Flandes ([37]):

1) a más tardar en 2023, el 33 % de los clientes tendrán un contador inteligente;

2) a más tardar en 2028, el 66 % de los clientes de Flandes tendrán un contador inteligente;

3) a más tardar en 2034, el 100 % de los clientes de Flandes tendrán un contador inteligente.

b) Valonia:

1) antes del 1 de enero de 2023, se instalarán sistemáticamente los contadores inteligentes: i) para los consumidores domésticos con impagos; ii) cuando sea necesario cambiar el contador; iii) para las nuevas conexiones a la red, y iv) cuando el consumidor lo solicite;

2) antes del 31 de diciembre de 2029, se instalará el 80 % de los contadores inteligentes para: i) los consumidores cuyo consumo iguale o supere los 6 000 kWh; ii) los prosumidores, cuando la potencia eléctrica alcanzable iguale o supere los 5 kWe, y iii) para los puntos de recarga disponibles al público.

c) Región de Bruselas: los contadores inteligentes se implantarán: i) cuando tengan que cambiarse los contadores, o ii) para nuevas conexiones a la red.

(65) En 2020 Bélgica tenía un índice de interconexión eléctrica del 21 %. Gracias a los proyectos ya previstos (véase el Plan de Desarrollo Federal para 2020-2030 ([38])), el índice de interconexión eléctrica belga aumentará aproximadamente a un 30 % para 2030 ([39]). Recientemente se han realizado o en los próximos años se van a poner en marcha los siguientes refuerzos de la red belga:

a) ALEGrO: en 2020 se encargó el proyecto de interés común (PIC) ALEGrO para establecer un interconector de 1 GW entre Bélgica y Alemania ([40]).

b) NEMO: el PIC NEMO para establecer un interconector de 1 GW entre Bélgica y el Reino Unido está en marcha desde 2019.

c) BRABO: el PIC BRABO se basa en actualizar la red eléctrica belga, entre otras cosas, con el objetivo de aumentar la capacidad de importación desde los Países Bajos.

2.4. **Beneficiarios**

2.4.1. *Admisibilidad*

(66) El MC estará abierto a todas las capacidades que puedan contribuir a la cobertura de la demanda, tanto a la capacidad existente como a la nueva, al almacenamiento y a la respuesta a la demanda. Estará permitido agregar capacidad, inclusive a partir de distintas tecnologías.

(67) También estará permitida la participación de capacidad exterior. Las normas se describen más detalladamente en la sección 2.10.

(68) Los beneficiarios del MC serán los proveedores de capacidad seleccionados en el proceso de licitación competitiva.

([37]) In 2020, el Gobierno flamenco decidió acelerar la instalación de contadores inteligentes, con el fin de sustituir el 80 % de los contadores de energía existentes en los hogares flamencos antes de que termine 2024. Además, en la modificación del Decreto sobre la energía, de 17 de julio de 2020, el Gobierno flamenco estableció el objetivo de sustituir todos los contadores tradicionales de Flandes por contadores de energía digitales antes del 1 de julio de 2029.

([38]) https://www.elia.be/en/grid-data/grid-development/investment-plan/federal-development-plan-2020-2030.

([39]) Estos porcentajes se basan en las definiciones utilizadas por el grupo de expertos sobre el objetivo de interconexión, a saber: índice de interconexión = Total importaciones / Total capacidad de generación, teniendo en cuenta que el total de las importaciones hace referencia al máximo flujo de potencia que puede transmitir el activo transfronterizo de acuerdo con los criterios de seguridad del sistema.

([40]) A finales de 2020, se completó la interconexión del PIC ALEGrO entre Bélgica y Alemania, que permite el intercambio de electricidad entre ambos países. Desde noviembre de 2020, esta interconexión está disponible para las actividades comerciales.

2.4.2. *Umbral mínimo para la participación*

(69) El umbral mínimo para la participación se ha fijado en 1 MW especialmente por los siguientes motivos:

a) armonización con el mercado de balance;

b) el valor es el resultado del diálogo constante con los participantes del mercado, en particular a través de varias consultas públicas formales;

c) fijar un umbral inferior a 1 MW implica que muchas capacidades de pequeño tamaño tengan que iniciar el proceso de precualificación del MC y asumir los costes correspondientes, aunque no tengan intención de participar en la subasta del MC;

d) fijar un umbral inferior a 1 MW también aumenta considerablemente la carga administrativa.

(70) El Real Decreto sobre los criterios de admisibilidad relacionados con el apoyo acumulativo y el umbral de participación mínima prevé evaluar el nivel del umbral mínimo para la participación durante el período de vigencia del MC, al menos cada cinco años.

(71) Las normas de agregación permiten la participación de proveedores con menor capacidad que no cumplan el requisito del umbral mínimo.

2.4.3. *Agregación*

(72) Los proveedores con múltiples capacidades pueden optar por agregarlas en una única unidad del mercado de capacidad de 1 MW como mínimo, sin que esté limitado el tamaño máximo. La única limitación se basa en que los puntos de suministro a los que se aplican los programas diarios de los mercados de energía (suelen ser puntos de suministro diarios con un tamaño superior a 25 MW) no pueden formar parte de una cartera agregada. Está permitido agregar todas las tecnologías. Además, está permitido reasignar los componentes que forman parte de una unidad de mercado de capacidad («CMU»), con objeto de aportar una mayor flexibilidad a los agregadores y promover su participación en el proceso de subasta.

(73) Las normas de agregación se revisarán periódicamente y se modificarán si las autoridades belgas lo consideran necesario, con el fin de garantizar que la agregación no constituya un obstáculo para la participación en la subasta.

2.4.4. *Capacidad no demostrada*

(74) El mecanismo cuenta con una categoría específica de «capacidad no demostrada». Se define como una capacidad que, al inicio del proceso de precualificación a cuatro años, no puede asociarse a un punto de suministro y, por tanto, no puede cumplir los requisitos de precualificación del punto de suministro. Pueden adscribirse a esta categoría todas las tecnologías; su objetivo es fomentar la participación de aquellas capacidades que posiblemente ya se enfrenten a más dificultades para proporcionar el nivel de desarrollo exigido en la subasta a cuatro años. Las capacidades no demostradas representan proyectos con menor nivel de desarrollo, por ejemplo, aquellos en los que aún no se conoce el punto de suministro, aún no se dispone de plan de ejecución y en los que el proyecto solo evoluciona durante el período previo al suministro. Las autoridades belgas explicaron que el concepto de «capacidad no demostrada» se introdujo a petición del mercado y puede resultar especialmente útil para los agregadores o proveedores de respuesta a la demanda, que consideren que pueden obtener esa capacidad durante el período previo al suministro, pero que, por ejemplo, aún tengan que ultimar los contratos con los puntos de demanda o estén valorando múltiples posibilidades. Una capacidad no demostrada solo debe ofrecerse en una subasta a cuatro años. Esta categoría solo puede asignarse a la categoría de capacidad estándar de un contrato anual (véanse los considerandos 138 y 145).

(75) Con objeto de limitar el riesgo para la seguridad del sistema que conllevan los proyectos menos desarrollados, en la primera subasta la capacidad total que puede aceptarse en esta categoría se limita a 200 MW. La Ley de electricidad prevé que en cada subasta se decida esta capacidad total máxima. El umbral podría cambiar con el paso del tiempo si la experiencia resulta positiva.

2.4.5. *Reducción*

2.4.5.1. Normas generales

(76) El MC está abierto a todos los titulares de capacidad en función de su índice de disponibilidad y su contribución al objetivo de cobertura de la demanda. De hecho, no está previsto que los MC estén disponibles todo el tiempo al 100 % de su potencia de referencia, por ejemplo, debido a condiciones climatológicas, ciclos de mantenimiento o averías.

(77) Por ese motivo, se calcula un factor de reducción para cada tecnología de manera que pueda evaluarse su fiabilidad y su contribución a la seguridad del suministro durante momento especialmente importante desde el punto de vista de la cobertura (los denominados «períodos de escasez simulada»). Por consiguiente, los titulares de capacidad solo pueden participar en una subasta y solo son aptos para la celebración de contratos de capacidad en función de su capacidad reducida ([41]).

(78) La metodología para calcular estos parámetros de reducción es diferente para cada tecnología y se especifica con mayor grado de detalle en el Real Decreto, que establece la metodología para el cálculo de la capacidad y los parámetros para las subastas. Dependerá de la categoría de capacidad:

a) Los factores de reducción para las tecnologías térmicas con programas diarios se calculan sobre la base de un análisis estadístico realizado a partir de datos históricos mediante la subcotización de la tasa de interrupción forzada, ya que se supone que este parámetro es independiente de las condiciones climatológicas.

b) Los factores de reducción para las tecnologías térmicas sin programas diarios se calculan mediante mediciones. Si las mediciones no son suficientes, se simulan dividiendo la contribución media prevista de estas tecnologías durante los períodos de escasez simulada por la potencia de referencia nominal agregada de la tecnología.

c) Los factores de reducción para las tecnologías que dependen de las condiciones climatológicas con programa diario y para las tecnologías que dependen de las condiciones climatológicas sin programa diario que no han elegido un acuerdo de nivel de servicio [véase la letra e) más adelante] se calcularán dividiendo la contribución media asociada de estas tecnologías durante los períodos de escasez simulada por la potencia de referencia nominal agregada de la tecnología.

d) Los factores de reducción para las tecnologías que dependen de las condiciones climatológicas con programa diario con energía limitada se calcularán dividiendo la contribución media prevista de estas tecnologías durante los períodos de escasez simulada por la potencia de referencia nominal agregada.

e) Acuerdo de nivel de servicio («ANS») (que suele aplicarse a la respuesta a la demanda o al almacenamiento reducido, pero también pueden acceder a él todas las tecnologías sin programa diario, incluidas las FER): el factor de reducción se vincula a cada ANS seleccionado por el propio MC durante el proceso de precualificación (y establecido en el contrato de capacidad) en función de las limitaciones energéticas seleccionadas. Esto permite que las tecnologías sin programa diario calculen por sí mismas el ANS que mejor se adapta a sus limitaciones técnicas, en lugar de introducirlas en un ANS predefinido. Además, un agregador puede elegir el ANS que mejor se ajuste a su cartera.

(79) El 4 de mayo de 2021, Bélgica proporcionó los factores de reducción actualizados que se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 4

Factores de reducción

Acuerdos de nivel de servicio (ANS)		
Disponibilidad/duración [h]	ANS	Almacenamiento a gran escala
1h	11 %	11 %
2h	19 %	19 %
3h	28 %	28 %
4h	36 %	36 %
6h	52 %	52 %
8h	65 %	65 %

Tecnologías térmicas con programa diario	
Subcategoría	**Factor de reducción**
Turbina de gas de ciclo combinado	91 %
Turbina de gas de ciclo abierto	90 %
Turborreactores	96 %

([41]) Los titulares de capacidad solo son aptos para la celebración de contratos de capacidad en función de su volumen elegible, que se define como su potencia de referencia (teniendo en cuenta los volúmenes excluidos) multiplicada por el factor de reducción.

Motores de gas	95 %
Motores diésel	93 %
PCCE	93 %
Biomasa	93 %
Residuos	93 %
Energía nuclear	96 %
Carbón	90 %
Tecnologías con límite de energía con programa diario	
Disponibilidad/duración [h]	**Factor de reducción**
1	11 %
2	19 %
3	28 %
4	36 %
5-6	52 %
7-8	65 %
Tecnologías dependientes de la climatología	
Subcategoría	**Factor de reducción**
Energía eólica marítima	15 %
Energía eólica terrestre	6 %
Energía solar	4 %
Energía hidroeléctrica de agua fluyente	34 %
Tecnologías térmicas sin programa diario	
Subcategoría	**Factor de reducción**
Tecnologías térmicas agregadas	62 %

Fuente: Notificación ([42]).

(80) Las normas de reducción pueden revisarse anualmente y modificarse si es necesario. En particular, el GRT consultará la lista de las tecnologías disponibles en el mercado en ese momento. Si se notificara que un nuevo tipo de tecnología no figura en la lista, esto podría tenerse en cuenta durante la calibración anual de los factores de reducción. Por lo tanto, si es necesario, los factores de reducción y las tecnologías se actualizarán anualmente y se revisarán.

2.4.6. Normas aplicables a la participación transfronteriza

(81) Por lo que respecta a la participación transfronteriza, el gestor de redes definirá la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior indirecta en una zona de control para cada zona comercial con conexión eléctrica directa con la zona de control belga, de acuerdo con el artículo 26 del Reglamento sobre la electricidad.

(82) A falta de la adopción de las estrategias, propuestas o decisiones de ejecución pertinentes del artículo 26 del Reglamento sobre la electricidad, la contribución de cada zona comercial directamente conectada con Bélgica se calcula en función de la contribución de dichas zonas durante los períodos de escasez simulada descritos en la sección 2.10.1.

([42]) También disponible en: CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf (fgov.be).

2.4.7. *Normas aplicables a la capacidad no demostrada*

(83) Con el fin de garantizar condiciones de competencia equitativas con el resto de capacidades contratadas en la subasta a cuatro años, Elia utilizará los factores de reducción conocidos en el momento en que se lleve a cabo dicha subasta como parámetro de entrada para el proceso de precualificación estándar de las capacidades no demostradas (ya que el proceso de precualificación estándar para estas capacidades puede organizarse hasta veinticuatro meses después de la subasta a cuatro años).

2.5. **Proceso de subasta y normas para la fijación de precios**

2.5.1. *Frecuencia de las subastas*

(84) De acuerdo con la notificación, el GRT organizará subastas del MC en función del nivel de los recursos de capacidad que se necesiten con el fin de garantizar un nivel adecuado de cobertura de la demanda para cumplir con los estándares de fiabilidad.

(85) La subasta de capacidad se celebra todos los años para el suministro durante un período de cuatro años vista en una «subasta a cuatro años». El año inmediatamente anterior al año de entrega de la subasta principal se celebra otra subasta a un año vista («subasta a un año»). Está previsto que la primera subasta a cuatro años se organice en 2021, mientras que la primera subasta a un año podría celebrarse en 2024.

2.5.2. *Cálculo del volumen objeto de subasta*

(86) En una versión anterior de la Ley de electricidad, el artículo 7 *undecies*, apartado 2, establecía que la metodología por la que se definen los parámetros que determinan la cantidad de capacidad que debe adquirirse era propuesta por el GRT. Con arreglo al Reglamento sobre la electricidad, de aplicación desde el 1 de enero de 2020, el Estado miembro aprueba el volumen que se subasta sobre la base de una propuesta de la CREG reguladora. Por ese motivo, ya en 2019 el comité del MC (compuesto por el SPF de Economía, la CREG, Elia y el Gabinete del Primer Ministro) decidió que la CREG debía desarrollar una propuesta de metodología para los parámetros que determinan el volumen que debe contratarse en las subastas. Los siguientes considerandos contienen información más detallada sobre la cronología.

(87) El 22 de noviembre de 2019, Elia redactó un proyecto de propuesta de Real Decreto para el establecimiento de la metodología para los parámetros de las subastas (como, por ejemplo, los factores de reducción, los precios de referencia y de ejercicio, el precio intermedio máximo), en particular, el proceso para determinar el escenario en función de la cual se calcule la capacidad necesaria ([43]). El 6 de diciembre de 2019, la CREG emitió un dictamen ([44]) sobre la propuesta de Elia en la que, concretamente, explica que no procede utilizar el escenario EU-HiLo para calcular la capacidad que debe adquirirse ([45]) y no se ajusta a lo dispuesto en el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad.

(88) El 18 de marzo de 2020, la CREG envió un proyecto de propuesta (E) 2064 para el cálculo del volumen de la capacidad que debía contratarse al ministro belga de Energía. El proyecto de propuesta se inspiró en gran medida en la nota (Z) 2024 de la CREG, que se envió al ministro el 20 de diciembre de 2019 después de realizar una consulta pública ([46]). La CREG adoptó la propuesta definitiva el 24 de marzo de 2020 ([47]). La propuesta:

a) establece una limitación presupuestaria en la que el coste del MC debe ser inferior al coste para el consumidor debido a la energía no suministrada prevista ([48]) que evita un MC. El coste del MC es el coste de la capacidad necesaria para cumplir con el estándar de fiabilidad. El coste previsto de la energía perdida es la energía no suministrada prevista multiplicada por la voluntad de pago para los clientes que involuntariamente no reciban

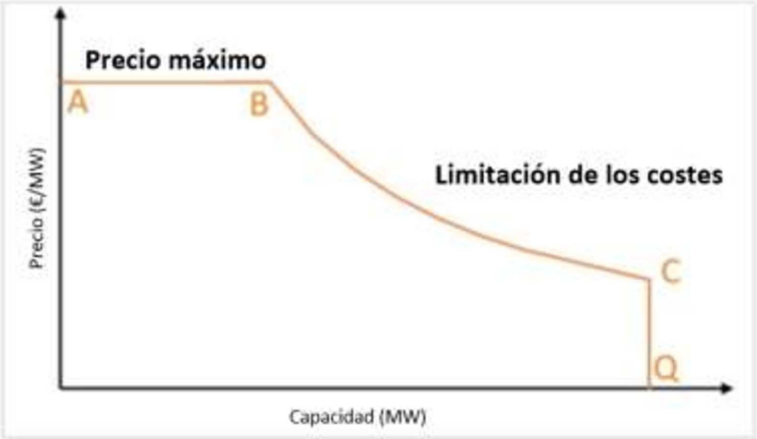
([43]) https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm.
([44]) https://www.creg.be/fr/publications/avis-a2030.
([45]) La CREG explica que el escenario EU-HiLo, en el que se asume que los acontecimientos extremos son el escenario de base, difícilmente puede considerarse un «año estadísticamente normal». Por el contrario, por definición, el escenario EU-HiLo hace referencia a una situación excepcional. La CREG no niega que puedan darse situaciones extremas, pero estas deben formar parte de una simulación probabilística con la probabilidad correspondiente. Los análisis de seguridad del suministro de Elia, por el contrario, se basan en un escenario de alto impacto pero baja probabilidad que conlleva el cálculo de una LOLE media a partir de una hipótesis de base estadísticamente anormal (es decir «de baja probabilidad»).
([46]) https://www.creg.be/fr/publications/note-z2024.
([47]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.
([48]) Energía no suministrada prevista: previsión de la demanda anual que no puede ser suministrada a partir de los recursos disponibles en el mercado de la energía, expresada en MWh.

esta energía (VOLL). En caso de riesgo para la seguridad del suministro, este VOLL representa el coste de la energía no suministrada anunciada de antemano. A partir de los valores del VOLL de la Oficina de Planificación Federal ([49]) y de un estudio realizado por la ACER ([50]), la CREG establece la siguiente limitación presupuestaria:



Fuente: «Proposition (E)2064 – 24 mars 2020».

b) Establece la siguiente curva de demanda, en la que el volumen objetivo que debe someterse a subasta es C-Q ([51]):



Fuente: «Proposition (E)2064 – 24 mars 2020».

(89) Teniendo en cuenta los resultados de la consulta pública sobre la nota de la CREG 2024, el Ministerio belga de Energía concluyó que la metodología propuesta por la CREG (especialmente la limitación presupuestaria) no aportaba suficientes garantías de que se respetaría el objetivo de «garantizar el nivel necesario de seguridad del suministro» del MC, de acuerdo con los criterios legales.

(90) Por consiguiente, el Ministerio belga de Energía desarrolló un método alternativo que definía los parámetros para el cálculo de la cantidad de capacidad adquirida en el marco del mecanismo de capacidad, teniendo en cuenta la propuesta de Real Decreto de Elia al que hace referencia el considerando 87 y la propuesta de la CREG a la que se refiere el considerando 88. Se celebró una consulta pública sobre esta metodología adaptada del 23 de marzo de 2020 al 27 de marzo de 2020. Con arreglo a la versión modificada de la Ley del MC, el artículo 7 *undecies*, apartado 2, de la Ley de electricidad establece que los parámetros por los que se define la cantidad de volumen que debe

([49]) https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf.
([50]) https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development /Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf.
([51]) Otros elementos de la propuesta de la CREG están disponibles aquí: https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.

contratarse se definirán en un Real Decreto, sobre la base de una propuesta de la autoridad reguladora. El Real Decreto definitivo se publicó en el Boletín Oficial belga el 30 de abril de 2021, después de la aprobación de la versión modificada de la Ley del MC ([52]). Los considerandos 91 a 99 describen el proceso contemplado en este Real Decreto definitivo.

(91) Cada año, se calculará la cantidad de capacidad necesaria para cumplir con el estándar de fiabilidad en un año de suministro futuro concreto (por ejemplo, el volumen que se espera conseguir) sobre la base de una propuesta de la autoridad reguladora. La autoridad reguladora presenta esta propuesta teniendo en cuenta los datos proporcionados por el GRT, que a su vez son calculados por el GRT en función de un escenario y unos valores intermedios propuestos por la autoridad reguladora y determinados por el ministro. El volumen que se desea obtener se calcula según el estándar de fiabilidad legal, que corresponde a cierto valor de la LOLE. Un escenario se calibra para asegurarse de que se cumple este criterio. Una vez calibrado, se lleva a cabo una simulación de mercado, de forma que se pueden identificar los períodos de escasez simulada. A continuación, se calcula el volumen que se desea obtener como la suma de la carga media durante los períodos de escasez simulada y la necesidad de balance, a la que se resta la media de la energía no suministrada prevista durante el período de escasez simulada.

(92) El escenario a la que se refiere el considerando 91 será uno de los escenarios centrales de referencia que se utilizarán para identificar problemas de cobertura, ya sea a partir del último ERAA ([53]) o del último NRAA ([54]), y se actualizará con los últimos datos disponibles ([55]). El proceso para el cálculo definitivo de la cantidad de capacidad que debe contratarse también debe respetar las disposiciones correspondientes del Reglamento sobre la electricidad.

(93) El Real Decreto contempla el siguiente proceso para establecer el escenario de referencia. Como aportación a la decisión que debe tomar el ministro de Energía, el GRT belga publicará una recomendación, una vez realizada una consulta pública a las partes del mercado sobre los datos y supuestos. A continuación, la autoridad reguladora presentará una propuesta de escenario de referencia, teniendo en cuenta la metodología prevista en el Real Decreto. Por último, el SPF de Economía publicará asesoramiento sobre esta propuesta. La decisión definitiva sobre el escenario elegido recae sobre el ministro de Energía.

(94) Un límite para la subasta internacional fija la remuneración máxima que puede recibir una oferta en la subasta del MC y se aplica a todas las categorías de capacidad. Al limitar la remuneración máxima que puede recibirse, el límite para la subasta internacional restringe la posibilidad de que se abuse del poder de mercado presentando ofertas inadecuadas. El límite del precio para la subasta internacional se calcula como la multiplicación del CONE neto ([56]) por un factor X. El valor del factor de corrección X tiene en cuenta las incertidumbres relacionadas con el cálculo del CONE neto, tanto a nivel de la variabilidad del coste bruto de una nueva entrada relacionada con distintas tecnologías como con el cálculo de las rentas inframarginales anuales en el sector de la energía en el mercado de la energía y los ingresos netos del mercado en concepto de servicios auxiliares de balance. El precio máximo para la subasta internacional fijado para la primera subasta equivale a 75 EUR/kW/año, es decir, equivale al CONE neto multiplicado por un factor de corrección de 1,50 ([57]).

(95) La curva de la demanda para las subastas a cuatro años se diseña en función de tres puntos, como se muestra en el gráfico 1 siguiente:

([52]) https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([53]) Artículo 23 del Reglamento sobre la electricidad.

([54]) Artículo 24 del Reglamento sobre la electricidad.

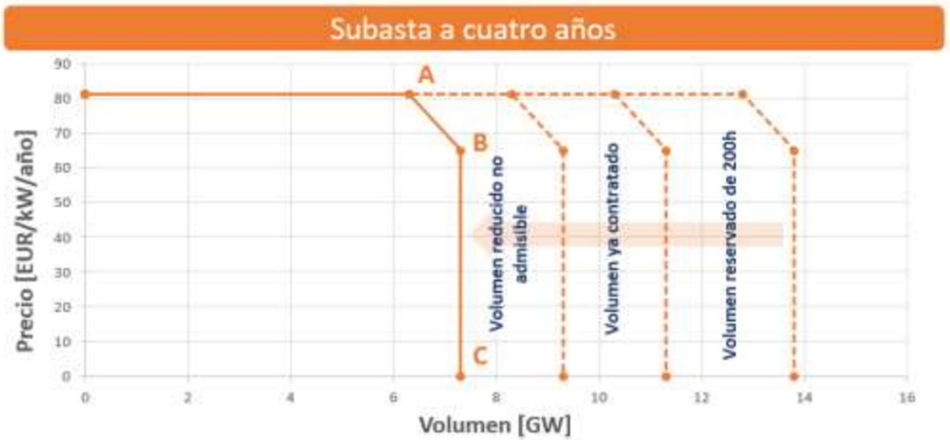
([55]) El escenario de referencia utilizado para calibrar la primera curva de demanda se describe en el considerando 287.

([56]) El CONE neto representa los ingresos netos que la mejor tecnología entrante nueva tendría que obtener en el mercado de capacidad para compensar el «dinero perdido» en el mercado de la energía durante un año. Se calcula restando al CONE bruto los ingresos del mercado y los ingresos en concepto de servicios auxiliares.

([57]) La autoridad reguladora, la CREG, puso en marcha una consulta pública del 1 al 13 de julio de 2020 en relación con una propuesta de valores para el CONE aplicables a una preselección de tecnologías de referencia, el coste medio ponderado del capital (CMPC) y el factor de corrección X [véase el considerando 99, letra b)].

Gráfico 1

Estimación indicativa de la curva de la demanda para las subastas a cuatro años



Fuente: Notificación.

a) En el eje de ordenadas, el punto B corresponde al CONE neto ([58]). En el eje de abscisas, el punto B corresponde al volumen objetivo (teniendo en cuenta la carga media durante los períodos de escasez simulada, las reservas de balance, la energía media no suministrada durante los períodos de escasez simulada, el volumen no elegible reducido, el volumen ya contratado y la reserva de parte del volumen para la subasta a un año, como se describe en el considerando 98.

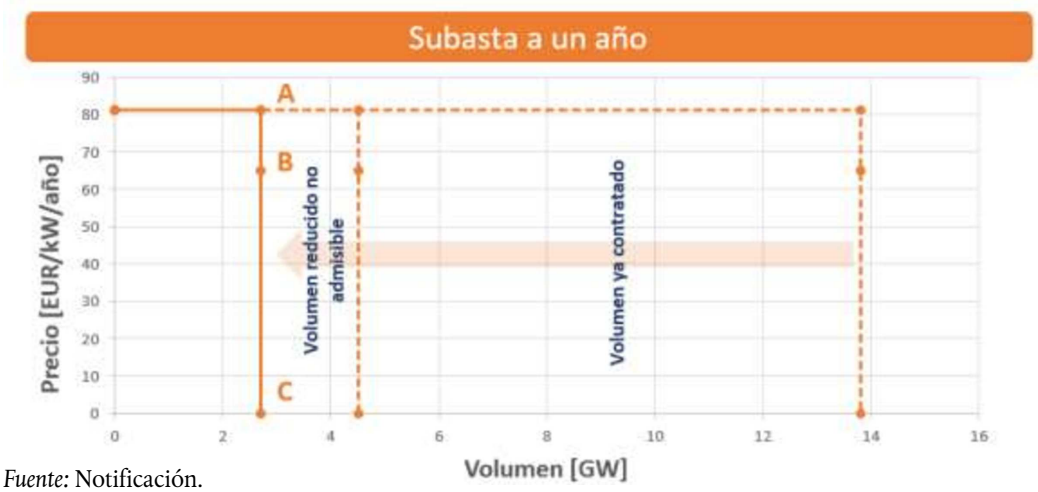
b) En el eje de ordenadas, el punto C corresponde a 0 y, en el de abscisas, al volumen objetivo.

c) En el eje de ordenadas, el punto A corresponde al precio máximo para la subasta internacional, mientras que, en el de abscisas, el punto A corresponde a un volumen específico que se calcula igual que el volumen representado en el punto B [véase, el considerando 95, letra a)], pero utilizando una LOLE diferente (la $LOLE_A$). La $LOLE_A$ equivale al estándar de fiabilidad (es decir, a la LOLE de referencia) multiplicada por el factor de corrección X (véase el considerando 94).

(96) El diseño de la curva de la demanda para las subastas a un año se basa en los mismos puntos B y C que se usan para las subastas a cuatro años, solo que el volumen que se desea obtener se ajusta para que tenga en cuenta la capacidad ya contratada en la subasta a cuatro años correspondiente al mismo período de suministro. En el eje de ordenadas, el punto A corresponde al precio máximo para la subasta internacional y, en el eje de abscisas, al volumen objetivo.

Gráfico 2

Estimación indicativa de la curva de la demanda para las subastas a un año



Fuente: Notificación.

([58]) Incluyendo las turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC), las turbinas de gas de ciclo abierto (TGCA) y los combustibles diésel en la preselección de tecnologías de referencia y suponiendo valores promedios del CONE bruto, los ingresos del mercado de la energía y los ingresos en concepto de servicios auxiliares.

(97) Las autoridades belgas consideran que el diseño de las curvas de demanda respeta dos principios:

a) garantizar la seguridad del suministro: Esto significa que una vez que concluyan las subastas a cuatro años y a un año, debe cumplirse el estándar de fiabilidad, de lo contrario, el MC no alcanzará su objetivo. Dado que el punto B corresponde al volumen necesario para cumplir el estándar de fiabilidad, debe garantizarse que se contrata como mínimo este volumen. Como después de la subasta a cuatro años aún es posible contratar capacidades adicionales en la subasta a un año, es posible obtener una curva descendente entre el punto A y el punto B en la subasta a cuatro años, de manera que se contrate una cantidad menor a la que se calcula para el punto B en la subasta a cuatro años. Sin embargo, contratar menos volumen del que se refleja en la letra B en la subasta a un año no garantizaría que se cumpla el estándar de fiabilidad. Esto explica la sección vertical entre los puntos A y B en la subasta a un año, y

b) garantizar un mecanismo proporcionado al mínimo coste: esto significa que el volumen total que debe contratarse no debe superar el volumen necesario para cumplir el estándar de fiabilidad, de lo contrario, aumentaría el coste total del mecanismo. Esto explica por qué la curva de demanda es vertical entre el punto B y la intersección con el eje de abscisas, tanto en la subasta a cuatro años como en la subasta a un año.

(98) De acuerdo con la Ley de electricidad, es necesario reservar un volumen mínimo de capacidad para las subastas a un año, que debe restarse al volumen que se desea obtener para la subasta a cuatro años. Este volumen reservado equivaldrá como mínimo a la capacidad necesaria, de media, para cubrir el total de la capacidad máxima para menos de doscientas horas de funcionamiento al año. De acuerdo con el Real Decreto para determinar la metodología para el cálculo de la capacidad y los parámetros para la subasta en el marco del mecanismo de capacidad, para cada bloque de 100 MW, se calculará la capacidad necesaria para cubrir la capacidad máxima para menos de doscientas horas de media, en función del promedio del número de horas que se necesitan para cumplir con el criterio de seguridad del suministro basado en la curva de la duración de la carga. Estas son las horas que necesitan determinadas necesidades de capacidad para cubrir el consumo de electricidad máximo. El cálculo de la curva de la demanda tuvo como resultado la reserva de alrededor de 2,5 GW para la subasta a un año previstos para 2024. Según Bélgica, la decisión de reservar parte del volumen que debe contratarse para el proceso de la subasta a un año refleja su voluntad de destacar la neutralidad y la apertura técnicas del mecanismo. Esta medida promueve la participación de proveedores de respuesta a la demanda, ya que puede resultar más difícil que estas capacidades prevean su disponibilidad con mucha antelación, lo que posiblemente complique su participación en la subasta a cuatro años. Independientemente de este cambio en el volumen de la capacidad para la subasta a un año, todos los titulares de capacidad pueden participar tanto en la subasta a cuatro años como en la subasta a un año para determinado período de suministro.

(99) Adelantándose a la aplicación del proyecto definitivo de Real Decreto:

a) Elia puso en marcha una consulta pública sobre los escenarios, sensibilidades y datos para el cálculo de parámetros del MC de cara a la subasta a cuatro años para el período de suministro 2025-2026. La consulta pública se celebró del 5 de mayo de 2020 al 5 de junio de 2020 ([59]). Elia consultó acerca de los datos procedentes de las MAF para 2019 de la REGRT de Electricidad, actualizados con la información más reciente procedente de fuentes públicas, y sobre las sensibilidades que debían incluirse en el escenario de referencia, que pueden afectar a la seguridad del suministro de Bélgica, de acuerdo con el Real Decreto (véase el considerando 93). Después de la consulta pública, Elia recomendó introducir en el escenario de referencia una sensibilidad de «baja demanda» y una sensibilidad correspondiente al escenario EU-HiLo ([60]) (véase el considerando 30). Más tarde, el 10 de julio de 2020, la CREG adoptó una propuesta de escenario de referencia ([61]), en la que vuelve a repetir especialmente sus críticas sobre la recomendación de Elia de incluir una sensibilidad de reducción de la disponibilidad de energía nuclear francesa proporcionada por cuatro unidades (véase el considerando 87), en la que también hace alusión al mecanismo de capacidad francés para garantizar la cobertura y al riesgo de que aumente la capacidad que debe contratarse. Sin embargo, poco después, la Dirección General de Energía del SPF de Economía adoptó una recomendación para el ministro de Energía ([62]), en la que recomienda introducir en el escenario de referencia una modificación de la demanda prevista, ya que esta última cayó como resultado del impacto de la pandemia de COVID-19. También hizo referencia a la ausencia de disponibilidad de una unidad nuclear francesa adicional. Por consiguiente, la Dirección General de Energía del SPF de Economía rechazó la mayoría de las críticas de la CREG, pero aun así invitó a Elia a revisar su análisis en vista de la actuación del PLEF (véase el considerando 35).

([59]) https://www.elia.be/en/public-consultation/20200505_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm.

([60]) *2.2.1 French nuclear availability* («2.2.1. Disponibilidad de energía nuclear procedente de Francia»). La primera sensibilidad va en consonancia con el estudio de cobertura y flexibilidad para el período 2020-2030 de diez años de duración (Elia, 2019) y se presenta en la sección 2.6.8. Incluye una disponibilidad de energía nuclear que se reduce en cuatro unidades en el invierno.

([61]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2105.

([62]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/avis-dg-energie-projet-proposition-2105-signed.pdf.

b) La CREG organizó una consulta pública del 1 al 13 de julio de 2020 sobre una propuesta acerca de los valores del CONE neto, el coste medio ponderado del capital (CMPC) y el factor de corrección X ([63]). Cada año, el ministro de Energía toma una decisión basándose en la propuesta de la CREG, pero puede valorar otras opciones.

(100) La curva de la demanda para la subasta a cuatro años en octubre de 2021 se basa en el escenario central de las MAF para 2019, con datos actualizados y correcciones basados en el análisis de cobertura de generación realizado por el PLEF y publicado en abril de 2020 (véanse también los considerandos 287 a 289).

(101) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 utiliza el escenario central de las MAF para 2020, complementada con el conjunto de datos más recientes para cada país y recopilados por la REGRT de Electricidad y con la información pública o los estudios nacionales actualizados para otros países. Según Bélgica, al utilizar la misma fuente (las MAF) como conjunto de datos tanto para las evaluaciones de cobertura de la demanda como para calibrar la curva de la demanda, se garantiza la coherencia.

(102) Bélgica aclaró que la sensibilidad utilizada en los cálculos de la curva de la demanda para la primera subasta relativa a la falta de disponibilidad de la capacidad de energía nuclear francesa (de acuerdo con el análisis de cobertura de generación realizado por el PLEF) también se ha reflejado en el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021.

(103) El volumen estimado que debe contratarse en las primeras subastas a cuatro años y a un año es de aproximadamente 9,5 GW. El volumen total se define para cada subasta y se basa en la metodología descrita en la sección 2.5.2. En la curva de demanda para la subasta a cuatro años, las autoridades belgas han reservado un volumen considerable para la subasta a un año, asegurándose de que se realiza una nueva calibración cuando se acerque el año de suministro y evitando así que se subaste demasiada capacidad en la primera subasta a cuatro años. Esta gran reserva a un año no solo permite que las autoridades belgas gestionen pequeñas desviaciones a raíz de nuevas aportaciones de datos y mejoras metodológicas, sino que también garantiza que se concedan a las tecnologías nuevas e innovadoras amplias posibilidades de participar, de forma que se garantiza la neutralidad tecnológica de la medida en la práctica.

(104) En total, en la subasta a cuatro años en 2021 se contratará en torno al 54 % del consumo de punta en momentos de escasez, de forma que se reducirá el volumen objetivo a lo estrictamente necesario.

(105) Bélgica se comprometió a realizar comprobaciones cruzadas y ajustar los volúmenes que se deben contratar en la subasta a cuatro años en 2023 y en la subasta a un año en 2026 si fuera necesario, de acuerdo con los resultados del NRAA de 2023.

2.5.3. *Fase de precualificación*

(106) A todos los titulares de capacidad de generación por encima de 1 MW se les aplica un procedimiento de precualificación obligatorio. Sin embargo, las capacidades precualificadas no están obligadas a participar en el proceso de presentación de ofertas (exclusión voluntaria). Con el fin de facilitar este proceso de precualificación obligatorio, se prevé establecer una vía rápida para llevarlo a cabo y permitir que los titulares de capacidad cumplan con la obligación de precualificación con un mínimo esfuerzo (solo se requiere una cantidad de información mínima, como un número de identificación, un tipo de suministro y la capacidad instalada total), es decir, una vez que los titulares de capacidad hayan llevado a cabo el proceso de precualificación por la vía rápida, la capacidad se considera automáticamente excluida.

(107) Los requisitos de precualificación incluyen un límite de emisiones. Los proveedores de capacidad que superen el siguiente límite de emisiones no pueden participar en la subasta de capacidad:

a) para las capacidades que pusieron en marcha la producción a partir del 4 de julio de 2019, se aplica un límite de emisiones de 550 g de CO_2 producidas a partir de combustibles fósiles por kWh de electricidad;

b) las capacidades que pusieron en marcha la producción antes del 4 de julio de 2019 no pueden emitir más de 550 g de CO_2 producidas a partir de combustibles fósiles por kWh de electricidad, ni más de una media anual de 350 kg de CO_2 procedente de combustibles fósiles por kWe instalado.

([63]) https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/consultation-publique-relative-au-projet-de-proposition-2086-relative-au.

(108) Además, como parte del proceso de precualificación, los candidatos deben aportar una garantía financiera provisional para poder participar en la subasta. Esta garantía financiera entra en vigor cuando en la subasta se selecciona la unidad de mercado de capacidad («CMU»). Si, una vez seleccionado en la subasta, el proveedor de capacidad no cumple con sus obligaciones contractuales o no está dispuesto a firmar el contrato de capacidad, se aplicarán sanciones económicas como parte del proceso de control previo al suministro. La contraparte contractual tiene derecho a reclamar la garantía financiera si no se abonan dichas sanciones. En el momento en que se lleve a cabo la precualificación, el importe de la garantía financiera provisional será de 20 000 EUR/MW para las CMU virtuales y adicionales y de 10 000 EUR/MW para las CMU existentes, en función del volumen elegible de las CMU (teniendo en cuenta que aún no se conoce la capacidad contratada y garantizando que la garantía financiera sea proporcionar al tamaño del proyecto y al correspondiente riesgo para el sistema en caso de incumplimiento). En el caso de que la capacidad contratada definitiva de la CMU sea inferior a su volumen elegible, se reducirá la garantía financiera en función de esa diferencia positiva entre el volumen elegible y la capacidad contratada, y se multiplicará por 20 000 EUR (para las CMU virtuales y adicionales) o por 10 000 EUR (para las CU existentes).

(109) Además, las partes que deseen solicitar la precualificación de nuevas instalaciones (para un contrato de capacidad de quince años) que funcionen mediante combustibles fósiles deben reconocer que obtener un contrato de capacidad no les exime de cumplir con los objetivos y la legislación actuales y futuros establecidos por la Unión Europea o por Bélgica con objeto de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, deben reconocer que al obtener un contrato de capacidad se comprometen a contribuir a la formulación de políticas para alcanzar estos objetivos. A tal fin, deben adjuntar una declaración por escrito en la que se comprometen a:

a) estudiar la viabilidad técnica y económica de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la instalación en cuestión antes del 31 de diciembre de 2026, de acuerdo con los objetivos y la legislación de la Unión y de Bélgica;

b) establecer un plan de reducción de emisiones antes del 31 de diciembre de 2027, en el que se indique cómo contribuirán a la transición hacia la neutralidad climática en 2050, y que contenga objetivos intermedios para los años 2035 y 2045, y

c) alcanzar las emisiones nulas o negativas para 2050. Las partes implicadas en el establecimiento de un plan de reducción de las emisiones pueden optar por llevar a cabo este estudio conjuntamente.

(110) Debe demostrarse a la Dirección General de Energía del SPF de Economía que se cumplen los compromisos establecidos en el considerando 109.

2.5.4. *Características del diseño de subastas específicas*

2.5.4.1. Normas para la fijación de precios

(111) El mecanismo de subasta competitiva utiliza el formato de subasta por oferta cerrada, en el que los licitadores presentan ofertas anónimas y a continuación se adjudica el mercado en una sola ronda. Según las autoridades belgas, al no informar al mercado durante la adjudicación del mismo y no permitir que los licitadores actualicen sus ofertas, el formato de subasta por oferta cerrada limita las posibilidades de abuso del poder de mercado. También indica que, al contrario de lo que sucede con las subastas dinámicas descendentes, mediante este proceso de oferta cerrada los licitadores no están limitados por la necesidad de estar disponibles para reaccionar a la información facilitada para el proceso de subasta, que suele tenerlos ocupados (normalmente) dos o tres días. Cuanto menos complicado sea el proceso de subasta y menos tiempo requiera más reducirá los obstáculos de entrada, y esto es especialmente pertinente para los agentes pequeños y nuevos y para las partes que responden a la demanda cuya actividad principal no sea el mercado de la energía.

(112) Todos los adjudicatarios recibirán una remuneración por la capacidad, sobre la base de la norma de fijación de precios *pay-as-bid* (el precio se fija con arreglo a la oferta) para todas las subastas relacionadas con al menos los dos primeros períodos de suministro (subastas a cuatro años y a un año para los períodos de suministro que comienzan en noviembre de 2025 y en noviembre de 2026). En otras palabras, los proveedores de capacidad adjudicatarios recibirán el precio fijado con arreglo a su oferta como remuneración de capacidad.

(113) Después de la presentación de un informe de evaluación al Parlamento, la norma de fijación de precios *pay-as-cleared* (el precio de fija con arreglo a la adjudicación) podría aplicarse a las subastas relacionadas con períodos de suministro posteriores. Según la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación, la remuneración por la capacidad equivale al precio de la oferta de la oferta más cara seleccionada (con la limitación del precio máximo intermedio, véase la sección 2.5.4.2).

(114) Las autoridades belgas creen que la situación de la cobertura en Bélgica en torno a 2025 requerirá capacidad nueva (véase el considerando 29). Por lo tanto, los titulares de capacidad que presenten estructuras de costes muy heterogéneas probablemente competirán en las subastas iniciales del MC. Por ese motivo, las autoridades belgas temen que algunos proveedores de capacidad puedan beneficiarse de los cánones inframarginales elevados del MC y, por tanto, obtener beneficios imprevistos si se aplica la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación. De acuerdo con Bélgica, en teoría, si se dispusiera de información perfecta que permitiera que los participantes del mercado previeran el posible precio de casación del mercado con arreglo a los estándares de fijación de precios con arreglo a la adjudicación y a la oferta el resultado sería el mismo, ya que los licitadores tienen un incentivo para presentar ofertas a este precio de casación previsto. Sin embargo, inevitablemente las primeras subastas del MC están asociadas a un cierto grado de inseguridad e imprevisibilidad en cuanto al posible precio fijado con arreglo a la adjudicación. Por tanto, de acuerdo con la norma de fijación de precios con arreglo a la oferta, los agentes del mercado pueden actuar de forma más prudente para evitar el riesgo de no ser seleccionados y, por tanto, la fijación de precios con arreglo a la oferta puede derivar en un resultado menos costoso.

(115) Sin embargo, Bélgica considera que la ventaja en términos de rentabilidad de las subastas cuyos precios se fijan con arreglo a la oferta probablemente disminuye con el tiempo, no solo porque puede que desaparezca la necesidad de nueva capacidad, sino también porque las sucesivas subastas cuyos precios se fijan con arreglo a la oferta permiten que los participantes del mercado prevean mejor el precio de casación del mercado de referencia, de forma que se «aplana» la curva de la oferta. Además, si desapareciera el problema del dinero perdido a medio o largo plazo, la fijación de precios con arreglo a la oferta impediría que el precio tienda a cero, ya que los proveedores de capacidad no tienen incentivos para presentar ofertas a precio cero de acuerdo con la norma de fijación de precios con arreglo a la oferta.

(116) Bélgica considera que después de sucesivas subastas, la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación puede ser una mejor elección para estimular la competencia, proporcionar una señal de precios transparente y permitir que las remuneraciones de la capacidad tiendan a cero cuando se espere que el nivel de la capacidad suministrada sea adecuado para ajustarse al nivel de la capacidad demandada. Una de las características de la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación es que el comportamiento racional de presentación de ofertas es pujar a costes reales. Además, dado que la fijación de precios con arreglo a la adjudicación proporciona una señal de precios transparente para el mercado, esta información puede resultar especialmente valiosa para las pequeñas unidades y los nuevos agentes del mercado, ya que les daría una idea más clara de las condiciones que cabe esperar actualmente y en el futuro en el mercado, de modo que fomenta la participación con el paso del tiempo. Por otro lado, la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación facilita los acuerdos contractuales, especialmente para las agregaciones. Por tanto, Bélgica preverá un procedimiento que permita realizar el cambio y aplicar la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación cuando se demuestre que resulta beneficioso hacerlo.

2.5.4.2. Precio máximo intermedio

(117) Como se describe en la sección 2.6, un MC que requiere inversiones significativas puede solicitar un contrato de capacidad plurianual. Por el momento, esta norma no se aplica a la participación exterior indirecta, que solo puede recibir un contrato anual (véanse los considerandos 143 y 144). Según las autoridades belgas, los MC pertenecientes a la categoría de contrato anual apenas tienen que cubrir gastos de inversión o dichos gastos son muy reducidos (de lo contrario, cumplirían las condiciones para un contrato plurianual). Por tanto, se prevé la aplicación de un precio máximo intermedio para los MC pertenecientes a la categoría de contrato anual, para evitar beneficios imprevistos. Esta norma también se aplicará a los contratos atribuidos a capacidad exterior indirecta (véase información detallada en la sección 2.10.1).

(118) Las CMU pertenecientes a la categoría de contrato anual no podrán presentar una oferta a un precio superior al precio máximo intermedio. Además, incluso cuando se aplique la norma de fijación de precios con arreglo a la adjudicación (véase el considerando 113), estas CMU no recibirán pagos por la capacidad superior al precio máximo intermedio.

(119) Según las autoridades belgas, el precio máximo intermedio también impedirá que los agentes del mercado que ostenten un poder de mercado significativo decidan estratégicamente paralizar o cerrar la capacidad existente, de modo que extraigan capacidad del mercado e influyan en el precio de casación del mercado. Al limitar la remuneración máxima por la capacidad para aquellas capacidades pertenecientes a la categoría de contrato anual (entre ellas, los activos existentes), el precio máximo intermedio limitaría el potencial de establecimiento de cánones inframarginales excesivos.

(120) Las autoridades belgas indican que, por una parte, el precio máximo intermedio debe ser lo suficientemente bajo como para evitar beneficios imprevistos pero, por otra, no debe ser demasiado bajo como para impedir una rentabilidad normal para los inversores o incluso impedir que las CMU participen en la subasta del MC y creen una señal de salida no deseada.

(121) La metodología descrita en el Real Decreto que establece la metodología para calcular los parámetros de la subasta en el marco del mecanismo de capacidad determina que el precio máximo intermedio se ajustará de acuerdo con el nivel de «dinero perdido» de la tecnología del mercado que en ese momento obtenga el peor rendimiento, teniendo en cuenta tanto los costes como los ingresos.

(122) Se tienen en cuenta los siguientes costes:

a) costes fijos de mantenimiento y explotación («FOM») anuales;

b) costes de mantenimiento no anuales anualizados (excepto los costes relacionados con un aumento de la capacidad o con la ampliación de la vida útil de una instalación);

c) costes de activación para una prueba de disponibilidad.

(123) Estos componentes de costes se dividen por los factores de reducción aplicables, dado que el precio máximo intermedio se aplica en la subasta en la que los precios se expresan por MW reducido. Las autoridades belgas proporcionaron los datos presentados en el cuatro 5 que figura a continuación ([64]).

Cuadro 5

Costes totales anuales de una preselección de tecnologías existentes ([65])

	Costes FOM anuales [EUR/kW/año]			Coste de activación para prueba de disponibilidad [EUR/kW/año]	Factor de reducción ([66])
	BAJOS	MEDIOS	ALTOS		
TGCC	29	30	41	0	91 %
TGCA	19	19	40	0	90 %
Turborreactores	23	29	29	0	96 %
Respuesta al mercado	5	10	15	0,18	36 %

Fuente: Notificación.

(124) Se tienen en cuenta los siguientes ingresos:

a) cánones inframarginales anuales obtenidos en el mercado de la electricidad;

b) ingresos netos anuales procedentes de la prestación de servicios de balance relacionados con la frecuencia.

(125) Las autoridades belgas proporcionaron los datos que se presentan a continuación en el cuadro 6:

([64]) Elia puso en marcha una consulta pública sobre los escenarios, sensibilidades y datos para el cálculo de parámetros del MC de cara a la subastan a cuatro años para el período de suministro 2025-2026 [véase el considerando 99, letra a)].

([65]) Cifras obtenidas del informe de calibración de Elia. Disponible en: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([66]) Teniendo en cuenta que el factor de reducción para «energía térmica a gran escala» varía entre el 85 y el 95 %, se aplica un factor de reducción mínimo del 90 % para la tecnología de *TGCC*, *TGCA* y *turborreactores*. Para la tecnología de *respuesta al mercado*, el factor de reducción representa una media que tiene en cuenta las diversas posibilidades que incluye a esta tecnología.

Cuadro 6

Ingresos anuales totales de una preselección de tecnologías existentes ([67])

	Ingresos anuales totales [EUR/kW/año] ([68])		
	BAJOS	MEDIOS	ALTOS
TGCC	5	11	20
TGCA	10,2	12,6	15,5
Turborreactores	19,3	23,2	27
Respuesta al mercado	14,3	17,1	20

Fuente: Notificación.

(126) Por último, el «dinero perdido» se calcula restando los ingresos anuales de los valores de los costes anuales. A la cifra obtenida se le añade un margen de incertidumbre del 5 %, para tener en cuenta las incertidumbres generales relacionadas con una estimación del «dinero perdido», especialmente teniendo en cuenta que la calibración del precio máximo intermedio requiere una generalización de las cifras de ingresos y gastos de cada tecnología y que este cálculo se efectúa varios años antes del período de suministro correspondiente.

(127) Las autoridades belgas proporcionaron los datos recogidos en el cuadro 7. Los distintos «niveles» para el «dinero perdido» se representan en las siguientes categorías: el nivel 1 considera cifras de costes reducidas y cifras de ingresos elevadas; el nivel 2 considera cifras de costes reducidas y cifras de ingresos medias; el nivel 3 considera cifras de costes reducidas y cifras de ingresos reducidas; el nivel 4 considera cifras de costes medias y cifras de ingresos elevadas; el nivel 5 considera cifras de costes medias y cifras de ingresos medias; el nivel 6 considera cifras de costes medias y cifras de ingresos reducidas.

Cuadro 7

Valores del «dinero perdido» obtenidos para una preselección de tecnologías existentes ([69])

«Dinero perdido» [EUR/kWreducido/año]	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	Nivel 6
TGCC	10,4	20,8	27,7	11,5	21,9	28,8
TGCA	4,1	7,5	10,3	4,1	7,5	10,3
Turborreactores	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Respuesta al mercado	0	0	0	0	0	0

Fuente: Notificación.

([67]) Cifras obtenidas del informe de calibración de Elia. Puede consultarse en: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([68]) Cabe señalar que para la obtención del valor medio total solo se tienen en cuenta las tasas de reserva de RRFm inferiores a 10 EUR/MW/h, ya que se considera que los precios superiores a este umbral representan períodos con problemas de cobertura y, por tanto, no son representativos para este análisis. Los valores BAJOS/MEDIOS/ALTOS se calculan como el 60/75/90 % del valor medio total, para que tengan en cuenta los costes variables relacionados con la reserva de RRFm como, por ejemplo, el coste asumido para presentar una oferta. Con el fin de evitar la doble contabilidad y tener en cuenta únicamente los ingresos netos, los ingresos netos procedentes del suministro de servicios de balance relacionados con la frecuencia se han tenido en cuenta en la siguiente medida: no se tienen en cuenta las RCF, ya que es probable que las baterías se conviertan en la tecnología dominante para proporcionar RCF. La tecnología de las baterías no se tiene en cuenta para calibrar el precio máximo intermedio, porque se considera que derivará en un caso de uso de negocio positivo para el suministro de RCF. Tampoco se tienen en cuenta las RRFa, puesto que se asume que las tecnologías que proporcionan RRFa arbitran entre el suministro de RRFa y la venta de energía. Por consiguiente, se asume que las tasas de reserva de RRFa no representan un ingreso neto adicional a los cánones inframarginales obtenidos en el mercado de la energía. Los ingresos procedentes de RRFm no se consideran pertinentes para las tecnologías de turborreactores (que se supone que suministran un producto estándar de RRFm) y respuesta al mercado (que se supone que suministran un producto flexible de RRFm), ya que suelen prestar estos servicios actualmente en el mercado. Más concretamente, los ingresos de las tecnologías de turborreactores y respuesta al mercado se calculan como un porcentaje de la tasa media de reserva de RRFm o del canon inframarginal procedente del mercado de la energía, dependiendo de cuál de los dos registre un valor superior.

([69]) Cifras obtenidas del informe de calibración de Elia. Disponible en: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

(128) Según las aportaciones y los datos proporcionados por Elia y según el asesoramiento aportado por la autoridad reguladora sobre dichos datos, las autoridades belgas han establecido el precio máximo intermedio para la primera subasta, es decir, para la subasta a cuatro años con un período de suministro de noviembre de 2025 a octubre de 2026 a 20 EUR/kWreducido/año

(129) Durante el procedimiento de investigación formal, Bélgica estableció un mecanismo que permitiría la exención individual de la aplicación del precio máximo intermedio ([70]).

(130) El mecanismo de obtención de la exención se ha introducido en el Real Decreto para determinar la metodología para el cálculo de la capacidad y los parámetros de la subasta en el marco del MC. El mecanismo de obtención de la exención se aplica tanto a las capacidades nacionales como a las capacidades transfronterizas indirectas.

(131) Según el Real Decreto, para la primera subasta, debido al plazo limitado entre el diseño del mecanismo de obtención de la exención y la preparación de esa primera subasta, la exención se concederá *ex post*, es decir, una vez finalice la subasta. Bélgica explicó que los posibles beneficiarios solicitarán la exención antes de las subastas y presentarán toda la información pertinente antes de las mismas. Todos los criterios y normas para la obtención de la exención se establecerán de forma transparente antes de las subastas. La exención no dependerá de las ofertas presentadas de ningún participante en la subasta. Por último, si posteriormente se determina que algunas unidades no cumplen los requisitos para la exención y para que se reduzcan sus pagos, esto no afectará al resultado (contrato, pago y cantidad adjudicada) para otras unidades participantes en la subasta.

2.5.4.3. Normas de adjudicación

(132) La capacidad subastada debe adjudicarse seleccionando la combinación de ofertas que maximice el bienestar social, teniendo en cuenta la curva de la demanda (establecida de forma administrativa) y la de la oferta (mediante la agregación de distintas ofertas de los titulares de capacidad) y teniendo en cuenta los componentes de volumen y precios de las distintas ofertas. En este contexto, el bienestar social se calcula como la suma del excedente del consumidor (excedente para la sociedad que surge a raíz de satisfacer la demanda de seguridad del suministro a un precio inferior a la voluntad de pago por la capacidad definida por la curva de la demanda) y del excedente del productor (excedente de los proveedores de capacidad que surge de la selección de sus ofertas a un precio superior al precio de oferta).

(133) Si varias soluciones de adjudicación (es decir, combinaciones de ofertas) son equivalentes en términos de maximización del excedente económico, se seleccionará aquella que tenga el menor índice de emisiones de CO_2. Si dos soluciones son equivalentes en términos se maximización del excedente económico y se la media ponderada de emisiones de CO_2, se seleccionará la solución con la menor duración media ponderada del contrato, con el fin de limitar que el bloqueo durante varios años ([71]).

(134) El algoritmo de la subasta también tendrá en cuenta las limitaciones de la red, de forma que rechazará determinadas combinaciones de ofertas que en conjunto no sean factibles para la red. El conjunto de limitaciones de la red relacionadas con la red del GRT que se aplicarán durante la adjudicación de la subasta se determinará antes de que tenga lugar dicha adjudicación y se basará en aspectos relacionados con la seguridad del sistema o bien en limitaciones de la disposición física.

2.6. **Duración del contrato**

(135) Según las autoridades belgas, una duración superior del contrato de capacidad permite que el proveedor obtenga financiación a largo plazo para distribuir los costes de la inversión a lo largo de un período de tiempo más prolongado. Esto podría reducir la remuneración de la capacidad anual necesaria y contribuir a garantizar la competitividad de un nuevo proyecto frente a aquellos ya existentes en el mercado. El potencial de una nueva entrada a un precio competitivo también es de vital importancia para controlar el poder de mercado de los proveedores de capacidad existente.

([70]) Una metodología para obtener una exención individual se sometió a una consulta pública en febrero de 2021.

([71]) Los proveedores de capacidad deben presentar la información relativa a las emisiones de CO_2 de sus CMU durante el proceso de precualificación. Las Normas de Funcionamiento del MC belga (véase la sección 18.1.17) aportan orientaciones para calcular las emisiones específicas y anuales, sobre la base del dictamen n.º 22/2019 de la ACER.

(136) Sin embargo, una mayor duración del contrato de capacidad también puede «bloquear» una tecnología en el mercado energético durante un período de tiempo más prolongado. Por ese motivo, Bélgica ha optado por crear distintas categorías de capacidad (desde un año, hasta tres ocho y quince años). De esta manera, las nuevas inversiones no reciben inmediatamente un contrato de capacidad para el período máximo (quince años), de forma que se evita que el mercado de la energía quede bloqueado en el futuro y las tecnologías nuevas (y posiblemente más ecológicas) no pueden acceder a él.

(137) En el Real Decreto de 12 de diciembre de 2019 ([72]) propuesto por la CREG, los costes elegibles son los siguientes: aquellos gastos en inversiones iniciales y puntuales, que se ordenan a partir de la fecha de publicación de los resultados de la subasta en los que se retiene y ejecuta la oferta a más tardar la víspera del día en que comienza el período de suministro de capacidad, necesarios para la construcción o para el suministro de elementos técnicos físicos de capacidad esenciales, y para ofrecer capacidad adicional al mercado belga, desde el primer día del período de suministro que abarca el contrato de capacidad. Para la capacidad existente, los gastos que afecten a la oferta de capacidad adicional son: i) aquellos gastos necesarios para permitir que la capacidad cumpla con las normas medioambientales y, por tanto, permitan mantenerla en el mercado; ii) aquellos gastos necesarios para aumentar la capacidad instalada o la vida útil de la instalación en términos técnicos, y iii) por lo que respecta a la capacidad exterior directa, aquellos gastos necesarios para conectar la unidad a una red dentro de la zona de control belga (véase la sección 2.10.2).

(138) El Real Decreto propuesto contempla los umbrales que figuran en el cuadro 8. Estos umbrales de inversión se han calculado de manera que se garantice que los costes medios estimado anualizados de la inversión sean equitativos para las categorías de capacidad vinculadas a la duración máxima del contrato de capacidad de quince, ocho y tres años. La CREG propondrá una actualización de los umbrales de inversión cuando se estime necesario, y como mínimo cada tres años ([73]). Los umbrales tienen en cuenta la capacidad instalada, más que de la capacidad reducida. Según Bélgica, en el caso de que para el cálculo de los umbrales de inversión se tuviera en cuenta la capacidad reducida ofrecida por la CMU en lugar de la capacidad instalada, las capacidades con un factor de reducción elevado alcanzarían los umbrales de inversión para contratos plurianuales más fácilmente, lo cual iría en contra del objetivo del MC.

Cuadro 8

Umbrales de inversión para contratos de remuneración de la capacidad a largo plazo

Duración del contrato	Umbrales propuestos por la CREG	Nueva propuesta del Gobierno belga
Años	***EUR/kW***	***EUR/kW***
15	600	360
8	400	239
3	177	106

Fuente: SPF de Economía.

(139) La CREG supervisará los costes de inversión para asegurarse de que la categoría de capacidad asignada a cada proveedor de capacidad sea la correcta, tanto antes como después de la presentación de las unidades. En particular, el proveedor de capacidad debe aportar un expediente de inversión *ex post* que la autoridad reguladora pueda utilizar para realizar su evaluación *ex post* de la categoría de capacidad asignada. Si el análisis *ex post* revela que no se cumplían los criterios relativos a los costes (en particular, un margen de tolerancia limitado para tener en cuenta pequeñas incertidumbres), pueden revisarse las condiciones contractuales (por ejemplo, se puede reclasificar la CMU en la categoría de contrato adecuada). Además, aunque no se proporcione (a tiempo) el expediente de inversión *ex post*, la autoridad reguladora aún puede reclasificar la CMU en la categoría de capacidad anual.

(140) De acuerdo con la propuesta inicial, también se asigna una categoría de contrato a las ofertas agregadas. Si una oferta agregada está compuesta por capacidades pertenecientes a distintas categorías de contrato, la oferta agregada se clasifica en la categoría de contrato correspondiente a la capacidad con la categoría de contrato más breve.

([72]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c1907.

([73]) Los umbrales de inversión los fija el Real Decreto, sobre la base de una propuesta de la autoridad reguladora (artículo 6, apartado 2 de Real Decreto publicado).

(141) Esta propuesta fue revisada con arreglo al procedimiento de investigación formal. De acuerdo con el Real Decreto que establece los umbrales de inversión, los criterios de subvencionabilidad para los costes de inversión y el procedimiento de clasificación, cada capacidad que forme parte una oferta agregada se clasificará en una categoría de capacidad. Según la clasificación de las capacidades, la CREG determina, según proceda, sus diferentes combinaciones de clasificaciones y vinculada cada combinación a una potencia nominal máxima de referencia correspondiente a la suma de las capacidades nominales de referencia de las capacidades de la oferta agregada, que se clasifican en una categoría de capacidad que es igual o superior a la categoría de capacidad especificada. Sobre esta base, el gestor de la oferta agregada elige la categoría de capacidad que aplica a la oferta agregada.

(142) Después del procedimiento de investigación formal, Bélgica también modificó las disposiciones del Real Decreto relativas a los costes de inversión elegibles. La versión modificada del Real Decreto afirma que en el marco del MC solo serán elegibles los costes que conlleve la adaptación a futuras normativas de la Unión.

(143) Según las autoridades belgas, no puede preverse la posibilidad de celebrar contratos plurianuales para la capacidad exterior ya que, a largo plazo, no siempre puede garantizarse suficiente capacidad de entrada. Esta última no solo depende del nivel de interconexión y de su disponibilidad, sino también del riesgo de que varios sistemas de países vecinos sufran períodos de gran demanda del sistema al mismo tiempo. Este riesgo puede variar considerablemente con el transcurso del tiempo, dependiendo de la cobertura y de la situación del mercado de otros países.

(144) No obstante, las autoridades belgas se comprometieron a revisar la posibilidad de que las capacidades exteriores accedan a contratos plurianuales. La primera revisión se llevará a cabo antes del 15 de enero de 2023 y, posteriormente, cada dos años. Si en la revisión se demuestra que los riesgos relacionados con el nivel y la disponibilidad del interconector y el riesgo de estrés en varios sistemas a la vez se mitigan adecuadamente, de forma que los contratos de más de un año de duración para la capacidad exterior indirecta no conllevan riesgos no razonables para la cobertura, se concederán contratos plurianuales a capacidades exteriores.

(145) Por último, la capacidad no demostrada solo puede optar a un contrato de capacidad de un año, porque es difícil justificar cifras precisas de costes que permitirían clasificarla en una de las categorías de contrato plurianual (véase la sección 2.4.4).

2.7. **Obligaciones**

2.7.1. *Opciones de fiabilidad*

(146) En el mecanismo de capacidad belga, la contraparte contractual compra la capacidad de los proveedores de capacidad en forma de opciones de fiabilidad. Los proveedores de capacidad seleccionados en la subasta venden las opciones de fiabilidad al comprador central y reciben a cambio una remuneración fija por la capacidad. Cuando el precio de referencia supere el nivel predefinido, el denominado precio de ejercicio, el proveedor de capacidad tiene la obligación de rembolsar la diferencia entre el precio de referencia y el precio de ejercicio al comprador central, calculada en función de los volúmenes de capacidad contratada.

(147) Como resultado de ello, los ingresos del proveedor de capacidad en el mercado únicamente de energía se limitan al precio de ejercicio, pero a cambio se le garantiza una remuneración de capacidad fija y específica. En otras palabras, los proveedores de capacidad renuncian a una parte de sus rentas de escasez variables para recibir a cambio una remuneración determinada por la capacidad, de forma que se reduce considerablemente el riesgo de volatilidad de los ingresos y, por tanto, los riesgos relacionados con la inversión que debe realizarse. El objetivo de la opción de fiabilidad es doble: principalmente, la obligación de reembolso limita la posibilidad de obtener beneficios imprevistos y, en segundo lugar, supone un incentivo para que las CMU estén disponibles en momentos importantes para la seguridad del suministro.

2.7.2. *Precio de referencia*

(148) Bélgica ha seleccionado precio del mercado diario como precio de referencia. Según Bélgica, sus principales ventajas son las siguientes:

a) el mercado diario representa la señal de mercado más pertinente en relación con los problemas de cobertura, ya que la mayoría de los factores relativos a las posiciones de los agentes del mercado se introducen en las previsiones y la planificación de la producción;

b) el mercado diario tiene una función de señalización sólida y representa el mercado al contado con más liquidez, gracias a su nivel de detalle y a la elevada precisión de sus hipótesis, que se reflejan en los volúmenes intercambiados;

c) después del ajuste diario del sistema belga, deben equilibrarse todos los sujetos de liquidación responsables del balance (nominación diaria a las 15.00 horas) y en ese preciso instante, se liquidan los desvíos del mercado. De esta manera, el mercado diario es la última oportunidad en el calendario de los productos eléctricos para combinar las demandas y ofertas restantes completas después del mercado a plazo y antes de las necesidades de flexibilidad de los mercados intradiario y de balance;

d) debido a su tiempo de posicionamiento en los mercados al contado, debería permitir que todas las tecnologías (en particular, las de capacidad lenta) reaccionen a él.

(149) Bélgica explicó que la metodología para la fijación del precio de referencia puede revisarse en el futuro para asegurarse de que envíe la señal de precios más adecuada, una vez que el nivel de desarrollo de otros mercados al contado aumente hasta alcanzar un nivel que se acerque al del mercado diario. En particular, los precios del mercado intradiario pueden reconsiderarse una vez que la liquidez alcanza niveles suficientes y constantes.

(150) Bélgica ha optado por fijar un precio único de ejercicio con algunas correcciones para garantizar la apertura del sistema a las distintas tecnologías y limitar los beneficios imprevistos en la calibración. De acuerdo con las autoridades belgas, estas correcciones son necesarias para limitar el riesgo de que se aplique un precio único de ejercicio a la participación de algunas tecnologías en el MC. En particular, si no fuera por estas correcciones, aquellas tecnologías cuyo coste marginal a corto plazo supere al precio de ejercicio podrían enfrentarse a dificultades.

(151) Como prevé el artículo 7 *undecies*, apartado 2, de la Ley de electricidad, el parámetro del precio de ejercicio se calibrará cada año mediante un Decreto Ministerial que se publicará a más tardar el 31 de marzo de cada año (tanto para la subasta a cuatro años como para la subasta a un año) y se basará en la metodología establecida en el Real Decreto que determina los parámetros para la subasta.

(152) Esta calibración se basará en un análisis de las curvas agregadas que reúnen la parte elástica del volumen de reacción del mercado observada en el mercado diario y ponderada durante un período de tres años para los períodos correspondientes durante esos tres años (días laborables durante el invierno). La metodología indica que el precio de ejercicio calibrado debe seleccionarse dentro de una horquilla [75 %; 85 %] del volumen de reacción con elasticidad de precios del mercado que reacciona a él y teniendo en cuenta una serie de principios rectores:

a) primer criterio: el precio de ejercicio seleccionado debe cubrir los costes marginales a corto plazo de las tecnologías con programa diario;

b) segundo criterio: la calibración del precio de ejercicio tiene en cuenta la forma de la curva de calibración;

c) tercer criterio: la calibración del precio de ejercicio tiene en cuenta la evolución del mercado de la energía;

d) cuarto criterio: estabilidad en el tiempo del precio de ejercicio, y

e) quinto criterio: brindar una oportunidad razonable para que el precio de referencia alcance el precio de ejercicio.

(153) Para la evaluación del primer criterio, se tienen en cuenta los resultados y supuestos utilizados en el estudio de cobertura y flexibilidad de 2019, especialmente las secciones 2.9.3 y 2.9.4. El cálculo de estos costes marginales a corto plazo se basa en varias hipótesis: una estimación de los precios del combustible, una estimación de la posible evolución del precio del CO2, una estimación del rendimiento («eficiencia») de las diversas tecnologías que analiza el estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 (en este caso las TGCC, las TGCA y los productores de diésel).

(154) Bélgica propuso un precio de ejercicio calibrado indicativo, basado en los últimos tres períodos invernales (del invierno de 2016-2017 al invierno de 2018-2019), que se redujo a [320; 500] EUR/MWh.

(155) Esto implica que el precio de ejercicio puede evolucionar con el tiempo (pero sigue siendo fijo mientras dure el contrato de capacidad de una CMU), de acuerdo con la evolución del mercado de la energía y, como consecuencia de ello, los contratos de capacidad de una subasta no necesariamente reflejan el mismo precio de ejercicio que los contratos de capacidad de otra subasta. En cualquier caso, se informará a los proveedores de capacidad del precio de ejercicio aplicable antes de cada subasta, de forma que podrán tener en cuenta esta información al presentar sus ofertas.

(156) Además, Bélgica ha optado por ofrecer a las CMU sin obligación de programación individual (normalmente los agregadores y proveedores de respuesta a la demanda pertenecen a esta categoría) la posibilidad de sustituir el precio único de ejercicio por su precio de mercado declarado (es decir, por su coste marginal a corto plazo) en la obligación de reembolso, en caso de que este sea superior al precio único de ejercicio. En otras palabras, estas CMU sin obligación de programación individual (y, por tanto, los proveedores de respuesta a la demanda) solo están sujetas a la obligación de reembolso en los casos en los que el precio de referencia supere su precio de mercado

declarado, es decir, cuando represente el precio por encima del cual estos proveedores de capacidad han declarado que suministran energía en el mercado energético. Dicho de otro modo, en el caso de que la calibración del precio único de ejercicio se traduzca en un precio inferior a su coste de activación, estas CMU no están obligadas a devolver ingresos que no han obtenido en el mercado de la energía (en el caso de que el precio de referencia supere el precio de ejercicio, pero se encuentre por debajo de su precio de mercado declarado). Esta medida se introdujo después del proceso de consulta pública, con el fin de mitigar la preocupación de los proveedores de respuesta a la demanda y otras partes que, de lo contrario, se habrían enfrentado a más dificultades para participar, ya que podrían haber tenido que realizar reembolsos sin haber sido despachadas y sin haber obtenido antes los ingresos. Según Bélgica, esta medida también garantiza apertura para las tecnologías, a la vez que limita los beneficios imprevistos. En particular, según las autoridades, este elemento del diseño debería facilitar explícitamente la participación de la respuesta a la demanda en el MC, así como de cualquier otra tecnología con costes marginales superiores a corto plazo.

(157) Por otra parte, las CMU sin obligación de programación individual pueden optar por declarar varios precios diarios como precio de mercado declarado. Esto es especialmente relevante para los agregadores, cuya cartera puede estar formada por CMU con distintos precios marginales y reflejar su curva de costes real. Se supone que esto evita someter a la obligación de reembolso a la energía que no se ha vendido en el mercado y por la cual no se han obtenido ingresos.

2.7.3. *Reembolsos*

2.7.3.1. Descripción

(158) Cuando el precio de la energía en el mercado diario mayorista supere el precio de ejercicio, el proveedor de capacidad tiene que abonar a Elia la diferencia entre el precio de referencia y el precio de ejercicio, calculado en función de los volúmenes de capacidad contratados. Como resultado de ello, los ingresos del proveedor de capacidad en el mercado únicamente de energía se limitan al precio de ejercicio, pero a cambio se le garantiza una remuneración de capacidad fija y específica.

(159) El proveedor de capacidad estará sujeto a la obligación de reembolso, independientemente de si estaba vendiendo electricidad a precios elevados durante el período de liquidación en cuestión.

(160) Es importante añadir que la opción de fiabilidad está diseñada de tal manera que las interrupciones previstas e imprevistas de los activos debidamente comunicadas de antemano quedan exentas de cumplir con esta obligación de reembolso proporcional a la falta de disponibilidad. De hecho, el objetivo de la obligación de reembolso es evitar la obtención de beneficios imprevistos, ya que obliga a reembolsar los ingresos inesperados obtenidos en el mercado de la energía. Sin embargo, en caso de interrupción (ya sea prevista o imprevista), no se suministra energía. Por lo tanto, en el caso de las interrupciones (debidamente comunicadas), es imposible que el proveedor de capacidad obtenga ingresos superiores por la energía como resultado de subidas drásticas de los precios, así que en estas circunstancias no debe aplicarse la obligación de reembolso.

(161) Las unidades de respuesta a la demanda y otras capacidades sin obligación de programación diaria están sujetas a la obligación de reembolso si el precio de referencia supera su precio de mercado declarado (véase el considerando 156).

(162) Las autoridades bélgicas se comprometieron a llevar a cabo un análisis técnico y económico que examinará las ofertas y los resultados de las subastas, prestando especial atención al efecto de la obligación de reembolso. El análisis se realizará cada dos años, empezando después de la primera subasta en la primavera de 2022. El resultado del análisis será objeto de una consulta pública.

2.7.3.2. Mecanismos para detener las pérdidas

(163) Bélgica también implementará un mecanismo para detener las pérdidas, tanto a la obligación de reembolso (relacionada con las opciones de fiabilidad) como con las sanciones por falta de disponibilidad, que se aplican de forma acumulativa (véase la sección 2.8.4).

(164) Este mecanismo para detener las pérdidas implica que en el marco del MC la capacidad del proveedor nunca tendrá que reembolsar una cantidad que supere el valor de su remuneración anual por la capacidad. En otras palabras, en el caso de que el valor del contrato se reduzca a cero, no habrá obligación de pago (ni para las opciones de fiabilidad, ni para los pagos por motivos de disponibilidad). Este principio implica una limitación del riesgo conveniente para el proveedor de capacidad, que permite las ofertas cero en caso de que el «dinero perdido» en el mercado de la energía

se reduzca a cero. Por el contrario, si no existiera este mecanismo para detener las pérdidas, el proveedor de capacidad se arriesgaría a estar sometido a una obligación de reembolso o a una sanción, incluso en caso de no haber perdido dinero y tener un contrato de capacidad cuyo valor fuera 0 EUR. Para cubrir este riesgo, el proveedor de capacidad nunca presentaría una oferta a 0 EUR/MW/año (aunque no perdiera dinero) si no se implementara este mecanismo para detener las pérdidas.

2.8. **Supervisión de la disponibilidad, pruebas y sanciones**

2.8.1. *Control previo al suministro*

(165) Durante el período previo al suministro (es decir, el período posterior a la selección de una CMU en la subasta y anterior al inicio del período de suministro), los proveedores de capacidad seleccionados están sometidos a una serie de requisitos para garantizar que su capacidad contratada estará disponible cuando comience el período de suministro y contribuir a la seguridad del suministro. Principalmente, su objetivo es mitigar el riesgo de las apuestas y cubrir la incertidumbre inherente a las nuevas inversiones (por ejemplo, las demoras en las obras de construcción).

(166) Se exige una seguridad financiera condicionada para garantizar que se cumplen todas las obligaciones solicitadas y puntuales por lo que respecta a los controles previos al suministro derivadas del contrato de capacidad, de las Normas de Funcionamiento del MC o de las normas del mercado (véase el considerando 108). Si no se cumplen las obligaciones de un proveedor de capacidad durante el período previo al suministro, puede recurrirse a la seguridad financiera.

(167) Para las CMU existentes, se organizarán pruebas de disponibilidad previas al suministro, a las que se aplicarán sanciones en caso de incumplimiento. Además, para las CMU adicionales y virtuales, se prevén obligaciones y requisitos de supervisión adicionales entre la subasta a cuatro años y el período de suministro. La supervisión previa al suministro de estas nuevas capacidades se basará en la planificación detallada del proyecto facilitada por el proveedor de capacidad. Si el proveedor de capacidad no alcanzara los hitos establecidos en la planificación del proyecto, de modo que se produjera una demora residual, se aplicarían sanciones, en particular sanciones financieras (cubiertas por la seguridad financiera) o, en algunos casos, se reduciría la capacidad contratada inicialmente (y, por tanto, la remuneración anual de la capacidad) o se reduciría la duración del contrato de capacidad (y, por consiguiente, el número de años durante los cuales se recibirá una remuneración a cambio de la capacidad).

2.8.2. *Supervisión de la disponibilidad*

(168) El GRT belga garantiza la disponibilidad de todas las CMU contratadas (teniendo en cuenta la reducción) para alcanzar el nivel deseado de seguridad del suministro. Teniendo en cuenta que el principal objetivo del MC es garantizar un nivel adecuado de capacidad en el sistema, la supervisión de la disponibilidad se realiza en momentos que guardan pertinencia para la seguridad del suministro. En ese sentido, se define un elemento desencadenante de la supervisión de la disponibilidad («AMT») para identificar los momentos pertinentes desde el punto de vista de la cobertura y durante los cuales el GRT supervisará la disponibilidad de CMU.

(169) El AMT se basa en el precio diario de mercado. Las razones para elegir el precio diario de mercado son las mismas que justifican la obligación de reembolso, que ya se describen en la sección 2.7.2. En los momentos en los que se presenten AMT (es decir, en momento en los que el precio diario de mercado supere el AMT), el GRT puede verificar si la capacidad contratada efectivamente es capaz de responder a una señal diaria del mercado. Si la capacidad no alcanza a la capacidad obligada ([74]) (según los términos y condiciones del contrato de capacidad y las normas de funcionamiento), la parte de la obligación que no estaba disponible será objeto de sanciones, a menos que la CMU pueda asumir la diferencia positiva entre la capacidad obligada y la capacidad disponible ([75]) a través del mercado secundario del MC (véase la sección 2.9). Al vender las obligaciones al mercado secundario, el proveedor de capacidad puede reducir de forma eficaz la capacidad obligada para evitar una discrepancia entre la capacidad obligada y la disponible, y así evitar las sanciones.

(170) Para el cálculo de la capacidad obligada, se establece una distinción entre activos con limitaciones energéticas y sin limitaciones energéticas, ya que contribuyen a la seguridad del suministro de una forma diferente. Un activo con limitaciones energéticas (por ejemplo, baterías o respuesta a la demanda) solo puede estar disponible durante un cierto número de horas consecutivas, mientras que estas limitaciones no se aplican a los activos sin limitaciones energéticas.

([74]) El volumen que la CMU está obligada a tener disponible durante las pruebas de disponibilidad y la supervisión de la disponibilidad.

([75]) La capacidad de la CMU que está realmente disponible durante la ejecución del mecanismo de supervisión de la disponibilidad o durante la prueba de la disponibilidad.

(171) Para los activos sin limitaciones energéticas (por ejemplo, las centrales eólicas o las centrales térmicas), la duración del momento en que se presenta un AMT (expresado en número de horas) no afecta a la capacidad disponible. Como media, estos activos deben ser capaces de suministrar al menos su capacidad reducida. Por lo tanto, en cada una de las horas en que se presenta un AMT («horas de AMT») durante el contrato de capacidad, la capacidad obligada equivale a la capacidad reducida de estos activos, conforme se determina durante la fase de precualificación.

(172) Habida cuenta de que los activos con limitaciones energéticas (por ejemplo, las baterías o la respuesta a la demanda) solo pueden estar disponibles durante un cierto número de horas consecutivas, durante la fase de precualificación estas CMU pueden seleccionar un determinado Acuerdo de Nivel de Servicio (ANS). Por lo tanto, la capacidad obligada equivale a su capacidad no reducida para las horas en las que existen limitaciones energéticas. La capacidad obligada equivaldrá a 0 MW para cualquier hora de AMT en el mismo día. El CMU conserva libertad para despachar su activo para cualquier momento en que surja un AMT en un conjunto de horas de AMT que elija, siempre que hayan cumplido como mínimo con su ANS en todas las horas de AMT de un día.

(173) Se supone que los proveedores de capacidad sujetos a la obligación de programación diaria en el mercado de la energía tienen una capacidad disponible en cada hora de AMT de la máxima potencia disponible (Pmax) ([76]).

(174) Por otro lado, existe una menor visibilidad de la disponibilidad real de los proveedores de capacidad que no están sujetos a la obligación de programación. Por lo tanto, estos últimos siempre están obligados a comunicar antes del cierre diario del mercado un precio diario por encima del cual suministran energía al mercado con la CMU, como mínimo, de acuerdo con la capacidad obligada, que puede superar el precio en caso de AMT. Si el despacho del mercado se produce por debajo de este precio, se asume que la unidad está disponible (pero no está suministrando energía), de acuerdo con una declaración. En el caso de que el despacho del mercado se produzca por encima del precio diario declarado, el GRT verificará el suministro energético. De esta manera, la supervisión no impone la obligación de suministrar energía durante todos los momentos en los que surja un AMT, sino únicamente en los casos en los que las condiciones del mercado sean favorables para la CMU (es decir, el precio diario declarado).

(175) Opcionalmente, el proveedor de capacidad sin obligación de programación también puede declarar otros precios para indicar el suministro en otros mercados (mercados intradiarios o de balance) o volúmenes más bajos. Se supone que esto debe reflejar el funcionamiento del mercado, ya que parte de la energía puede vender prácticamente en tiempo real. El GRT supervisará la disponibilidad utilizando el precio correspondiente al momento en que se suministra la energía. Si los precios declarados nunca son superados en sus respectivos mercados, el activo no tendrá suficiente visibilidad en el mercado y, por tanto, será más susceptible de ser sometido a pruebas. Las Normas de Funcionamiento del MC incluirán el derecho de que el GRT solicite un número determinado de pruebas durante un período de suministro (véase la sección 2.8.3).

(176) Según Bélgica, hay dos elementos que pueden llevar a un proveedor de capacidad a declarar precios correctos para sus CMU, relacionados con la obligación de reembolso y con la supervisión de la disponibilidad:

a) el correcto despacho de la CMU en respuesta al precio declarado contribuye a la credibilidad de la capacidad de la unidad de responder al mercado. Como se indica anteriormente, esto reducirá la posibilidad de que sea sometida a pruebas de disponibilidad. Los costes relacionados con estas pruebas recaen sobre el proveedor de capacidad (véase el considerando 181), lo que supone un incentivo para demostrar disponibilidad mediante el mecanismo de los precios declarados;

b) durante las horas de AMT, en el despacho de la CMU se comprobarán los precios declarados por el proveedor de capacidad. En otras palabras, el GRT debe poder medir el volumen comunicado que va a suministrarse, así como el margen de retención. A modo de ejemplo: si una CMU ha indicado que, según los precios de mercado resultantes, despachará energía al 90 % de la capacidad contratada, deben medirse ese suministro del 90 % y el margen del 10 % y compararse con el límite técnico. Si no se respeta el suministro de energía o el margen comunicado se aplicarán sanciones de disponibilidad. Esto impide que se declaren precios falsos para evadir la obligación de reembolso. No se realizarán estos controles fuera de las horas de AMT que conlleve una obligación de reembolso, ya que fuera de ellas no existe la posibilidad de que el proveedor de capacidad obtenga ganancias de esta manera.

([76]) La potencia máxima (en MW) que el punto de suministro puede inyectar (o poner en marcha) en la red de Elia para un cuarto de hora determinado, teniendo en cuenta todas las restricciones técnicas, operativas, meteorológica o de otro tipo conocidas en el momento en que se notifica la programación diaria a Elia, sin tener en cuenta la participación del punto de suministro en la prestación de servicios de balance.

2.8.3. *Pruebas*

(177) Elia puede verificar la disponibilidad de una CMU mediante la realización de pruebas de disponibilidad sin previo aviso. Elia notificará estas pruebas al proveedor de capacidad a más tardar entre las 15.00 y las 15.30 horas CET el día antes de la realización de la prueba de disponibilidad, es decir, en el mismo momento en que se comunique el horario de AMT.

(178) Elia puede realizar pruebas a una CMU hasta tres veces con resultados positivos durante el período invernal y una vez con resultado positivo fuera del período invernal. Además, Elia se reserva el derecho a comprobar al menos una vez la duración íntegra del ANS (si lo hubiera), con resultado positivo. Elia no llevará a cabo pruebas de disponibilidad en un período en el que previamente esté al corriente de que hay una falta de disponibilidad prevista para la (parte de la) CMU en cuestión cuya capacidad no está disponible (es decir, la capacidad obligada está limitada a lo que se sabe que está disponible).

(179) Elia seleccionará la CMU que va a ser sometida a una prueba mediante un procedimiento interno, que no se hará público. Sin embargo, Elia basará su procedimiento en criterios como los siguientes, entre otros:

a) la cantidad de disponibilidad demostrada de la CMU con respecto a todas las demás CMU sujetas a un contrato de capacidad para el período de suministro en curso;

b) las pruebas de disponibilidad anteriores a las que se ha sometido a la CMU con resultado negativo;

c) la ausencia de capacidad constatada durante la supervisión de la disponibilidad;

d) la correlación de los resultados de la CMU con los precios de mercado declarados.

(180) Cuando Elia notifique la prueba de disponibilidad junto con su duración prevista (duración completa del ANS o un cuarto de hora) al proveedor de capacidad, esta también indicará la hora de inicio y fin. Dentro de ese período, el proveedor de capacidad tiene libertad para organizar el suministro de energía como le resulte más conveniente.

(181) Cualquier ausencia de capacidad durante este período puede ser objeto de sanciones por falta de disponibilidad. El proveedor de capacidad asume cualquier coste que pueda derivar de las pruebas de disponibilidad.

2.8.4. *Sanciones*

(182) Cualquier ausencia de capacidad, es decir, cualquier diferencia positiva entre la capacidad obligada y la disponible, durante una hora AMT puede ser objeto de una sanción por falta de disponibilidad.

(183) La cantidad total de sanciones por falta de disponibilidad que puede recibir un proveedor de capacidad por una CMU para un período de suministro y por la ausencia de capacidad sujeta a una obligación comercial primaria o una transacción comercial secundaria cubiertas para las cuales el período de transacción abarca al menos un período de suministro completo, se limita a los precios de casación seleccionados concedidos en las subastas para el período de suministro multiplicados por las capacidades contratadas en las subastas.

(184) La cantidad total de sanciones por falta de disponibilidad que puede recibir un proveedor de capacidad para una CMU, para un mes y para la ausencia de capacidad derivada de una obligación comercial primaria o una transacción comercial secundaria para las cuales el período de transacción abarca al menos un período de suministro completo, se limita al 20 % de los precios de casación seleccionados concedidos en las subastas para el período de suministro multiplicados por las capacidades contratadas en las subastas.

(185) Si en tres momentos de AMT o pruebas de disponibilidad independientes para la misma CMU se determina que existe una falta de disponibilidad que supera el 20 % de la capacidad obligada, Elia inicia una revisión descendente de la remuneración de la capacidad para esa CMU proporcional a la capacidad ausente máxima determinada durante ese período. No obstante, el proveedor de capacidad conserva una obligación de disponibilidad y sigue pudiendo ser objeto de sanciones por falta de disponibilidad para la CMU, como lo era en el contrato de capacidad original. El valor total del contrato no se modifica. La remuneración original de la capacidad se restablece una vez que la CMU ha proporcionado con éxito su capacidad obligada, correspondiente a la capacidad contratada y al ANS en el contrato original, durante tres pruebas de disponibilidad o momentos AMT consecutivos.

(186) Si la CMU es sometida a una revisión descendente de la remuneración de la capacidad durante dos períodos de suministro consecutivos y en ambos períodos no logra restablecer la remuneración original de la capacidad en un plazo de doce semanas desde que se efectúe cada revisión, la CMU perderá la posibilidad de restablecer la remuneración original de la capacidad y se rescindirán todos los contratos de capacidad aplicables a los períodos de suministro que comiencen desde el que cubre la primera subasta a un año que se vaya a celebrar después de la aplicación de esta cláusula.

2.9. **Mercado secundario**

(187) Bélgica establecerá un mercado secundario para proporcionar a los proveedores de capacidad un mecanismo que les permita mejorar su gestión de riesgos en el marco del MC. De hecho, cuando un proveedor de capacidad se enfrente a una disponibilidad menor de la prevista (menor de la capacidad obligada calculada de acuerdo con las normas del mercado) tendrá la posibilidad de suplir la diferencia positiva entre su capacidad contractual obligada y su capacidad disponible en el mercado secundario, sin ser objeto de ninguna sanción por falta de disponibilidad. En el caso de las transacciones en el mercado secundario, se realizará una transferencia completa de obligaciones, entre ellas, del precio de ejercicio de la obligación inicial.

(188) El mercado secundario se implementará a más tardar un año antes del inicio del primer período de suministro. Las modalidades del mecanismo comercial secundario se describen en las Normas de Funcionamiento del MC.

2.10. **Participación de capacidades transfronterizas**

(189) Bélgica permitirá que las capacidades exteriores ubicadas en un Estado miembro que tenga una conexión directa con la red belga participe desde el primer suministro. Las normas se establecen en un Real Decreto ([77]). Según Bélgica, dado que las metodologías, normas comunes y términos mencionados en el artículo 26, apartado 11, del Reglamento sobre la electricidad no se aprobaron hasta diciembre de 2020 ([78]), y los GRT aún no han podido concluir los preparativos necesarios, no ha sido posible organizar la participación transfronteriza desde la primera subasta a cuatro años. De acuerdo con las autoridades belgas, se hará lo antes posible. Mientras tanto, se ha reservado un volumen para la primera subasta a un año, de forma que se garantice que la capacidad transfronteriza pueda participar desde el primer año de suministro, es decir, desde 2025.

(190) Podrán participar todas las tecnologías. Se distinguen dos tipos de capacidad exterior: directa e indirecta.

2.10.1. *Participación de capacidad exterior indirecta*

(191) La capacidad exterior indirecta está ubicada en Estados miembros vecinos. Para cada uno de ellos, se organiza una presubasta. Dada la capacidad limitada de los interconectores, el objetivo de la presubasta es garantizar una precualificación eficaz, ya que es un requisito previo para la subasta principal. Cada presubasta dará comienzo a más tardar el 1 de junio y será organizada por el GRT, de acuerdo con la orden dada por el ministro a la que se refiere el artículo 7 *undecies*, apartado 6, de la Ley de electricidad, y será específica para un Estado miembro vecino. En esta orden, el ministro puede decidir, según proceda, que no se organice una presubasta con un Estado miembro vecino. Los parámetros de la presubasta con los mismos que los de la subasta correspondiente. Sin embargo, el precio de referencia para cada Estado miembro vecino reflejará el precio que habría obtenido el proveedor de capacidad exterior indirecta en los mercados de electricidad gestionados por el operador designado para el mercado eléctrico («NEMO») ([79]) designado por la capacidad exterior indirecta.

(192) Cada año, el GRT fija la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior indirecta de cada Estado miembro vecino, sobre la base de la recomendación del centro de coordinación regional al que se refiere el artículo 26, apartado 7, del Reglamento sobre la electricidad, de acuerdo con la metodología aprobada por la ACER a la que alude el artículo 26, aparatado 11, letra a), del Reglamento sobre la electricidad.

(193) A falta de la adopción de las estrategias, propuestas o decisiones de ejecución pertinentes del artículo 26 del Reglamento sobre la electricidad, la contribución de cada zona comercial directamente conectada con Bélgica se calcula en función de la contribución de dichas zonas durante los períodos de escasez simulada especificados en el ERAA o el NRAA.

([77]) Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las condiciones por las cuales los titulares de capacidad exterior directa e indirecta pueden participar en el procedimiento de precualificación en el arco del mecanismo de capacidad.

([78]) Véase la Decisión n.º 36/2020 de la ACER, de 22 de diciembre de 2020, sobre especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en mecanismos de capacidad.

([79]) El «operador designado para el mercado eléctrico (NEMO)» es una entidad designada por la autoridad competente que realiza funciones relacionadas con el acoplamiento único diario o intradiario, véase el artículo 2 del Reglamento sobre la electricidad.

(194) Otras condiciones por las que se rige la participación transfronteriza se establecen en la Decisión n.º 36/2020 de la ACER sobre especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en mecanismos de capacidad.

(195) Si existe un modelo de vínculo de NTC entre Bélgica y otra zona comercial conectada directamente:

a) para cada período de escasez simulada:

1) si la zona comercial exporta a Bélgica, su contribución equivale al intercambio comercial simulado;

2) si la zona comercial importa desde Bélgica, su contribución es nula;

b) la zona comercial de capacidad máxima de entrada se define como equivalente a la contribución media durante períodos de escasez simulada.

(196) Si en la simulación que integra Bélgica se define un dominio basado en el flujo:

a) primero se comprueba la posición neta de Bélgica en los períodos de escasez simulada:

1) si la posición neta de Bélgica es positiva, la contribución de otras zonas comerciales al dominio basado en el flujo es nula;

2) si la posición neta de Bélgica es negativa, se comprueba la posición neta de otras zonas comerciales:

— si la posición neta de otras zonas comerciales es negativa, su contribución es nula;

— para todas las zonas comerciales con una posición neta positiva, se calcula la media ponderada de las posiciones netas entre zonas comerciales, con el fin de alcanzar el nivel de la posición neta de Bélgica.

b) La capacidad máxima de entrada de una zona comercial se define como equivalente a su contribución media durante períodos de escasez simulada.

(197) La capacidad exterior indirecta que desee presentar una oferta en la presubasta, facilitará información al GRT sobre el volumen de capacidad ofrecida una vez aplicado el factor de reducción, sobre el precio ofrecido y sobre las emisiones de CO_2 de la capacidad en cuestión.

(198) La capacidad exterior indirecta cuya oferta sea seleccionada al final de la presubasta, presentará un expediente de precualificación. El GRT vecino, en colaboración con Elia, evaluará el expediente de precualificación, de acuerdo con las normas establecidas en las metodologías a las que se refiere el artículo 26, apartado 11, letra f), del Reglamento sobre la electricidad y, cuando proceda, de conformidad con el acuerdo suscrito entre los GRT.

2.10.2. *Participación de capacidad exterior directa ubicada en un Estado miembro vecino, con conexión directa a la red belga y desconectada de la red de ese Estado miembro vecino*

(199) Según las autoridades belgas, una capacidad exterior directa es aquella que está ubicada en un Estado miembro vecino, pero que tiene una conexión directa y exclusiva con la red belga y que no está conectada a la red de ese Estado miembro vecino.

(200) La capacidad también debe estar ubicada en un Estado miembro vecino con el que Bélgica haya celebrado un contrato relativo a la participación de capacidad exterior directa en el MC, que garantice que:

a) la participación de cualquier capacidad exterior directa dependa de una declaración por parte del Estado miembro vecino en el que está ubicada la capacidad de que la capacidad en cuestión cumple con una serie de requisitos técnicos, organizativos y financieros establecidos en el contrato y de que se han expedido todos los permisos necesarios para dicha capacidad de forma periódica y sin condiciones, o que se expedirán en un período razonable;

b) la participación de cualquier capacidad exterior directa dependa de una declaración por parte del Estado miembro vecino en el que está ubicada la capacidad de que dicha participación no genera problemas en términos de seguridad del suministro en el Estado miembro vecino, ni le priva de las infraestructuras necesarias para solucionar correctamente los problemas de congestión conocidos.

(201) De acuerdo con el artículo 21, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad, entre octubre y diciembre de 2019 Bélgica llevó a cabo una consulta con los Estados miembros vecinos.

2.10.3. *Ingresos por congestión*

(202) La asignación de los ingresos resultantes de la asignación de bonos transfronterizos, es decir, de derechos de acceso a los proveedores de capacidad exterior para participar en el MC belga, se rige íntegramente por el artículo 26, apartado 9, del Reglamento sobre la electricidad.

(203) Bélgica indicó que los ingresos por congestión se utilizarán para los fines establecidos en el artículo 19, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad, conforme a lo exigido por el artículo 26, apartado 9, de ese mismo Reglamento.

(204) Bélgica confirmó que cumplirá con lo dispuesto en la Decisión n.º 36/2020 de la ACER que, entre otras cosas, establece la metodología para el reparto de los ingresos derivados de la asignación de capacidad de entrada.

2.11. **Acumulación**

(205) Según el artículo 3 del Real Decreto sobre los criterios de admisibilidad relacionados con el apoyo acumulativo y el umbral de participación mínima, la capacidad que ya recibe ayuda de funcionamiento queda excluida de la fase de precualificación. Las capacidades que se benefician de esta ayuda pueden participar en la fase de precualificación con la condición de que renuncien a esa ayuda si se les concede un contrato en el marco del mecanismo de capacidad. El Ministerio de Energía publica un formulario para confirmar este compromiso de renuncia. Además, al presentar una solicitud para la fase de precualificación, las capacidades se comprometen a no solicitar otras ayudas de funcionamiento durante el período que figure en el contrato de capacidad.

2.12. **Presupuesto y mecanismo de financiación**

2.12.1. *Presupuesto*

(206) El coste exacto de la medida lo determinarán las subastas. Según la última estimación de costes presentada por las autoridades belgas, que se realizó en enero de 2021 mediante una consulta a la empresa Haulogy, encargada por las autoridades de Bélgica, se estima que el coste total de la medida se sitúa entre los 238 y los 253 millones EUR al año.

2.12.2. *Financiación de la medida*

(207) El Parlamento belga adoptó una resolución el 16 de julio de 2020 ([80]) en la que indicaba que los costes del MC se financiarán mediante una «obligación de servicio público» asumida por Elia en las tarifas de acceso a la red.

(208) Las autoridades belgas indican que el MC se financia mediante tasas parafiscales o impuestos asignados a un beneficiario. Según el artículo 12, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, la conexión, el uso de infraestructuras y sistemas eléctricos y, cuando proceda, los servicios auxiliares del gestor de redes estarán sujetos a tarifas para la gestión de la red de transporte y de las redes con función de transporte. Además, según el artículo 12, apartado 13, del Reglamento sobre la electricidad, el gestor de redes comunicará lo antes posible a otros usuarios de su red las tarifas que tiene que aplicar para que estén disponibles a cualquier persona que las solicite.

([80]) https://www.dekamer.be/kvvcr/showpage.cfm?section=/none&leftmenu=no&language=fr&cfm=/site/wwwcfm/flwb/flwbn.cfm?lang=F&legislat=55&dossierID=1220

(209) De acuerdo con el artículo 12, apartados 5 y 11, de la Ley de electricidad, los costes netos de las funciones de los servicios públicos impuestas por esta ley se tendrán en cuenta en las tarifas de forma transparente y no discriminatoria, de acuerdo con las leyes y reglamentos aplicables.

(210) Según el artículo 4, apartado 2, del Decreto adoptado por la CREG el 28 de junio de 2018 sobre la base del artículo 12 de la Ley de electricidad ([81]), y que determina las tarifas de acceso a la red para el período 2020-2023, las tarifas de acceso a la red son los precios que deben abonar los usuarios de dichas redes al gestor de redes. De conformidad con el artículo 4, apartado 7, del mismo Decreto, la estructura general de las tarifas diferencia entre tarifas de transporte, que cubren los ingresos totales del gestor de redes, y las tarifas de obligaciones de servicio público. Según el artículo 6, las tarifas de obligaciones de servicio público compensan los costes netos de dichas obligaciones, en particular los costes de gestión y las cargas financieras, impuestas al gestor de redes y para las cuales la ley, el decreto o la orden (ni sus decretos de aplicación) no contemplan un mecanismo de compensación específico, mediante un recargo u otro tipo de exacción, a cambio del rendimiento del sistema.

(211) Sobre esta base, cada año el GRT presentará al CREG una propuesta de tarifas para la obligación de servicio público para que la apruebe, acompañada de un presupuesto en el que figure una previsión de todos los costes (remuneración de la capacidad, costes de desarrollo y gestión del GRT) e ingresos del MC para el año siguiente. La tarifa propuesta para la obligación de servicio público también tendrá en cuenta el balance registrado en el ejercicio financiero anterior.

(212) Al final del año, el GRT presentará un informe sobre las tarifas para que la CREG lo apruebe, en el que reflejará los costes e ingresos reales del año anterior y los ingresos obtenidos de la aplicación de la tarifa. Una vez comprobado que los datos son precisos y los costes incurridos por el GRT en concepto de gestión y desarrollo del MC son razonables, la CREG determinará el balance que debe registrarse.

(213) Cualquier ingreso relacionado con el mecanismo de capacidad se utilizará para sufragar los costes que engloba la tarifa fijada para la obligación de servicio público, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 26, apartado 9, del Reglamento sobre la electricidad.

(214) La tarifa se aplica de forma uniforme en EUR/MWh a todos los consumidores (directamente al consumidor conectado a la red de transporte o indirectamente, a través del gestor de redes de distribución y los proveedores, para los consumidores conectados a la red de distribución).

(215) Las modalidades específicas de financiación del MC se aplicarán a partir de 2022 y a más tardar en enero de 2025, tal y como establece el artículo 7 *undecies*, apartado 15, de la Ley de electricidad.

(216) De acuerdo con la resolución del Parlamento, a más tardar a partir de 2029, se impondrá la tarifa sobre la base de la potencia máxima, dependiendo de la implantación de contadores inteligentes en las regiones. Por consiguiente, como tarde antes de que termine 2023, el Gobierno analizará la implantación prevista de contadores inteligentes.

2.13. **Duración**

(217) Bélgica ha solicitado la aprobación del MC para el plazo máximo permitido de diez años ([82]) que comenzaría en la fecha de la primera subasta.

(218) Bélgica se ha comprometido a introducir en la Ley de electricidad que, si no se celebra ningún contrato de capacidad en tres años consecutivos de acuerdo con el artículo 7 *undecies*, apartado 11, de la Ley de electricidad, a partir del año siguiente no se organizarán subastas nuevas en el marco del MC.

([81]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf.
([82]) Véase el artículo 21, apartado 8, del Reglamento sobre la electricidad.

2.14. **Transparencia de la ayuda y empresas que atraviesan dificultades o están sujetas a una orden de recuperación pendiente**

(219) Bélgica afirmó que cumpliría con los requisitos de la Comunicación sobre transparencia ([83]).

(220) Bélgica se comprometió a suspender la concesión o el pago de cualquier ayuda en el marco del régimen de ayudas notificado a cualquier empresa que se haya beneficiado de una ayuda ilícita anterior declarada incompatible mediante una Decisión de la Comisión.

(221) Bélgica afirmó que no se concederá ninguna ayuda a beneficiarios en crisis ([84]).

2.15. **Motivos para incoar el procedimiento**

(222) La Comisión tenía dudas sobre la compatibilidad de determinados aspectos de la medida con el mercado interior.

(223) Sobre la base de la información disponible y los elementos descritos en la Decisión de incoación, la Comisión trató de obtener aclaraciones y solicitó observaciones sobre las siguientes cuestiones:

a) necesidad de la medida:

— si las autoridades belgas habían confirmado lo suficiente y analizado adecuadamente el problema de cobertura de la demanda;

b) idoneidad de la medida:

— si las normas de admisibilidad para acceder a contratos plurianuales garantizan la igualdad de oportunidades para todas las tecnologías, especialmente para aquellas que conllevan altos costes de inversión y altos factores de reducción;

c) proporcionalidad de la medida:

— si el volumen que se va a contratar en las subastas es proporcional a la consecución del objetivo de seguridad del suministro;

d) prevención de los efectos negativos sobre la competencia y el comercio:

— si la medida evita tales efectos, dado que solo se admitirá la capacidad exterior indirecta para contratos anuales y estará sujeta al precio máximo intermedio;

— y si la medida no reduce los incentivos para invertir en la capacidad de interconexión.

(224) La Comisión también dudaba de si la medida cumplía con las disposiciones intrínsecamente relacionadas con el Derecho de la Unión, a saber, los artículos 22 y 24 del Reglamento sobre la electricidad.

3. **OBSERVACIONES DE LOS INTERESADOS**

(225) Esta sección resume las observaciones recibidas por la Comisión durante el período de consulta facilitadas por quince partes interesadas, en particular, partes interesadas activas en el sector energético, asociaciones comerciales y organizaciones no gubernamentales. También se recibieron observaciones de un país vecino y de su GRT.

3.1. **Necesidad de la medida**

(226) Distintas partes interesadas comentaron la demostración de la necesidad de un MC y el cálculo de los volúmenes para las subastas, a veces combinando ambos temas.

([83]) Comunicación de la Comisión, por la que se modifican las Comunicaciones de la Comisión sobre las Directrices de la Unión Europea para la aplicación de las normas sobre ayudas estatales al despliegue rápido de redes de banda ancha, las Directrices sobre las ayudas estatales de finalidad regional para 2014-2020, sobre la ayuda estatal a las obras cinematográficas y otras producciones del sector audiovisual, las Directrices sobre las ayudas estatales para promover las inversiones de financiación de riesgo, y las Directrices sobre ayudas estatales a aeropuertos y compañías aéreas (DO C 198 de 27.6.2014, p. 30).

([84]) Tal como se define en las Directrices sobre ayudas estatales de salvamento y de reestructuración de empresas no financieras en crisis (DO C 249 de 31.7.2014, p. 1).

(227) Cuatro partes interesadas pusieron en duda que se haya demostrado esta necesidad en grado suficiente. Otras tres, por el contrario, confirmaron la necesidad y destacaron su urgencia.

(228) Tres partes interesadas indicaron que el escenario EU-HiLo no parece adecuado para determinar el nivel del problema de cobertura de la demanda, ya que conlleva el riesgo de sobrestimar este problema y distorsionar el mercado de la electricidad.

(229) Cuatro partes interesadas señalaron que la metodología recientemente adoptada por el ERAA y la metodología para el cálculo de VOLL/CONE/EF son plenamente aplicables al MC belga propuesto.

(230) Cinco partes interesadas alegaron que los estudios de cobertura anteriores utilizados para demostrar la necesidad de un MC no son compatibles con la metodología del ERAA, en particular:

a) según la metodología del ERAA, la base de datos climática debe limitarse a treinta años históricos, mientras que Bélgica utilizó 35;

b) los estudios no tienen suficientemente en cuenta los resultados previstos del plan de ejecución o el uso de los ingresos previstos del mercado en lugar de la mediana de los ingresos;

c) los estudios no tienen en cuenta la función de fijación de precios de escasez prevista, ni la ausencia de precios máximos, lo cual infringiría el artículo 20, apartado 3, letra c), y el artículo 23, apartado 5, letra e), del Reglamento sobre la electricidad;

d) en el NRAA debe tenerse en cuenta una implantación acelerada de contadores inteligentes y el desarrollo de la energía eólica marítima, como recomienda el dictamen de la Comisión Europea sobre el plan de ejecución belga. El análisis de la necesidad de un MC también debe tener en cuenta la norma del margen de capacidad mínima disponible del 70 %.

(231) Una parte interesada alegó que Bélgica no puede organizar la primera subasta en 2021 basándose en un NRAA obsoleto y no conforme. En su opinión, ni siquiera debe implementarse el MC dado que está pendiente la publicación del ERAA.

(232) Cuatro partes interesadas señalaron que el estándar de fiabilidad utilizado por Bélgica para demostrar la necesidad de un MC o calcular el volumen para la primera subasta no concuerda con la metodología establecida en el Reglamento sobre la electricidad.

(233) Una parte interesada alegó que debe garantizarse la coherencia en los procedimientos, metodologías, datos y escenarios que, por un lado, se utilizan para demostrar la necesidad de un MC y, por otro, se usan para calcular el volumen que es necesario subastar en el marco de dicho MC.

(234) Otra parte interesada indicó que el estándar de fiabilidad y la metodología utilizada para definir el VOLL y el CONE podían modificarse entre la subasta inicial a cuatro años y las subastas posteriores, lo que podía conllevar que se definiera un volumen diferente.

3.2. **Idoneidad de la medida**

3.2.1. *Elección del instrumento*

(235) Tres partes interesadas opinan que una reserva estratégica podría solucionar mejor que un MC a nivel del mercado el problema de cobertura de la demanda detectado. Algunas partes afirmaron que no se ha evaluado la opción de una reserva estratégica.

3.2.2. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

(236) Una parte interesada propuso crear una subasta a dos años para evitar que se contrate una cantidad excesiva en la subasta a cuatro años de acuerdo con hipótesis excesivamente prudentes, así como tener en cuenta la modificación del estándar de fiabilidad con arreglo a la metodología de la ACER.

(237) Una parte interesada también alegó que los titulares de capacidad que cumplen los requisitos para participar [como una producción combinada de calor y electricidad (PCCE) superior a 1 MW] quedan excluidos si, durante un período concreto, se benefician de una ayuda de funcionamiento obtenida a través de certificados ecológicos (GSC) o certificados de producción combinada de calor y electricidad (CHP).

3.3. **Efecto incentivador**

3.3.1. *Costes de inversión subvencionables*

(238) Una parte interesada señaló que los gastos que permitían que la capacidad cumpliera con las normas en materia ambiental previstas en el artículo 3, apartado 2, párrafo 1, del Real Decreto sobre los umbrales de inversión no deben ser subvencionables para contratos de mayor duración.

3.4. **Proporcionalidad**

3.4.1. *Volumen que debe contratarse*

(239) De acuerdo con una parte interesada, los parámetros utilizados para calcular la cantidad de capacidad que debe contratarse en la subasta deben aprobarse sobre la base de una propuesta de la autoridad reguladora. La misma parte interesada alegó que no puede modificarse una propuesta de la autoridad reguladora y que el Estado miembro solo puede rechazarla y solicitar una nueva.

3.4.2. *Mecanismo de financiación*

(240) Una parte interesada alegó que los activos de almacenamiento deben quedar exentos de la obligación de servicio público para financiar el MC. La exención debe incluir el almacenamiento de energía delante y detrás del contador.

(241) Otra parte alegó que el mecanismo de financiación puede influir en el volumen de capacidad del MC. Por ejemplo, vincular los cargos necesarios para financiar el MC al consumo de electricidad durante picos de demanda podría considerarse un incentivo para que las partes en cuestión reduzcan su consumo durante dichos picos, de forma que se reduzca la necesidad de capacidad que debe subastarse.

3.5. **Prevención de efectos indebidos en la competencia y el comercio**

3.5.1. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

3.5.1.1. Agregación

(242) Dos partes interesadas alegaron que las normas de admisibilidad actuales para contratos plurianuales dificultaban la agregación y, más concretamente, la aplicación de la norma según la cual el activo con menor duración contractual de una cartera agregada determina la duración contractual de toda la cartera.

(243) Otras dos partes interesadas alegaron que el umbral para agregación individual debía adaptarse. Actualmente, el proyecto de Normas de Funcionamiento del MC prevé que las capacidades sujetas a la obligación de programación diaria no pueden formar parte de una CMU agregada.

(244) Una parte interesada afirmó que es imposible que las instalaciones cuya potencia supera 25 MW participen mediante agregación. Por tanto, a la parte interesada le gustaría que se fije este umbral en 75 MW.

3.5.1.2. Umbrales de inversión

(245) Tres partes interesadas alegaron que el nivel de los umbrales de inversión para contratos plurianuales no guardaba coherencia con la evolución reciente del mercado y, por ese motivo, no respectaba el principio de neutralidad tecnológica y conllevaría una discriminación entre determinadas categorías de tecnología (las TGCC y TGCA de categoría H/HL prevalecerían sobre las de categoría F) y entre las capacidades nuevas y las ya existentes.

(246) Una parte alegó que las inversiones que generan flexibilidad o aumentan la capacidad reducida sin incrementar la capacidad instalada también deberían ser consideradas costes subvencionables. Según esta parte interesada, siguiendo esa lógica, las inversiones en transmitentes, ampliación de la reserva energética de una batería existente o capacidades de almacenamiento para procesos industriales deberían quedar excluidas de los contratos plurianuales.

3.5.1.3. Factores de reducción

(247) Dos partes interesadas alegaron que, en comparación con los mecanismos de capacidad de los países vecinos, como Francia y el Reino Unido, los factores de reducción belgas corren el riesgo de penalizar gravemente a las tecnologías de almacenamiento, respuesta a la demanda o energías renovables.

(248) Una parte interesada alegó que los factores de reducción contemplados por el MC belga publicados en la Decisión de incoación generan graves obstáculos para la entrada en el mercado, para el almacenamiento en particular y para los proveedores de capacidad con límite de energía en general.

3.5.1.4. Obligación de reembolso

(249) Dos partes interesadas alegaron que las obligaciones de pago recogidas en los contratos de capacidad discriminan entre las CMU con «programación completa» y «programación incompleta» e infringen el principio del «precio único de ejercicio».

(250) Según una parte interesada, la mecánica de la «obligación de reembolso» discrimina a los operadores cuya capacidad tiene programación completa, ya que no tienen en cuenta las actividades de cobertura de estos operadores, mediante las cuales venden una parte importante de su volumen previsto de antemano en los mercados a término, de forma que les exponen al riesgo de tener que reembolsar ingresos que no han obtenido. En cambio, los operadores sin programación completa gozan de una flexibilidad considerable para declarar con eficacia precios de mercado individuales que actúen como precio de ejercicio, de manera que no solo limiten su riesgo de tener que devolver ingresos no obtenidos, sino que también acceden a posibles oportunidades de evitar la obligación de reembolso.

(251) Otra parte alegó que la obligación de reembolso discrimina entre las CMU con programación completa e incompleta, en primer lugar, debido a la ausencia de exención de cumplir con la obligación de reembolso para la capacidad que ya se ha vendido en mercados a término (y no refleja los precios de escasez) y, en segundo lugar, debido a la introducción del «precio de mercado declarado» para las CMU que no se acogen a programación completa, de forma que en la práctica introducen múltiples precios de ejercicio.

3.5.1.5. Precio máximo intermedio

(252) Una parte interesada expresó inquietud en cuanto al hecho de que la introducción de un precio máximo intermedio distorsionará la competencia en la subasta, porque es posible que algunas capacidades existentes que necesitan inversiones para seguir siendo económicamente rentables no tengan garantías de recuperar su «dinero perdido» y podrían verse obligadas a abandonar el mercado.

(253) Según una parte interesada, existe una «laguna de inversión» material entre el umbral de inversión para contratos de tres años de duración, actualmente de 177 EUR/kW, y el precio máximo intermedio, que según las previsiones actuales se situará en 21-31 EUR/kW, que se traduce en que se discrimina a las capacidades existentes que requieren inversiones y que también podrían registrar importes considerables de «dinero perdido».

3.5.1.6. Capacidad transfronteriza directa

(254) Dos partes interesadas afirmaron que permitir la participación de capacidad transfronteriza directa podría generar efectos perjudiciales indebidos sobre la competencia y el comercio entre los Estados miembros.

(255) Según estas partes interesadas, la participación transfronteriza directa podría reducir los inventivos para invertir en capacidad de interconexión. Por tanto, la medida podría resultar perjudicial para el acoplamiento de mercados, ya que el MC podría traducirse en una situación en la que los proveedores de capacidad intenten acceder al mercado más atractivo con una conexión directa y exclusiva. Además, la medida debería tener en cuenta en qué medida la capacidad de interconexión podría remediar cualquier posible problema de cobertura de generación.

3.6. **Conformidad con el Reglamento sobre la electricidad**

3.6.1. *Interpretación del artículo 24, apartado 1*

(256) Según el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, los Estados miembros pueden introducir sensibilidades en sus análisis de cobertura, que estén relacionadas con sus «particularidades de la oferta y la demanda de electricidad a nivel nacional». En la Decisión de incoación, la Comisión planteó dudas en cuanto a si el MC cumple con lo dispuesto en el artículo 24, apartado 1, ya que el estudio de cobertura y flexibilidad belga de 2019 utilizó el escenario EU-HiLo y se basó en supuestos relacionados con el suministro eléctrico francés. Cinco partes interesadas criticaron la interpretación de la Comisión del artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, afirmando que es demasiado restrictiva.

(257) Estas partes interesadas argumentaron que la metodología para el ERAA confirma que los NRAA deben tener un alcance regional y pueden incluir sensibilidades adicionales. Dicha metodología no especifica ni restringe la naturaleza de estas sensibilidades adicionales. Como se menciona en el artículo 3, apartado 6, de la citada metodología, estas sensibilidades pueden abarcar una amplia gama de cambios en las hipótesis relativas a todo el alcance geográfico considerado, en particular, distintas hipótesis en relación con los datos de entrada, como las capacidades instaladas.

(258) Una parte interesada observó que las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 ([85]) (en lo sucesivo, «las Directrices») también confirman específicamente que el análisis de cobertura de la demanda debe tener en cuenta una «evaluación de la repercusión de la producción variable, incluida la procedente de sistemas vecinos».

3.6.2. *Eliminación progresiva en el ámbito administrativo*

(259) Dos partes interesadas señalaron que no existe ninguna disposición en los actos legislativos o reglamentarios que contemple la eliminación progresiva del MC.

3.7. **Otras observaciones**

3.7.1. *Sostenibilidad*

(260) Dos partes interesadas alegaron que la gran proporción de capacidad reservada para el gas en el MC no es compatible con los objetivos de descarbonización de la Unión y de eliminación gradual de los subsidios para los combustibles fósiles con arreglo al Pacto Verde Europeo, las Directrices y el apoyo del Gobierno Federal belga a la neutralidad climática para 2050.

3.7.2. *Eliminación gradual de la energía nuclear*

(261) Una parte interesada señalo que Bélgica está valorando la posibilidad de conservar 2 GW de energía nuclear si el informe de evaluación de las primeras subastas de capacidad revela un problema imprevisto de seguridad del suministro. Según esta parte, esto plantea varios problemas en cuanto a la necesidad del MC y su diseño.

3.7.3. *Duración*

(262) Una parte interesada señaló que la manera en que se conceden los contratos a largo plazo debería tener en cuenta el problema del descenso de la cobertura a lo largo del año y evitar cualquier posible efecto de «bloqueo».

(263) Una parte interesada hizo referencia a la longitud de los contratos (quince años) que podía superar la duración de la medida (diez años), hecho que, en su opinión, iba en contra del carácter temporal de la medida.

4. **OBSERVACIONES DE BÉLGICA**

(264) Esta sección resume las observaciones facilitadas por Bélgica el 22 de octubre de 2020 sobre la Decisión de incoación y las recibidas el 24 de diciembre de 2020 sobre las observaciones de terceros. También contiene información actualizada proporcionada por Bélgica el 28 de enero de 2021, el 1 de marzo de 2021, el 13 y el 27 de abril de 2021, el 4, 5, 19 y 26 de mayo de 2021 y el 17 de agosto de 2021.

([85]) DO C 200 de 28.6.2014, p. 1, corregida en el DO C 290 de 10.8.2016, p. 11. El 2 de julio de 2020, la Comisión aprobó una comunicación por la que las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía se prorrogan hasta el 31 de diciembre de 2021 y se modifican. Véase la Comunicación C(2020) 4355 final.

4.1. **Necesidad de la medida**

(265) Según Bélgica, su análisis, que se basa en la perspectiva del GRT, demuestra que, debido a la eliminación gradual de las capacidades nucleares entre 2022 y 2025, que actualmente representan más de la mitad de la capacidad de generación de energía térmica en Bélgica, la ausencia del MC perjudicaría a la seguridad del suministro de electricidad de Bélgica. Otros estudios realizados en el transcurso de 2017 a 2020 por personal académico, institutos tecnológicos y la Oficina Federal de Planificación también confirman esta necesidad de forma independiente al análisis del GRT.

(266) Bélgica indicó que no solo el escenario EU-HiLo, sino también el escenario de base de la UE, presentaban un problema significativo en cuanto a la seguridad del suministro, a saber, utilizaban una LOLE que superaba el triple de su criterio legal para la LOLE, y que confirma la necesidad de una intervención mediante un MC.

(267) Bélgica señaló que la metodología en la que deben basarse el ERAA/NRAA no fue aprobada por la ACER hasta el 2 de octubre de 2020. La metodología de la ACER comporta cambios significativos y, por tanto, prevé una implementación gradual, es decir, el primer ERAA, que se publicará a finales de 2021, solo incluirá ciertos aspectos de dicha metodología. La REGRT de Electricidad prevé que la aplicación íntegra de la metodología del ERAA se efectuará en 2023.

(268) Bélgica alegó que no habría podido prever una aplicación íntegra de la metodología de la ACER en el ERAA y el NRAA en estudios anteriores, ya que aún no se conocía esta metodología por aquel entonces. No obstante, Bélgica señaló que muchos elementos importantes derivados de la metodología ya se aplicaron antes de su aprobación, a saber, la evaluación de viabilidad económica, la elaboración de modelos basados en flujos, la elaboración de modelos probabilísticos y los avances en otras empresas.

(269) Bélgica rebatió la alegación según la cual el MC no se implementaría estando pendiente la publicación del ERAA. Según Bélgica, los Estados miembros también pueden realizar análisis complementarios a escala nacional y evaluar la necesidad de un MC sobre la base de dicho NRAA, no pueden esperar a la implementación íntegra de un ERAA (previsto para 2023).

(270) Por lo que respecta al estándar de fiabilidad, Bélgica señaló que la metodología para el cálculo del VOLL y el CONE y la metodología para el cálculo del estándar de fiabilidad no fueron publicadas por la ACER hasta el 2 de octubre de 2020. Por lo tanto, en términos de plazos no es sensato poner en pausa el MC a la espera de que se defina un nuevo estándar de fiabilidad. Además, la responsabilidad final en cuanto al establecimiento del nivel deseado de seguridad del suministro recae sobre el Estado miembro.

(271) En cuanto a los años climáticos utilizados en los análisis de cobertura nacionales, Bélgica explicó que, a falta de una metodología publicada, estos estudios utilizan la misma base de datos sobre el clima que las MAF en aras de la coherencia.

(272) En cuanto a los ingresos del mercado, Bélgica alegó que, en los análisis de cobertura nacionales existentes realizados hasta 2019, los ingresos previstos se reflejan utilizando la mediana de los ingresos de todos los años simulados. Puede considerarse que este enfoque, aunque simplificado, refleja los ingresos previstos, tiene en cuenta los riesgos en materia de precios, que la metodología de la ACER considera un elemento importante.

(273) En cuanto a los precios máximos y la elaboración de un modelo para todo el mercado en general, Bélgica explicó que la estructura utilizada en los análisis de cobertura nacionales es idéntica a la que se utiliza a escala europea (REGRT de Electricidad, PLEF). Se considera el mejor enfoque disponible posible, que refleja el diseño del mercado europeo, en particular, los límites técnicos vigentes para las ofertas previstos por los NEMO.

(274) En cuanto a la función de fijación de precios de escasez, como se señala en el plan de ejecución belga actualizado, Bélgica está valorando hasta qué punto podría preverse esta iniciativa. Bélgica explicó que las autoridades nacionales de resolución y el GRT están llevando a cabo un estudio a este respecto.

(275) Bélgica indicó que el estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 ya utilizó las mejores previsiones disponibles de la implantación de flexibilidad y de la energía eólica marítima, de acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, y aplicó la norma del margen de capacidad mínima disponible del 70 %. En el escenario de base, se considera que todos los países europeos cumplen esta norma puntualmente.

(276) Por lo que respecta a la preocupación en cuanto a la cobertura, Bélgica afirmó que, aunque es correcto que los análisis indiquen una fluctuación en la necesidad de capacidad calculada específicamente, esto no atenúa el hecho de que la necesidad de capacidad en 2025 también requiere una intervención orientada a la obtención de capacidad nueva.

(277) El último estudio de cobertura y flexibilidad pone de manifiesto un aumento de la necesidad de capacidad entre 2025 y 2032.

4.2. **Idoneidad de la medida**

4.2.1. *Elección del instrumento*

(278) Bélgica no comparte la opinión de algunas partes interesadas de que sería preferible una reserva estratégica en lugar de un mecanismo de capacidad extensivo a todo el mercado.

(279) Bélgica hizo referencia al estudio de cobertura y flexibilidad de 2019, en el que se analizó un escenario en el que se combinaba un mercado únicamente de energía con una reserva estratégica y un escenario en el que se combinaba un mercado únicamente de energía con un MC. Este estudio concluyó que en el escenario en el que se combinaba un mercado únicamente de energía con una reserva estratégica no se cumpliría el criterio de seguridad del suministro.

4.2.2. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

(280) Por lo que respecta a la subasta a dos años, Bélgica explicó que, como en otros Estados miembros con MC, la organización de subastas a cuatro años y a un año permite que todas las tecnologías, con plazos de producción más largos o más cortos, participen en el mecanismo, y permite que el Estado miembro tenga garantías razonables de que se contratará un volumen suficiente para garantizar la seguridad del suministro en el año de suministro en cuestión. Al dividir los volúmenes en subastas a un año y a dos años existe el riesgo de reducir la competencia en dichas subastas.

(281) Por lo que respecta al uso de la capacidad instalada para calcular el umbral de inversión, Bélgica alegó que conceder contratos plurianuales a las CMU que más contribuyen a la seguridad del suministro va en consonancia con el objetivo común del MC.

(282) Según Bélgica, si para calcular el umbral de inversión se tuviera en cuenta la capacidad reducida que ofrece la CMU en lugar de la capacidad instalada, las capacidades con un factor de reducción elevado alcanzarían más fácilmente el umbral de inversión fijado para los contratos plurianuales. Esto les proporcionaría una ventaja en comparación con el resto, a pesar de que prestarían el mismo servicio.

(283) En cuanto a la imposibilidad de admitir a los proveedores de capacidad que se benefician de otras medidas de apoyo para participar en el MC, Bélgica señaló que permitir que las capacidades de cogeneración se beneficien de ambos mecanismos crearía un riesgo de compensar excesivamente dichas capacidades, lo que a su vez también crearía una ventaja competitiva desleal en las subastas del MC.

4.3. **Efecto incentivador**

4.3.1. *Costes de inversión subvencionables*

(284) Con respecto a la observación de que los gastos que permiten que la capacidad cumpla con las normas ambientales no deberían ser subvencionables para contratos de mayor duración, Bélgica aclaró que esta propuesta va encaminada a garantizar la igualdad de trato entre las capacidades nuevas y las ya existentes con respecto a la clasificación de capacidades en contratos de mayor duración.

4.4. **Proporcionalidad de la medida**

4.4.1. *Volumen que debe contratarse*

(285) Según Bélgica, la primera elección con respecto a la calibración del volumen del MC (escenario de referencia) para la primera subasta se realizó sobre la base del asesoramiento del SPF de Economía. Este asesoramiento considera que una reducción de la disponibilidad de energía nuclear francesa es menor grave que la que recomienda el GRT (y menos grave que el escenario de dimensionamiento que se ha utilizado en años anteriores para determinar el tamaño de la reserva estratégica belga).

(286) Bélgica alegó que su alto índice de interconexión y dependencia de las importaciones constituye una particularidad del suministro de electricidad nacional. Además, alegó que introducir una falta de disponibilidad de la capacidad nuclear francesa es la única sensibilidad que se ha tenido en cuenta, a pesar de que Bélgica contempla otros riesgos en países vecinos (como la retirada gradual acelerada del carbón y las demoras en los encargos de nuevas infraestructuras para la red o nueva capacidad).

(287) Bélgica indicó que la selección del escenario de referencia se rige por el artículo 4 del proyecto de Real Decreto relacionado con la metodología para definir el escenario de referencia para cada subasta. Para cada subasta, se crea un escenario de referencia sobre la base de los tres pasos descritos anteriormente y se presenta para consulta pública:

a) selección de escenarios/sensibilidades del último ERAA o NRAA.

— Para la primera subasta (2021), se seleccionó el escenario de las MAF para 2019 (el último estudio europeos disponible que fue sometido a consulta a escala europea).

b) actualización de datos e hipótesis de las fuentes disponibles más relevantes.

— Para la primera subasta (2021), se introdujeron las actualizaciones derivadas del análisis de cobertura de generación del PLEF de 2020 ([86]).

c) selección de sensibilidades adicionales que pueden afectar a la seguridad del suministro de Bélgica.

— Para la primera subasta (2021), se eliminó el equivalente a dos unidades nucleares francesas, partiendo de lo que se había hecho en el estudio del PLEF para ajustarse a las observaciones históricas o previstas sobre la flota nuclear en Francia, que no se incluyen en las letras a) y b) anteriormente, sino que son utilizadas por el GRT francés en el NRAA francés (*Bilan Prévisionnel 2019* ([87])).

(288) Bélgica indicó que en el análisis de cobertura de generación del PLEF de 2020, se presenta una «sensibilidad ante la capacidad de generación de energía nuclear baja» para imitar el escenario de base adoptado por el GRT francés en sus análisis de cobertura. Esta sensibilidad considera 1 700 MW de capacidades nucleares una falta de disponibilidad adicional.

(289) Bélgica alegó que la sensibilidad seleccionada para el MC corresponde a los datos y supuestos derivados del escenario de base utilizado en el NRAA francés. Por tanto, también cabe suponer que este es el escenario de base más adecuado para Bélgica, puesto que esta actualización va en consonancia con los datos y supuestos de las fuentes disponibles más relevantes. Por consiguiente, no debe considerarse un «escenario de alto impacto pero baja probabilidad», sino como un escenario de base plausible.

(290) Con respecto a la alegación de que los parámetros por los que se determina la cantidad de capacidad que debe contratarse en la subasta deberían aprobarse sobre la base de una propuesta de la autoridad reguladora, Bélgica afirmó que se ha preparado una modificación de la Ley del MC para incluir esta afirmación. A la espera de la aprobación formal de esta modificación, ya se cumple con el Reglamento sobre la electricidad, es decir, en marzo de 2020 la autoridad reguladora publicó su propuesta de metodología para determinar los parámetros para el cálculo del volumen y para febrero de 2021 redactará una propuesta para la curva de demanda de la primera subasta.

(291) La versión modificada de la Ley del MC se publicó el 19 de marzo de 2021. El Real Decreto que recoge la metodología para establecer los parámetros para el cálculo del volumen se publicó el 30 de abril de 2021. La CREG presentó una propuesta es parámetros para el cálculo del volumen el 30 de abril de 2021. Ese mismo día, se publicó un Decreto Ministerial que recoge las instrucciones para la subasta a cuadro años para el año de suministro 2025.

(292) Bélgica alegó que el razonamiento por el cual un Estado miembro no podría desviarse de una propuesta de la autoridad reguladora es una afirmación que carece de base jurídica en el Reglamento sobre la electricidad y que contradeciría la responsabilidad de la seguridad del suministro que recae sobre el Estado miembro.

4.4.2. *Mecanismo de financiación*

(293) Bélgica explicó que, por ahora, no se han instalado suficientes contadores inteligentes en el país que permitan un mecanismo de financiación basado en el consumo de punta de carga. Se ha modificado la Ley del MC para que pueda introducirse este modelo en 2025. Además, Bélgica ha explicado que lo reconsiderará en 2023, año en que se publicará un informe sobre la instalación de contadores inteligentes.

([86]) https://www.elia.be/en/news/press-releases/2020/05/20200520_third-regional-generation-adequacy-assessment-report.
([87]) https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf.

(294) Con respecto a la alegación de que los activos de almacenamiento deben estar exentos de la obligación de servicio público para financiar el MC, Bélgica explicó que esto alude a una cuestión más amplia de tarifas y tasas aplicadas al almacenamiento de electricidad. En ese sentido, Bélgica confirmó que aplicaría las directrices y reglamentos previstos en el paquete de medidas «Energía limpia para todos los europeos» [es decir, en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo] y las exenciones previstas en la Directiva sobre fiscalidad de la energía (Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003).

4.5. **Prevención de los efectos negativos sobre la competencia y el comercio**

4.5.1. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

4.5.1.1. Agregación

(295) Con respecto a la alegación de que las normas de admisibilidad actuales para los contratos plurianuales dificultan la agregación, y más específicamente la norma según la cual el activo con menor duración contractual determina la duración contractual para toda la cartera, Bélgica alegó que el proyecto de Real Decreto y las normas de funcionamiento se modificarán para permitir que las capacidades con mayor duración contractual que deseen agregarse pueda optar a una duración superior del contrato.

(296) Esto se adaptó en el Real Decreto que establece los umbrales de inversión, los criterios de subvencionabilidad para los costes de inversión y el procedimiento de clasificación, así como en las Normas de Funcionamiento del MC.

(297) Por lo que respecta a la prohibición de agregación impuesta a las capacidades sujetas a obligación de programación diaria, Bélgica afirmó que en este momento no parece conveniente modificar este aspecto del diseño, pero solicitará una actualización periódica de esta prohibición en las evaluaciones del MC para permitir que se efectúen cambios si y donde sea necesario. Según Bélgica, las unidades pertenecientes a esta categoría siempre han estado sujetas a procedimientos de coordinación especiales y está previsto que lo sigan estando. Estos procedimientos incluyen una obligación de programación diaria específica según los MW y una coordinación estricta en la planificación y las obligaciones relacionadas con las interrupciones para poner la capacidad a disposición, por ejemplo, con fines de balance. Este método garantiza un funcionamiento en tiempo real bien coordinado de la red. Una visión individual de estas unidades permite predecir correctamente los flujos y solucionar limitaciones específicas de la forma más eficiente posible, mientras que en una reserva conjunta esta visión estaría «difuminada» y el funcionamiento de la red sería menos claro y eficiente.

(298) Además, el diseño del MC se ha calibrado para que las capacidades pertenezcan a una categoría o a la otra, y la supervisión de la disponibilidad se adapta a su contexto en el mercado de la energía. Desviarse de esta clasificación podría derivar en un diseño más complejo y posiblemente menos sólido en múltiples aspectos. Por ejemplo, es difícil prever cómo se aplicaría la obligación de reembolso a una CMU en ese caso, dado que las dos partes de la CMU agregada podrían pertenecer a distintos regímenes.

4.5.1.2. Umbrales de inversión

(299) En cuanto a los umbrales de inversión que determinan el acceso a contratos de mayor duración, Bélgica alegó que analizaría los diversos aspectos más cuidadosamente y comunicará la forma de proceder que prefiera a la Comisión Europea.

(300) El 11 de junio de 2021, Bélgica publicó un Real Decreto que tiene en cuenta las observaciones formuladas por las partes interesadas con respecto a los umbrales de inversión.

(301) Con respecto a la alegación de que las inversiones que crean flexibilidad o aumentan la capacidad reducida sin incrementar la capacidad instalada también deberían considerarse costes subvencionables, Bélgica alegó que, puesto que el MC es un mercado de capacidad y no de energía, Bélgica parte de la hipótesis de que solo cabe admitir aquellas inversiones que mantienen o amplían la capacidad. A modo de ejemplo: i) para la respuesta a la demanda, las inversiones que permiten un aumento de la capacidad instalada [principal diferencia entre el consumo máximo (distribución máxima) y la distribución mínima (margen no modificable)] pueden optar a un contrato de mayor duración, y ii) para las unidades de energía térmica, las inversiones necesarias para aumentar la fiabilidad y, por tanto, el factor de reducción no son subvencionables, de la misma manera que no lo son en el caso de la respuesta a la demanda.

(302) Bélgica señaló que, aunque estos costes no son subvencionables para obtener un contrato de mayor duración, pueden introducirse en el precio de la oferta de capacidad.

4.5.1.3. Factores de reducción

(303) Con respecto a los factores de reducción, Bélgica afirmó que la explicación para los factores de reducción «inferiores» a primera vista radica en el hecho de que las reducciones de tecnologías con energía limitada son inferiores cuando aumenta su proporción en el sistema/país. De hecho, con mayores proporciones de estas tecnologías, su contribución no se limita a momentos de escasez. En comparación con otros países que también tienen un MC, Bélgica tiene la mayor proporción de recursos con energía limitada, y según el escenario de referencia del MC esta proporción seguirá (un 30 % en 2025, en comparación con la proporción inferior al 10 % de Francia, el Reino Unido o Irlanda). Esta tendencia, es decir, a mayor proporción de recursos con energía limitada, menor factor de reducción, también se ha confirmado en otros países o zonas, como Irlanda y el Reino Unido.

(304) Bélgica explicó, asimismo, que se espera un dictamen de la autoridad reguladora sobre los factores de reducción propuestos y que el GRT organizó una reunión del grupo de trabajo específico sobre este tema para todas las partes interesadas a primeros de enero de 2021.

(305) En la Decisión ministerial que contiene las instrucciones para la subasta a cuatro años para el año de suministro 2025, publicada el 30 de abril de 2021, se incluyó un conjunto actualizado de factores de reducción que aportó factores de reducción superiores para las capacidades con energía limitada, teniendo en cuenta su duración máxima del suministro.

4.5.1.4. Obligación de reembolso

(306) Con respecto a la obligación de reembolso, Bélgica explicó que el diseño del precio de ejercicio ha sido objeto de numerosos debates en el grupo de trabajo sobre el MC. La solución resultante pretende alcanzar un equilibrio entre ambas consideraciones:

a) por una parte, la obligación de reembolso es una característica fundamental del MC belga, sobre la base de las opciones de fiabilidad, y debe existir una posibilidad realista de que se vea expuesto al precio de ejercicio en caso de que se impongan precios máximos, con el fin de evitar beneficios imprevistos;

b) por otra, las capacidades no deben verse excluidas del MC si solo se activan a un precio de mercado superior al nivel del precio de ejercicio.

4.5.1.5. Precio máximo intermedio para la capacidad nacional

(307) Con respecto al precio máximo intermedio, Bélgica alegó que está investigando la posibilidad de introducir un mecanismo de exención.

(308) El Real Decreto publicado el 30 de abril de 2021 contempla un procedimiento y un mecanismo de exención para las partes que puedan demostrar que sus importes en concepto de «dinero perdido» son superiores a lo que puede recuperarse gracias al precio máximo intermedio.

4.5.2. *Ingresos por congestión*

(309) Según Bélgica, la distribución y el uso de las rentas generadas a partir de la asignación de bonos transfronterizos al MC cumple íntegramente con las normas establecidas por el Reglamento sobre la electricidad, en particular con su artículo 26, apartado 9.

(310) Bélgica afirmó que las autoridades nacionales de resolución toman decisiones respecto a la distribución de los ingresos entre los GRT. El uso de ingresos por congestión por parte del GRT belga se rige por la metodología aplicable a las tarifas que establece que los ingresos totales cubren los costes necesarios para la continuación de las actividades reguladas.

(311) Bélgica indicó que, cuando los ingresos se comparten con los GRT vecinos, el uso de esos ingresos se rige por el Reglamento sobre la electricidad.

(312) Bélgica también confirmó que cumplirá con lo dispuesto en la Decisión n.º 36/2020 de la ACER que, entre otras cosas, establece la metodología para el reparto de los ingresos derivados de la asignación de capacidad de entrada.

4.5.3. *Precio máximo intermedio para la capacidad exterior*

(313) Bélgica indicó que la limitación de la capacidad exterior indirecta a contratos anuales parece justificada, ya que no puede garantizarse que siga habiendo suficientes bonos transfronterizos para una frontera concreta durante el transcurso de un contrato plurianual.

(314) Bélgica indica que, si la aplicación general del precio máximo intermedio a las capacidades extranjeras indirectas disuade a los participantes a la hora de participar, se valorará a posibilidad de realizar cambios en el diseño notificado (como, por ejemplo, prever un mecanismo para la concesión de exenciones).

(315) El mecanismo de exención mencionado en el considerando 308 también se aplica a las capacidades exteriores indirectas.

4.5.4. *Capacidad transfronteriza directa*

(316) Bélgica alegó que se había redactado una modificación de la Ley del MC que prevé la celebración de un contrato entre Bélgica y el Estado miembro en cuyo territorio se sitúa la capacidad constituye un requisito previo para la participación de la capacidad exterior directa. Por un lado, este contrato debe asegurar a Bélgica que el titular de capacidad respectará las condiciones técnicas, organizativas y financieras y, por otro, debe asegurar al Estado miembro que esta participación no supondré un problema para su seguridad del suministro o gestión de la congestión.

(317) La Ley del MC que introduce esta modificación se publicó el 19 de marzo de 2021.

4.6. **Conformidad con el Reglamento sobre la electricidad**

4.6.1. *Interpretación del artículo 24, apartado 1*

(318) Bélgica alegó que los estudios disponibles sobre la cobertura de la demanda incluyen sensibilidades relacionadas con las capacidades exteriores. Bélgica cree que la introducción de este elemento guarda plena coherencia con el Reglamento sobre la electricidad, puesto que una dependencia elevada de las importaciones se consideraría precisamente una de las «particularidades de la oferta y la demanda de electricidad a nivel nacional» a las que alude el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad. El alcance regional que requiere el NRAA refuerza esta noción.

4.6.2. *Eliminación progresiva en el ámbito administrativo*

(319) Con respecto a la cláusula de eliminación progresiva en el ámbito administrativo, Bélgica alegó que, teniendo en cuenta el diseño del MC, los contratos pueden y deben tender a una remuneración nula.

(320) Como se indica en el considerando 218, Bélgica se ha comprometido a introducir en la Ley de electricidad una disposición que indique que, si no se celebra ningún contrato de capacidad en tres años consecutivos de acuerdo con el artículo 7 *undecies*, apartado 11, de la Ley de electricidad, a partir del año siguiente no se organizarán subastas nuevas en el marco del MC.

4.7. **Otras observaciones**

4.7.1. *Sostenibilidad*

(321) Bélgica explicó que el MC está diseñado para que sea tecnológicamente neutro y no reserva ninguna capacidad para unidades que funcionan con gas. Lo que es más, muchas decisiones del diseño se han tomado con vistas a garantizar condiciones de competencia equitativas y promover activamente la participación de tecnologías innovadoras, como la gestión de la demanda y otras formas de flexibilidad. Por ejemplo, el diseño prevé la reserva de una cantidad importante de capacidad para la subasta a un año, de manera que facilitará la participación en la subasta de las tecnologías con plazos de producción más cortos, como las baterías o la gestión de la demanda. Se estima que el volumen que estará disponible al 100 % superará los 1,5 GW, es decir, superará 3 o 4 GW una vez aplicados los factores de reducción. En comparación con otros países europeos, esta proporción reservada para la subasta a un año es bastante superior, por ejemplo, para el período de suministro 2018-2019 el Reino Unido ha reservado 2,5 GW para la subasta a un año, en comparación con los 48,6 GW para la subasta a cuatro años. En el mecanismo de capacidad irlandés, se prevé que del 2 al 5 % de la capacidad necesaria se reserve para la subasta a un año.

(322) Tal y como afirma el considerando 109, las nuevas instalaciones que funcionan con combustibles fósiles, que podrán optar a contratos de quince años, estarán sujetas a los objetivos establecidos por la Unión Europea o por Bélgica para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con vistas a alcanzar la neutralidad climática en 2050.

(323) Además, Bélgica alegó que ha desarrollado un ambiente atractivo para el desarrollo de las denominadas tecnologías con energía limitada (por ejemplo, brindando la posibilidad de participar en los mercados de servicios auxiliares o facilitando la participación a través de un mecanismo de transferencia de energía). Esto ha derivado en mayores proporciones de gestión de la demanda, tendencia que aumentará aún más puesto que está previsto añadir mayor respuesta a la demanda y almacenamiento adicional en el sistema de cara a 2025.

(324) Por último, actualmente Bélgica tiene un nivel de interconectividad eléctrica de aproximadamente el 24 %, y está previsto que aumente hasta el 33 % para 2030.

4.7.2. *Eliminación gradual de la energía nuclear*

(325) Bélgica alegó que la notificación sigue basándose en la eliminación gradual completa de la energía nuclear. Además, explicó que se notificaría cualquier propuesta para realizar ajustes una vez realizada una evaluación a finales de noviembre de 2021.

4.7.3. *Duración*

(326) Bélgica alegó que el principal motivo por el que se han introducido contratos a largo plazo es el objetivo de crear condiciones de competencia equitativas entre las capacidades, existentes, reformadas y nuevas. La preocupación de garantizar dichas condiciones de competencia equitativas es tan válida en la primera subasta como en las siguientes.

(327) Con respecto a la duración de los contratos (quince años) y al carácter temporal de la medida (diez años), Bélgica señaló que debe establecerse una distinción entre, por una parte, la duración del contrato y, por otra, la organización aprobada de las subastas.

5. **EVALUACIÓN DE LA MEDIDA**

5.1. **Ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE**

(328) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó su postura preliminar de que la medida constituía una ayuda estatal a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE. Ni Bélgica ni ningún interesado cuestionaron dicha postura.

(329) El artículo 107, apartado 1, del TFUE define las ayudas estatales como «las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma».

(330) Las ayudas estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE son incompatibles con el mercado interior cuando «falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones» y «en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros».

(331) El artículo 107, apartados 2 y 3, del TFUE recoge una lista de circunstancias concretas en las cuales la ayuda se considera o puede considerarse compatible con el mercado interior. En la sección 5.3 se recoge la evaluación de la Comisión de si, en este caso, se da alguna de dichas circunstancias.

5.1.1. *Imputabilidad al Estado y financiación mediante fondos estatales*

(332) Para que las medidas se consideren ayuda estatal a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE: a) deben ser imputables al Estado, y b) deben implicar el uso de recursos estatales. Esta última condición implica que la ayuda debe ser concedida directamente por el Estado o por una entidad pública o privada designada o establecida por el Estado ([88]). Como se explica en la sección 2.2, el MC se estableció con en virtud del Derecho federal, se adoptó el 22 de abril de 2019 mediante una modificación de la Ley federal de electricidad, de 29 de abril de 1999, sobre la organización del mercado belga de la electricidad (Derecho primario). El Derecho derivado (Reales Decretos,

([88]) Asunto 76/78, Steinike & Weinlig/Alemania, Rec. 1977, p. 595, apartado 21; asunto C-379/98, PreussenElektra, Rec. 2001, p. I-2099, apartado 58; asunto C-706/17, Achema, Rec. 2019, apartados 47 y siguientes.

Decretos Ministeriales, contratos y normas de funcionamiento del mercado aprobadas por la autoridad reguladora) prevé varias disposiciones de ejecución para este mecanismo de capacidad. Todo este Derecho derivado tiene su base jurídica en la citada Ley federal de electricidad. Como consecuencia de ello, la medida es imputable al Estado belga.

(333) En la Decisión de incoación, la Comisión manifestó su postura preliminar de que el MC se financia a partir de recursos estatales. Bélgica no impugnó esta postura.

(334) Mediante el mecanismo de financiación descrito en la sección 2.12.2, el Estado belga crea un sistema en el que los costes incurridos por el GRT debido al MC se compensan íntegramente mediante tarifas de acceso a la red, que presentan las características de un gravamen parafiscal. De hecho, el Estado establece por ley un recargo sobre el consumo de electricidad mediante las tarifas de acceso a la red (véanse los considerandos 208 y 209). Por una parte, la Ley de electricidad establece que el GRT está obligado a recaudar estas tarifas directamente de los usuarios de la red (véase el considerando 208). Por otra parte, los usuarios de la red en la que se aplican las tarifas deben abonarlas (véase el considerando 210). Además, como se destaca en el considerando 208, las tarifas obligatorias de acceso a la red derivan del Estado, en el sentido en que en Estado no se ha limitado a imponer la obligatoriedad para un grupo de particulares de una contribución introducida y administrada por una asociación de dichos particulares, como se menciona en la jurisprudencia de los asuntos Pearle ([89]) y Doux Élevage ([90]) . Por consiguiente, de acuerdo con la sentencia del Tribunal de Justicia en el asunto Alemania/Comisión Europea, las tarifas de acceso a la red se consideran un gravamen impuesto por la Ley ([91]).

(335) Por lo tanto, la Comisión considera que el MC se financia con recursos del Estado, ya que se financia a partir de los ingresos de un gravamen parafiscal impuesto por el Estado y cuya gestión y asignación se realiza de conformidad con las disposiciones de la legislación. De hecho, si la legislación nacional exige el cobro de una tasa a un grupo de personas, la tasa es obligatoria y los fondos recaudados constituyen fondos estatales ([92]).

5.1.2. *Ventaja económica conferida a determinadas empresas o producciones (ventaja selectiva)*

(336) Una ventaja en el sentido de lo dispuesto en el artículo 107, apartado 1, del TFUE, es todo beneficio económico que una empresa no habría obtenido en condiciones normales de mercado, es decir, sin la intervención estatal ([93]).

(337) Los licitadores seleccionados en las subastas del MC reciben una remuneración a través del MC, que no recibirían si continuaran operando en el mercado de la electricidad en condiciones económicas normales únicamente vendiendo electricidad y servicios auxiliares. Por consiguiente, la medida confiere una ventaja económica a las empresas seleccionadas en las subastas del MC. Esta ventaja es selectiva, en la medida en que favorece únicamente a determinadas empresas, a saber, a los adjudicatarios en las subastas del MC que se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable a la de otros proveedores de capacidad que no pudieron o quisieron participar en las subastas del MC, o que participaron para no fueron seleccionados.

(338) Asimismo, hasta la fecha la medida confiere una ventaja selectiva únicamente a determinadas empresas capaces de ayudar a resolver el problema de adecuación identificado, ya que las capacidades inferiores a 1 MW (véase el considerando 69) quedan excluidas de la participación directa en el MC (es decir, sin agregación, véase el considerando 72), a pesar de que también pueden contribuir a reducir el problema de cobertura detectado. En el futuro, la existencia de un umbral mínimo para participar en el MC, aunque sea reducido (véase el considerando 70), seguirá impidiendo que algunas capacidades participen directamente (es decir, sin agregación) en el MC. Lo que es más, las capacidades exteriores ubicadas en Estados miembros no colindantes quedarán excluidas del MC (véase el considerando 199). En consecuencia, la medida también confiere una ventaja selectiva desde esta perspectiva.

([89]) Asunto C-345/02, Pearle y otros, Rec. 2004, ECLI:EU:C:2004:448.
([90]) Asunto C-677/11, Doux Élevage y Coopérative agricole UKL-ARREE, Rec. 2013, ECLI:EU:C:2013:348.
([91]) Asunto C- 405/16 P, Alemania/Comisión, Rec. 2019, ECLI:EU:C:2019:268, apartado 68.
([92]) Véanse los asuntos C- 405/16 P, Alemania/Comisión, Rec. 2019, ECLI:EU:C:2019:268, aparatados 68 y 72; C-706/17 Achema y otros, Red. 2019, ECLI:EU:C:2019:407, apartado 57, y T-217/17, FVE Holýšov I y otros/Comisión, Rec. 2019, ECLI:EU:T:2019:633, apartado 111.
([93]) Sentencia del Tribunal de Justicia de 11 de julio de 1996, SFEI y otros, C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, apartado 60; sentencia del Tribunal de Justicia, de 29 de abril de 1999, España/Comisión, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, apartado 41.

5.1.3. *Distorsiones de la competencia y el comercio dentro de la UE*

(339) La medida plantea el riesgo de distorsionar la competencia y afectar al comercio dentro del mercado interior. La producción de electricidad, así como los mercados mayorista y minorista de electricidad, son actividades abiertas a la competencia en toda la Unión ([94]). Por lo tanto, una ventaja concedida con fondos estatales a cualquier empresa del sector puede afectar al comercio dentro de la Unión y distorsionar la competencia.

5.1.4. *Conclusiones sobre la evaluación de acuerdo con el artículo 107, apartado 1, del TFUE*

(340) Por consiguiente, la medida constituye ayuda estatal a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

5.2. **Legalidad de la ayuda**

(341) Al notificar la medida antes de su aplicación, las autoridades belgas han cumplido con su obligación de conformidad con el artículo 108, apartado 3, del TFUE.

5.3. **Compatibilidad de la medida con el mercado interior**

(342) La Comisión ha evaluado la medida notificada sobre la base del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE y de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía. En particular, ha evaluado la medida con arreglo a la sección 3.9 de las Directrices ([95]), que establece condiciones específicas para las ayudas destinadas a la cobertura de generación.

(343) El artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE dispone que la Comisión puede considerar compatibles con el mercado interior «las ayudas destinadas a facilitar el desarrollo de determinadas actividades o de determinadas regiones económicas, siempre que no alteren las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común». Por lo tanto, de acuerdo con esta disposición del Tratado, una ayuda compatible debe contribuir al desarrollo de determinadas actividades económicas. Es decir, la ayuda no debe distorsionar la competencia en contra del interés común.

5.3.1. *Contribución al desarrollo de una actividad económica*

(344) Con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE, la medida debe contribuir al desarrollo de determinadas actividades económicas ([96]).

(345) La medida notificada promueve el desarrollo de una actividad económica en el sector de la electricidad, al estimular directamente inversiones suficientes en la capacidad de respuesta a la demanda, generación nueva y existente y almacenamiento para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Como efecto secundario, cabe esperar que la seguridad del suministro de electricidad promovida por la medida estimule la actividad económica en términos más generales, dado que un suministro eléctrico asegurado aporta beneficios a las diversas actividades económicas que dependen de la electricidad como insumo.

(346) El régimen de ayudas notificado contribuye al desarrollo de una actividad económica, como exige el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

5.3.2. *Facilitación de una actividad económica y efecto incentivador*

(347) Una ayuda tiene efecto incentivador cuando incentiva al beneficiario a modificar su comportamiento en aras del desarrollo de una actividad económica determinada perseguida por la ayuda y cuando el cambio de comportamiento no sucedería sin dicha ayuda ([97]). El punto 227, leído junto con la sección 3.2.4 de las Directrices, contienen orientaciones más específicas en cuanto a la interpretación de este criterio.

([94]) Véanse el Reglamento sobre la electricidad y la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (DO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

([95]) En la Comunicación C(2020) 4355 final se añadió la siguiente frase en el punto 16 de las Directrices: «No obstante, las presentes Directrices se aplicarán a las empresas que no estaban en crisis el 31 de diciembre de 2019, pero que pasaron a estarlo durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de junio de 2021».

([96]) Sentencia de 22 de septiembre de 2020, Austria/Comisión, C-594/18 P, EU:C:2020:742, apartados 20 y 24.

([97]) A este respecto, véanse los puntos 49 y 144 de las Directrices.

(348) Bélgica proporcionó un análisis de cobertura de generación que demostraba que, en un escenario contrafactual en el que no existiera la medida, la cobertura de generación alcanzaría niveles críticos en 2025, como se muestra en el considerando 49. En otras palabras, sin la medida, los proveedores de capacidad no habrían puesto a disposición la capacidad necesaria para cumplir el estándar de fiabilidad fijado por Bélgica para suministrar energía en períodos de gran demanda del sistema. Como se explica en el considerando 227, algunas partes interesadas confirmaron la necesidad del MC e hicieron hincapié en su urgencia.

(349) De acuerdo con el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021, que para 2025 solo será viable obtener una proporción muy reducida de la capacidad adicional a través del mercado únicamente de energía (véase el considerando 50).

(350) Por lo tanto, la medida tiene un efecto incentivador para que nuevas capacidades accedan al mercado. La medida incentiva a los participantes en el mercado nuevos y existentes a contribuir al objetivo de lograr la seguridad del suministro.

(351) Además, de conformidad con el apartado 52 de las Directrices, la ayuda se concede sobre la base de un procedimiento de licitación competitiva. El proceso de la subasta, que se describe en la sección 2.5, no es discriminatorio y está abierto a todos los tipos de capacidad.

(352) Además, la obligación de reembolso descrita en la sección 2.7.3 crea un incentivo financiero para estar disponible en momentos de escasez. Por otra parte, Bélgica ha introducido procedimientos de supervisión de la disponibilidad, tanto antes como durante el período de suministro (véanse las secciones 2.8.1 y 2.8.2), así como pruebas y sanciones adecuadas (descritas en las secciones 2.8.3 y 2.8.4) para garantizar el cumplimiento de la obligación de disponibilidad.

(353) Por último, la Comisión está de acuerdo con las observaciones aportadas por una parte interesada en las que señala que las inversiones necesarias para permitir que la capacidad cumpla con las normas ambientales ya adoptadas no deben considerarse subvencionables para contratos de mayor duración de acuerdo con el apartado 53 de las Directrices (véase el considerando 238).

(354) Por tanto, la Comisión acoge con satisfacción la modificación del Real Decreto que establece los umbrales de inversión, los criterios de subvencionabilidad para los costes de inversión y el procedimiento de clasificación. La versión modificada de dicho Real Decreto afirma que en el marco del MC solo serán subvencionables los costes necesarios para adaptarse a las futuras normas de la Unión (véase el considerando 142).

(355) La Comisión considera que la medida tiene un efecto incentivador que modifica el comportamiento de sus beneficiarios en aras del desarrollo de una actividad económica determinada perseguida por la ayuda.

5.3.3. *Cumplimiento de otras disposiciones del Derecho de la Unión*

(356) Una ayuda de Estado que infringe disposiciones o vulnera principios generales del Derecho de la Unión no puede declararse compatible con el mercado interior ([98]).

(357) Si una medida de ayuda estatal (incluido su método de financiación, cuando se destina a dicha ayuda) conlleva aspectos que están indisolublemente ligados al objeto de la ayuda y que infringen otras disposiciones del Derecho de la Unión, esta infracción podría afectar a la evaluación de la compatibilidad de dicha ayuda estatal ([99]). En el caso que nos ocupa, este problema podría surgir con respecto a los artículos 30 y 110 del TFUE, así como con determinadas disposiciones del Reglamento sobre la electricidad. Por ese motivo, la Comisión debe comprobar si algunos aspectos del MC pueden infringir el Derecho de la Unión y, de ser así, si dichos aspectos están indisolublemente ligados al objeto de la ayuda en el marco del MC.

5.3.3.1. Conformidad con los artículos 30 y 110 del TFUE

(358) En la Decisión de incoación, la Comisión manifestó la postura preliminar de que el mecanismo de financiación de las medidas de ayuda notificadas no introduce ninguna restricción que infrinja el artículo 30 ni el artículo 110 del TFUE. La Comisión no recibió ninguna observación que impugnara esta postura.

([98]) Sentencia de 22 de septiembre de 2020, Austria/Comisión, C-594/18 P, EU:C:2020:742, apartado 44.

([99]) Véase el considerando 25 de la Decisión de la Comisión en el asunto relacionado con la ayuda estatal SA.40029 (2014/N) «Reintroduction of the winding-up scheme, compensation scheme, Model I and Model II – H1 2015» (DO C 136 de 24.4.2015, p. 4). Véase el considerando 29 de la Decisión de la Comisión en relación con la ayuda estatal SA.42215 (2015/N) «Prolongation of the Greek financial support measures (Article 2 law 3723/2008)» (DO C 277, de 21.8.2015, p. 11).

(359) Como se indica en el punto 29 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía, si una medida de ayuda estatal o las condiciones inherentes a la misma (incluido su modo de financiación, cuando forma parte integrante de ella) entrañan de forma indisociable una infracción del Derecho de la Unión, la ayuda no podrá declararse compatible con el mercado interior. En el ámbito de la energía, cualquier exacción que tenga como objetivo financiar una medida de ayuda estatal debe cumplir, en particular, los artículos 30 y 110 del Tratado. Por tanto, la Comisión ha verificado si el mecanismo de financiación de las medidas de ayuda notificadas cumple los artículos 30 y 110 del TFUE.

(360) Como se explica en el considerando 334, el Estado belga crea un sistema en el que los costes incurridos por el GRT debido al MC se compensan íntegramente mediante las tarifas de acceso a la red, que presentan las características de un gravamen parafiscal. Como se explica en el considerando 214, la tarifa se aplica de forma uniforme en EUR/MWh a todos los consumidores. Por lo tanto, la Comisión considera que estas tarifas son muy similares a un impuesto que grava la electricidad consumida.

(361) Por lo que respecta a los artículos 30 y 110 del TFUE, debe recordarse que, según una jurisprudencia reiterada, el Derecho de la Unión no restringe, en el estado actual de su evolución, la libertad de cada Estado miembro de establecer un sistema diferenciado de tributación para algunos productos, aunque sean similares en el sentido del párrafo primero del artículo 110 del TFUE, en función de criterios objetivos, tales como la naturaleza de las materias primas utilizadas o los procedimientos de producción aplicados. No obstante, tales diferencias solo son compatibles con el Derecho de la Unión si persiguen objetivos de política económica compatibles con el Derecho de la Unión, y si se aplican de manera que eviten cualquier forma de discriminación, directa o indirecta, respecto a las importaciones procedentes de los demás Estados miembros, o de protección de las producciones nacionales competidoras ([100]).

(362) Como se explica en la sección 2.10, de acuerdo con el Reglamento sobre la electricidad, Bélgica permitirá que participe en el MC desde el primer suministro, es decir, desde 2025, aquella capacidad exterior ubicada en un Estado miembro que cuente con una conexión de red directa con Bélgica.

(363) Dada la apertura de la medida a la capacidad transfronteriza, la Comisión concluye que el mecanismo de financiación de las medidas de ayuda notificadas no impone ninguna restricción que infrinja el artículo 30 o el artículo 110 del TFUE.

5.3.3.2. Conformidad con el Reglamento sobre la electricidad

Cumplimiento del artículo 20 del Reglamento sobre la electricidad

(364) De acuerdo con el artículo 20, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, los Estados miembros supervisarán la cobertura de la demanda en su territorio sobre la base del ERAA al que se refiere el artículo 23. Con el fin de complementar el ERAA, los Estados miembros también pueden ejecutar un NRAA de acuerdo con el artículo 24.

(365) La Comisión señala que la REGRT de Electricidad aún no ha cumplido con su obligación de presentar un ERAA en virtud del artículo 23 del Reglamento sobre la electricidad. Por lo tanto, el problema de cobertura de la demanda en Bélgica solo se ha determinado sobre la base del NRAA. No ha sido posible comparar el NRAA y el ERAA con arreglo al artículo 24, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, cuyo fin es detectar posibles divergencias entre ambos análisis. Tal y como dispone el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, el NRAA también debe basarse en la metodología acordada para el ERAA, a la que se refiere el artículo 23 del Reglamento sobre la electricidad.

(366) El 25 de junio de 2021, Elia publicó un nuevo estudio sobre la cobertura de la demanda que se basa en la metodología del ERAA. En el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 se constata un problema de cobertura en Bélgica a partir de 2025.

(367) Antes de introducir mecanismos de capacidad, los Estados miembros deben identificar cualquier distorsión reglamentaria o deficiencia del mercado que haya causado o favorecido la emergencia del problema. Los Estados miembros deben adoptar medidas para eliminar las distorsiones detectadas y publicar un calendario para su ejecución (artículo 20, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad).

(368) Como se describe en la sección 2.3.4, Bélgica desarrolló y publicó un plan de ejecución en el que se establecen medidas para eliminar las distorsiones reglamentarias o deficiencias del mercado existentes en el mercado de la electricidad belga.

([100]) Asunto C-213/96, Outokumpu, Rec. 1998, p. I-1777, apartado 30.

(369) Según dicho plan de ejecución, las autoridades belgas se han comprometido a realizar varias reformas del mercado, especialmente con vistas a reforzar los mercados de balance (véase el considerando 62), facilitar la respuesta a la demanda (véase el considerando 64) y aumentar la capacidad de interconexión (véase el considerando 65).

(370) Bélgica también se ha comprometido a publicar el plan y supervisar su ejecución, publicar los resultados de la supervisión en un informe anual y presentarlo a la Comisión Europea. Por último, Bélgica se ha comprometido a respetar el plan de ejecución incluso después de que el problema de cobertura identificado se haya resuelto.

(371) Después de realizar una consulta pública, el 30 de abril de 2020, la Comisión emitió un dictamen sobre el plan de ejecución de Bélgica, con arreglo al artículo 20, apartado 5, del Reglamento sobre la electricidad ([101]). En su dictamen, la Comisión constató que Bélgica debe seguir mejorando el funcionamiento de sus mercados de balance mediante la modificación de su sistema de fijación de precios de escasez valorando la posibilidad de aplicar la función de fijación de precios de escasez también a los proveedores de servicios de balance, como se menciona en el considerando 62, pero también reconoció que recientemente se han realizado o está previsto realizar varias mejoras. Como se menciona en el considerando 62, Bélgica introdujo el denominado «elemento alfa» en su mecanismo de fijación de precios de desvío, aplicó la compensación de desequilibrios y se estaba preparando para unirse a las plataformas de balance de la UE para las RRFa y las RRFm. Por lo que respecta a la respuesta a la demanda, en su dictamen la Comisión constató que Bélgica debe continuar instalando contadores inteligentes que cuenten con las funcionalidades necesarias para facilitar la adopción de una respuesta a la demanda basada en los precios. Como se menciona en el considerando 64, Bélgica se comprometió a seguir instalando contadores inteligentes en el futuro. Estas medidas son suficientes para eliminar las distorsiones reglamentarias o las deficiencias del mercado detectadas en el plan de ejecución de Bélgica, de acuerdo con el artículo 20, apartado 5, del Reglamento sobre la electricidad.

(372) La medida cumple con lo dispuesto en el artículo 20 del Reglamento sobre la electricidad.

Cumplimiento del artículo 21 del Reglamento sobre la electricidad

(373) Según el artículo 21, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, con objeto de eliminar los problemas de cobertura residuales, los Estados miembros pueden introducir un mecanismo de capacidad solo como medida de último recurso, concretamente sujeta a las condiciones establecidas en el artículo 21, apartados 2 a 8.

(374) Con arreglo al artículo 21, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad, entre octubre y diciembre de 2019, Bélgica llevó a cabo un estudio sobre los efectos de su mecanismo en los Estados miembros vecinos mediante la realización de consultas a estos.

(375) Según el artículo 20, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, los Estados miembros evaluarán si un mecanismo de capacidad en forma de reserva estratégica es capaz de solucionar el problema de cobertura.

(376) Como se menciona en el considerando 60, actualmente Bélgica tiene una reserva estratégica que se conservará hasta el 31 de marzo de 2022. El objetivo de la reserva estratégica es cubrir los picos de demanda durante los períodos invernales cuando el mercado no pueda hacerlo, al mantener cierta capacidad de generación y respuesta a la demanda existente fuera del mercado como reserva de apoyo, que solo se activaría cuando se agoten los recursos de balance.

(377) Como se explica en el Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad ([102]), en caso de que se detecten problemas de cobertura a largo plazo, el mecanismo de capacidad más adecuado para resolverlos será probablemente un régimen basado en el volumen del mercado global. Como se explica más detalladamente en dicho informe, una reserva estratégica no resolvería el problema de la inversión necesaria para las nuevas centrales. Por el contrario, los mecanismos de capacidad extensivos a todo el mercado resultan más eficaces para fomentar las inversiones destinadas a abordar problemas de cobertura a más largo plazo.

(378) Habida cuenta de que el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 detectó una necesidad estructural de nueva capacidad (véanse los considerandos 49 y 50), la Comisión considera que un mecanismo de capacidad bajo la forma de una reserva estratégica no sería capaz de resolver el problema de cobertura detectado en Bélgica a partir de 2025.

([101]) Dictamen C(2020) 2654 final de la Comisión: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
([102]) Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad, SWD(2016) 385 final.

(379) Según el artículo 20, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, los estados miembros no introducirán mecanismos de capacidad antes de que la Comisión haya emitido un dictamen sobre el plan de ejecución al que se refiere el artículo 20, apartado 3, del Reglamento conforme a lo dispuesto en el artículo 20, apartado 5.

(380) Como se describe en el considerando 371, la Comisión emitió un dictamen sobre el plan de ejecución de Bélgica el 30 de abril de 2020. Bélgica ha comenzado los preparativos para la primera subasta a cuatro años, pero aún no ha introducido el MC.

(381) De acuerdo con el artículo 21, apartado 7, del Reglamento sobre la electricidad, que exige una eliminación progresiva y eficiente del mecanismo de capacidad en caso de que no se celebren nuevos contratos durante tres años consecutivos, Bélgica ha introducido una cláusula que afirma que no se organizarán nuevas subastas en el marco del MC si no se celebra ningún contrato de capacidad nuevo en tres años consecutivos, de acuerdo con el artículo 7 *undecies*, apartado 11, de la Ley de electricidad (véase el considerando 218).

(382) Como se describe en el considerando 217, Bélgica ha solicitado la aprobación de esta ayuda estatal para un período de diez años, es decir, para el plazo máximo permitido según el artículo 21, apartado 8, del Reglamento sobre la electricidad.

(383) Por último, Bélgica se ha comprometido a aplicar el plan de ejecución al que hace referencia el artículo 20, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad una vez introducido el mecanismo de capacidad, como requiere el artículo 21, apartado 8, de dicho Reglamento.

(384) La Comisión concluye que la medida cumple con lo dispuesto en el artículo 21 del Reglamento sobre la electricidad.

Cumplimiento del artículo 22 del Reglamento sobre la electricidad

(385) El artículo 22, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad define características específicas del diseño que debe cumplir todo mecanismo de capacidad. Según dicho artículo, los mecanismos de capacidad: i) serán temporales; ii) no deberán crear distorsiones innecesarias del mercado ni limitar el comercio interzonal; iii) no irán más allá de lo que sea necesario para hacer frente al problema de la cobertura; iv) seleccionarán proveedores de capacidad mediante un proceso transparente, no discriminatorio y competitivo; v) aportarán incentivos para que los proveedores de capacidad estén disponibles en momentos en los que se espere una gran demanda del sistema; vi) garantizarán que la remuneración se fije mediante un proceso competitivo; vii) establecerán, antes del proceso de selección, las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad; viii) estarán abiertos a la participación de todos los recursos que estén en disposición de proporcionar el rendimiento técnico exigido, incluida la gestión del almacenamiento de energía y la demanda, y ix) aplicarán las sanciones adecuadas a los proveedores de capacidad cuando no estén disponibles en momentos de gran demanda del sistema.

(386) En la Decisión de incoación, la Comisión manifestó dudas en cuanto a si la medida respetaba el artículo 22, apartado 1, letra c), del Reglamento sobre la electricidad, según el cual los mecanismos de capacidad no irán más allá de lo que sea necesario para hacer frente al problema de la cobertura.

(387) El MC notificado es temporal, como se explica en el considerando 385.

(388) El MC está diseñado de tal manera que se limite su impacto a lo necesario para alcanzar los objetivos estratégicos y evitar distorsiones indebidas en el mercado de la electricidad. El MC está abierto a todos los productores nuevos y existentes, así como a los operadores de almacenamiento y respuesta a la demanda. Además, el MC está abierto a la capacidad transfronteriza. Lo que es más, el diseño del MC incluye varias medidas específicamente adoptadas para evitar abusos del poder de mercado, a saber, opciones de fiabilidad, precios máximos y un proceso de subasta competitiva (véanse las secciones 2.5 y 2.7). Asimismo, está previsto que la apertura a nuevas capacidades y la disponibilidad de contratos a largo plazo velen por que no se refuercen indebidamente las posiciones dominantes actuales (véanse los considerandos 66 y 117).

(389) Por lo que respecta a la condición de que el MC no debe ir más allá de lo necesario para hacer frente al problema de la cobertura, Bélgica ha aprobado los parámetros por los que se determina la cantidad de capacidad que debe contratarse en el MC sobre la base de la propuesta de la autoridad reguladora, de acuerdo con el artículo 25, apartado 4, del Reglamento sobre la electricidad (véanse los considerandos 88 y 290).

(390) Como se indica en el considerando 92, el proceso para el cálculo definitivo de la cantidad de capacidad que debe contratarse debe respetar las disposiciones correspondientes del Reglamento sobre la electricidad. Con el fin de determinar el volumen que debe contratarse en la primera subasta a cuatro años para el período de suministro 2025-2026, Bélgica utilizó el escenario de las MAF 2019 actualizado de acuerdo con las actualizaciones del PLEF 2020. Bélgica aclaró que en el escenario EU-BASE del estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 se utilizaron las mismas sensibilidades relativas a la falta de disponibilidad de capacidad nuclear francesa (considerando 102).

(391) Además, como afirma el considerando 103, las autoridades belgas han dejado al margen un volumen considerable para la subasta a un año, asegurándose de que se realiza una nueva calibración de la curva de la demanda cuando se acerque el año de suministro y evitando así que se subaste demasiada capacidad en la primera subasta a cuatro años. Esta gran reserva para la subasta a un año permite que las autoridades belgas hagan frente a las ligeras variaciones producidas por nuevos datos de entrada y mejoras metodológicas.

(392) La Comisión observa que solo en torno a un 54 % del consumo de punta promedio en momentos de escasez será objeto de contrato en la subasta a cuatro años en 2021 (véase el considerando 104).

(393) La Comisión también toma nota de que el estándar de fiabilidad determina cuánta capacidad se somete a subasta en el mercado de capacidad y que el nuevo estándar de fiabilidad, calculado con arreglo a la metodología para el cálculo del estándar de fiabilidad, no se desvía del antiguo estándar de fiabilidad (considerando 22).

(394) Como afirman los considerandos 28 y 105, Bélgica se comprometió a establecer un nuevo estándar de fiabilidad, de ser necesario, antes de septiembre de 2022, con el fin de utilizar el nuevo estándar de fiabilidad para calcular el volumen que debe contratarse a más tardar para la subasta de 2023. Bélgica también se comprometió a realizar comprobaciones cruzadas y ajustar los volúmenes que se deben contratar en la subasta a cuatro años en 2023 y en la subasta a un año en 2026 si fuera necesario, de acuerdo con los resultados del NRAA de 2023. La Comisión invita a las autoridades belgas a consultar a la ACER cuando actualicen el estándar de fiabilidad y el NRAA, con objeto de comprender mejor las decisiones conexas de la ACER que se mencionan en los considerandos 18 y 40.

(395) En vista de lo anterior, especialmente de las observaciones adicionales aportadas por Bélgica durante el procedimiento de investigación formal, la Comisión considera que el MC no va más allá de lo necesario para hacer frente a los problemas de cobertura.

(396) De conformidad con las Normas de Funcionamiento del MC belga, la capacidad se contratará mediante un proceso transparente, no discriminatorio y competitivo.

(397) El MC proporciona incentivos para que los proveedores de capacidad estén disponibles en momentos de gran demanda del sistema (véanse los considerandos 182 a 186).

(398) Además, la remuneración se calcula a través del proceso de subasta competitiva y dicho proceso de subasta, que se describe en la sección 2.5, no es discriminatorio y está abierto a todos los tipos de capacidad.

(399) Antes del proceso de selección, Bélgica establecerá las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad. Estas condiciones se establecen en las Normas de Funcionamiento del MC belga (véase el considerando 12).

(400) EL MC estará abierto a todas las capacidades que puedan contribuir a la cobertura de la demanda. Será tecnológicamente neutro y estará abierto, en particular, a la capacidad, el almacenamiento y la respuesta a la demanda nuevos y existentes. Además, el MC estará abierto a la capacidad transfronteriza.

(401) Por último, como se explica en el considerando 182, el MC contempla sanciones por falta de disponibilidad en momentos de gran demanda del sistema.

(402) La Comisión concluyó, por tanto, que se cumplían los requisitos establecidos en el artículo 22, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad.

(403) De acuerdo con el artículo 22, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, los mecanismos de capacidad también: i) estarán concebidos de tal modo que garanticen que el precio pagado por disponibilidad tienda automáticamente a cero cuando el nivel de capacidad suministrada se espere que sea adecuado para satisfacer el nivel de capacidad exigida; ii) remunerarán los recursos participantes solamente por su disponibilidad, y iii) garantizarán que las obligaciones de capacidad sean transferibles entre los proveedores de capacidad elegibles.

(404) La medida notificada es un mecanismo de capacidad tecnológicamente neutro y extensivo a todo el mercado, en el marco del cual todos los proveedores de capacidad admisibles compiten en una única subasta de capacidad para conocer el precio más reducido que sea sostenible al cual puede suministrarse la capacidad necesaria. La naturaleza competitiva de la subasta debe lograr que los precios tiendan a cero siempre que exista suficiente oferta para cubrir la demanda.

(405) Como se explica en el considerando 8, la tasa abonada por la capacidad a los proveedores de capacidad con opción de fiabilidad consiste en un pago fijo para mantener la capacidad contratada disponible durante cualquier período de escasez. Por lo tanto, proporciona una remuneración a cambio de la disponibilidad, no contempla una remuneración a cambio de la cantidad de electricidad que los proveedores de capacidad ofrezcan en el mercado.

(406) Como se describe en el considerando 187, Bélgica establecerá un mercado secundario para proporcionar a los proveedores de capacidad un mecanismo que les permita mejorar su gestión de riesgos en el marco del MC. En caso de transacción en el mercado secundario, se garantizará una transferencia íntegra de las obligaciones.

(407) La Comisión concluye, por tanto, que se cumplen los requisitos establecidos en el artículo 22, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad.

(408) Por último, el artículo 22, apartado 4, del Reglamento sobre la electricidad establece los requisitos relacionados con los límites de emisiones de CO_2.

(409) Como se explica en el considerando 107, los requisitos de precualificación incluyen un límite de emisiones. Los proveedores de capacidad que superen el siguiente límite de emisiones no pueden participar en la subasta de capacidad:

a) las capacidades que pusieron en marcha la producción a partir del 4 de julio de 2019 están sujetas a un límite de emisiones de 550g de CO_2 producidas a partir de combustibles fósiles por kWh de electricidad;

b) las capacidades que pusieron en marcha la producción antes del 4 de julio de 2019 están sujetas a un límite de emisiones de 550g de CO_2 a partir de combustibles fósiles por kWh de electricidad y a un límite de una media anual de 350kg de CO_2 procedente de combustibles fósiles por kWe instalado.

(410) La Comisión concluye que la medida cumple con lo dispuesto en el artículo 22 del Reglamento sobre la electricidad.

Cumplimiento del artículo 24 del Reglamento sobre la electricidad

(411) De acuerdo con el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, los NRAA tendrán un alcance nacional y se basarán en la metodología a la que se refiere el artículo 23, apartado 3, del Reglamento, en particular, a la que alude el artículo 23, apartado 5, letras b) a m).

(412) En ese sentido, la Comisión observa que el análisis de cobertura de la demanda más reciente para Bélgica, es decir, el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021, tiene alcance regional y se basa en la metodología a la que se refiere el artículo 23, apartado 3.

(413) Según el artículo 12, apartado 1, de la decisión de la ACER, la metodología del ERAA se aplicará íntegramente antes de que termina 2023. Por consiguiente, la decisión de la ACER prevé la aplicación progresiva de la metodología del ERAA, con arreglo a una hoja de ruta que describe la fase de implementación establecida en el artículo 11, apartado 8, de la decisión de la ACER.

(414) Aunque la metodología del ERAA se aprobó poco después de que Bélgica llevara a cabo el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021, contaba con diversos elementos de la metodología del ERAA descritos en el considerando 42.

(415) Sin embargo, la Comisión señala que el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 refleja un aumento automático del precio máximo de adjudicación únicamente a partir de 2025. No obstante, como Bélgica ha demostrado, aunque el aumento automático del precio máximo de casación comenzara a partir de 2022, esto no modificaría los resultados de la evaluación de viabilidad económica para 2025. Además, Bélgica se ha comprometido a velar por que el nuevo análisis de cobertura que se publicará en junio de 2023 tenga plenamente en cuenta la metodología para el cálculo del aumento de precios dinámicos a partir del inicio del período de simulación (véase el considerando 48).

(416) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 se basa en escenarios centrales de referencia adecuados, de conformidad con el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad (véase el considerando 45).

(417) Con arreglo al artículo 24, apartado 1, letra a), del Reglamento sobre la electricidad, los Estados miembros pueden introducir en su análisis de cobertura sensibilidades relacionadas con las particularidades de la oferta y la demanda de electricidad a nivel nacional.

(418) En la Decisión de incoación, la Comisión manifestó dudas en cuanto al cumplimiento del artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad por parte del MC, ya que el estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 utilizó el escenario EU-HiLo, que se basa en supuestos acerca del suministro de electricidad exterior, concretamente, en la falta de disponibilidad de las centrales nucleares francesas.

(419) Varias partes interesadas criticaron la interpretación de la Comisión del artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, afirmando que es demasiado restrictiva. Según dichas partes interesadas, la metodología del ERAA confirma que los NRAA deben tener un alcance regional y pueden incluir sensibilidades adicionales. Dicha metodología no especifica ni restringe la naturaleza de estas sensibilidades adicionales. Como se menciona en el artículo 3, apartado 6, de la citada metodología, estas sensibilidades pueden abarcar una amplia gama de cambios en los supuestos relativos a todo el alcance geográfico considerado, en particular, distintos supuestos en relación con los datos de entrada, como las capacidades instaladas (véanse los considerandos 256 a 258).

(420) Bélgica alegó que su alto índice de interconexión y dependencia de las importaciones constituye una particularidad del suministro de electricidad nacional (véanse los considerandos 286 y 318).

(421) La Comisión toma nota de que el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 incluye sensibilidades relacionadas con la falta de disponibilidad de capacidad nuclear francesa que concuerdan con los datos utilizados por el GRT francés en el NRAA francés (véanse los considerandos 287 a 289).

(422) La Comisión señala que el artículo 24, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad y la metodología del ERAA exigen que los NRAA tengan un alcance regional y que el artículo 3, apartado 6 de la metodología de ERAA permite complementar los escenarios centrales de referencia con escenarios o sensibilidades adicionales. Además, el punto 224, letra a), de las Directrices exige que el Estado miembro facilite una evaluación de la repercusión de la producción variable, incluida la procedente de sistemas vecinos.

(423) Teniendo esto en cuenta, la Comisión considera que el artículo 24, apartado 1, letra a), del Reglamento sobre la electricidad no impide que en los NRAA se utilicen sensibilidades adicionales relacionadas con el suministro externo de electricidad.

(424) Como se explica en el considerando 365, la comparación necesaria entre el NRAA y el ERAA con arreglo al artículo 24, apartado 3, no pudo llevarse a cabo debido a que la REGRT de Electricidad aún no había presentado el ERAA.

(425) La Comisión concluye que la medida cumple con lo dispuesto en el artículo 24 del Reglamento sobre la electricidad.

Cumplimiento del artículo 25 del Reglamento sobre la electricidad

(426) Con arreglo al artículo 25, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, al aplicar mecanismos de capacidad, los Estados miembros deberán disponer de un estándar de fiabilidad.

(427) Como afirma el considerando 22, Bélgica cuenta con un estándar de fiabilidad que se fija en una LOLE de tres horas.

(428) El artículo 25, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad prevé que el estándar de fiabilidad sea fijado por el Estado miembro o por la autoridad competente designada por este una vez que la autoridad reguladora publique una propuesta. El estándar de fiabilidad se establecerá sobre la base de la metodología prevista en el artículo 23, apartado 6.

(429) El estándar de fiabilidad se estableció mediante el Real Decreto sobre el cálculo del estándar de fiabilidad y la aprobación de los valores para el VOLL y el CONE sobre la base de la propuesta presentada por la autoridad reguladora (véase el considerando 20). El estándar de fiabilidad establecido se desvía ligeramente del propuesto por la autoridad reguladora, por los motivos que se explican en el considerando 21. Sin embargo, el artículo 25 del Reglamento sobre la electricidad no impide esta desviación.

(430) Bélgica calculó el estándar de fiabilidad sobre la base de la metodología prevista en el artículo 23, apartado 6.

(431) Con arreglo al artículo 25, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad, el estándar de fiabilidad se calculará utilizando al menos el VOLL y el CONE durante un horizonte temporal determinado y se expresará como «previsiones de energía no suministrada» y «previsiones de pérdida de carga».

(432) Con arreglo al artículo 2, punto 9, del Reglamento sobre la electricidad, el valor de carga perdida o «VOLL» es una estimación en EUR/MWh del precio máximo de la electricidad que los clientes están dispuestos a pagar para evitar una interrupción.

(433) Como afirma el considerando 25, la CREG llevó a cabo una encuesta sobre la voluntad de pago, pero debido a las limitaciones de dicha encuesta, sus resultados a la hora de determinar una única estimación del VOLL solo pueden utilizarse hasta cierto punto. Bélgica se comprometió a actualizar el VOLL de acuerdo con los resultados de una nueva encuesta sobre la voluntad de pago y, de ser necesario, a fijar un nuevo estándar de fiabilidad antes de septiembre de 2022 (véase el considerando 28).

(434) Por tanto, la Comisión opina que el estándar de fiabilidad se ha fijado sobre la base de la estimación del VOLL y del CONE previsto (véanse los considerandos 23 y 24), de conformidad con el artículo 25, apartado 3, del Reglamento sobre la electricidad

(435) De acuerdo con el artículo 25, apartado 4, del Reglamento sobre la electricidad, al aplicar mecanismos de capacidad, los parámetros por los que se determina la cantidad de capacidad que se debe contratar en el mecanismo de capacidad serán aprobados por los Estados miembros o por una autoridad competente designada por estos, sobre la base de una propuesta de la autoridad reguladora.

(436) Como se explica en los considerandos 86 y 290, la metodología para determinar los parámetros para el cálculo del volumen de las adquisiciones en el mecanismo de capacidad fue propuesta por el CREG.

(437) La Comisión concluye que la medida cumple con lo dispuesto en el artículo 25 del Reglamento sobre la electricidad.

Cumplimiento del artículo 26 del Reglamento sobre la electricidad

(438) De acuerdo con el artículo 26, apartado 1, del Reglamento sobre la electricidad, los mecanismos distintos de las reservas estratégicas y, cuando sea técnicamente viable, las reservas estratégicas, estarán abiertos a la participación directa transfronteriza de proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro con arreglo a las condiciones establecidas en dicho artículo.

(439) Sin embargo, el artículo 26, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad permite que los Estados miembros exijan que la capacidad exterior esté situada en un Estado miembro con una conexión de red directa con el Estado miembro que aplica el mecanismo.

(440) Bélgica permitirá que las capacidades exteriores ubicadas en un Estado miembro que tenga una conexión directa con la red belga participe en el MC desde el primer año de suministro, es decir, desde 2025. Según Bélgica, las metodologías, las normas comunes y las disposiciones mencionadas en el artículo 26, apartado 11, del Reglamento sobre la electricidad no se adoptaron hasta diciembre de 2020 y debe concederse un plazo razonable para que se apliquen y se realicen los preparativos necesarios para la participación transfronteriza. Dado que el GRT aún no ha podido celebrar los contratos necesarios, no ha sido posible organizar la participación transfronteriza desde la primera subasta a cuatro años. No obstante, según las autoridades belgas, se ha reservado un volumen para la primera subasta a un año, de forma que se garantice que la capacidad transfronteriza pueda participar y contribuir desde el primer año de suministro (véase el considerando 189).

(441) En la Decisión de incoación, la Comisión solicitó aclaraciones sobre el uso de los ingresos por congestión obtenidos de la capacidad y sobre el reparto de esos ingresos entre los GRT.

(442) Bélgica aclaró que los ingresos por congestión se utilizarán y repartirán de acuerdo con las normas establecidas en el Reglamento sobre la electricidad, en particular en el artículo 26, apartado 9.

(443) Además, Bélgica confirmó que cumplirá con la decisión n.º 36/2020 de la ACER, que establece especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en mecanismos de capacidad, en particular, la metodología para repartir los ingresos derivados de la asignación de capacidad de entrada.

(444) Por lo tanto, la medida cumple con lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento sobre la electricidad.

5.3.3.3. Conclusión sobre el cumplimiento de otras disposiciones del Derecho de la Unión

(445) La medida cumple con lo dispuesto en los artículos 30 y 110 del TFUE y con el Reglamento sobre la electricidad.

(446) Por tanto, la medida notificada no infringe el Derecho de la Unión pertinente.

5.3.4. *La ayuda está diseñada para limitar el impacto sobre la competencia y el comercio*

5.3.4.1. Necesidad de intervención estatal

(447) De acuerdo con la subsección 3.2.2 de las Directrices, el Estado miembro debe demostrar que la intervención estatal es necesaria y, en particular, que la ayuda es necesaria para subsanar una deficiencia del mercado que, de lo contrario, seguiría sin solucionarse.

(448) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó dudas sobre si las autoridades belgas han identificado el problema de cobertura de la demanda con suficiente precisión y si lo han analizado y cuantificado debidamente, en particular en lo que respecta a los puntos 221 y 222 de las Directrices. Estas dudas fueron respaldadas por varias partes interesadas, que también pusieron en duda la necesidad o las dimensiones del MC previsto (véanse los considerandos 227 a 234).

(449) Según el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021, a partir de 2025, una vez que finalice la eliminación gradual de la energía nuclear, Bélgica se enfrentará a un problema de cobertura y a una necesidad estructural de capacidad nueva. Esta necesidad asciende a 2 GW en 2025 según el escenario «EU-BASE», y gradualmente aumenta hasta 3,9 GW para 2032 (véase el considerando 49). El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 se publicó en junio de 2021 y se basa en la metodología del ERAA (véase el punto 221 de las Directrices).

(450) Ahora que la ACER ha aprobado la metodología del ERAA (véase el considerando 40), las dudas de la Comisión acerca del énfasis en el escenario EU-HiLo en el estudio de cobertura y flexibilidad de 2019 o la falta de un escenario opuesto adecuado para estimar la magnitud del problema de cobertura de la demanda en las MAF para 2019 para Bélgica ya no son pertinentes, ya que las diferencias metodológicas ya se han unificado en una metodología común y más sólida, que confirma la existencia de un problema de cobertura.

(451) Si bien dos partes interesadas alegaron que los estudios de cobertura de la demanda realizados por Bélgica en el pasado no tenían en cuenta la función de escasez prevista (considerando 230), por aquel entonces no existía este requisito. Según el dictamen de la Comisión sobre el plan de ejecución de Bélgica, se ha invitado al país a valorar la posibilidad de modificar su sistema de fijación de precios de escasez en consecuencia y a más tardar el 1 de enero de 2022. En ese sentido, la Comisión toma nota del trabajo que actualmente desempeña la autoridad reguladora y el GRT con respecto a la introducción de la función de fijación de precios de escasez para el balance en Bélgica.

(452) Actualmente Bélgica tiene un nivel de interconectividad eléctrica de aproximadamente el 24 % y está previsto que aumente hasta el 33 % para 2030. Como se indica considerando 323, Bélgica también facilitó el desarrollo de las denominadas tecnologías con energía limitada (por ejemplo, brindando la posibilidad de participar en los mercados de servicios auxiliares o facilitando la participación a través de un mecanismo de transferencia de energía). Esto ha derivado en altos índices de gestión de la demanda.

(453) Además, como se describe en la sección 2.3.4, las autoridades belgas se han comprometido a realizar varias reformas del mercado, especialmente con vistas a reforzar los mercados de balance (véase el considerando 62), facilitar la respuesta a la demanda véase el considerando 64) y aumentar la capacidad de interconexión (véase el considerando 65).

(454) A pesar de estas reformas, el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 identifica los riesgos para la cobertura de la demanda en Bélgica, con respecto al estándar de fiabilidad descrito en el considerando 22. El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 afirma que para 2025 solo será viable obtener una proporción muy reducida de la nueva capacidad a través del mercado únicamente de energía.

(455) Por lo tanto, la Comisión considera que Bélgica ha demostrado por qué el mercado no puede suministrar la capacidad adecuada a falta de intervención, de acuerdo con el punto 223 de las Directrices.

(456) El punto 224 de las Directrices exige que la Comisión tenga en cuenta las diversas evaluaciones que debe proporcionar el Estado miembro en relación con el impacto de la producción variable, la participación de la demanda, la interconexión y cualquier otro elemento que pueda provocar o agravar el problema de cobertura de generación.

(457) El estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 integra todos los avances del mercado previstos y en curso y los objetivos estratégicos establecidos más recientes introducidos o mencionados en el plan de ejecución, con respecto a los cuatro elementos que se mencionan en el punto 224 de las Directrices.

(458) Como se explica en el considerando 454, a pesar de estas reformas, el estudio de cobertura y flexibilidad de 2021 identifica los riesgos para la cobertura de la demanda en Bélgica en comparación con lo que se necesitaría para alcanzar el objetivo de la LOLE de tres horas.

(459) La Comisión considera que la medida notificada es necesaria, de acuerdo con la sección 3.9.2 de las Directrices.

5.3.5. *Idoneidad de la medida*

(460) Como principio general, la ayuda estatal es adecuada siempre que se diseñe de forma que haga frente adecuadamente a las deficiencias del mercado detectadas. En los puntos 225 y 226, las Directrices especifican que en el contexto de la ayuda para la cobertura de generación esto implica que la ayuda solo debe remunerar el servicio de suministro puro prestado por el productor y que la medida deberá estar abierta y ofrecer incentivos adecuados tanto a los productores actuales como futuros y a los operadores que utilicen tecnologías sustituibles tales como la respuesta a la demanda o las soluciones de almacenamiento.

(461) Esta sección analiza, en primer lugar, si un MC extensivo a todo el mercado es la más adecuada de entre las diversas opciones disponibles para subsanar el problema de cobertura detectado (sección 5.3.5.1 de la presente Decisión). A continuación, analiza si el diseño especifico del MC cumple los requisitos previamente mencionados de las Directrices (sección 5.3.5.2 de esta Decisión).

5.3.5.1. Idoneidad del MC como instrumento

(462) Como se menciona en el considerando 235, algunas partes interesadas indicaron que una reserva estratégica podía solucionar mejor que un MC a nivel del mercado el problema de cobertura detectado. Por el contrario, Bélgica consideraba que una reserva estratégica no subsanaría las deficiencias del mercado subyacentes (véanse los considerandos 278 y 279).

(463) Como se menciona en el considerando 60, actualmente Bélgica tiene una reserva estratégica que se conservará hasta el 31 de marzo de 2022. El objetivo de la reserva estratégica es cubrir los picos de demanda que se produzcan durante los períodos invernales cuando el mercado no pueda hacerlo, al mantener parte de la generación y la capacidad de respuesta a la demanda existentes fuera del mercado como reserva que solo se activa cuando se agoten los recursos de balance.

(464) Como se explica en los considerandos 377 y 378, parece que un MC extensivo a todo el mercado, que implicaría un mercado de capacidad complementario al de la energía, es la solución más eficaz para garantizar la seguridad del suministro en Bélgica en un contexto de cambios estructurales como el de la eliminación progresiva de la generación de energía nuclear.

5.3.5.2. Idoneidad del diseño específico del MC

Remuneración exclusiva del servicio de suministro puro de capacidad

(465) Con arreglo al punto 225 de las Directrices, la medida debe remunerar únicamente el servicio de suministro puro.

(466) En la Decisión de incoación, la Comisión concluyó de manera preliminar que la medida remuneraba el servicio de suministro puro de capacidad. Ni Bélgica ni ningún interesado cuestionaron la postura de la Comisión.

(467) El MC proporciona una remuneración a cambio de la disponibilidad, no contempla una remuneración a cambio de la cantidad de electricidad que los proveedores de capacidad ofrezcan en el mercado.

(468) Por lo tanto, la medida cumple el punto 225 de las Directrices.

Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes

(469) El punto 226 de las Directrices establece que los mecanismos de capacidad deben: i) estar abiertos a distintas tecnologías; ii) tener en cuenta en qué medida la capacidad de interconexión podría remediar cualquier posible problema de cobertura de generación detectado, y iii) ofrecer incentivos adecuados tanto para la capacidad nueva como para la existente.

(470) Como establece el considerando 66, está previsto que la medida esté abierta a todas las capacidades que puedan contribuir a la cobertura de la demanda, que sea tecnológicamente neutra y que esté abierta, en particular, a la capacidad, el almacenamiento y la respuesta a la demanda tanto nuevos como ya existentes. Estará permitido agregar capacidad, inclusive a partir de distintas tecnologías. Además, todas las tecnologías pueden participar en todas las subastas (tanto a un año como a cuatro años) para un período de suministro.

(471) Bélgica adoptó una serie de medidas para velar por que todas las tecnologías tengan la posibilidad de participar en las subastas. En particular, la Comisión señala que la decisión de reservar parte del volumen que debe contratarse para la subasta aun año fomenta la participación de los proveedores de respuesta a la demanda. Más concretamente, en la subasta a cuatro años se prevé una categoría específica de «capacidad no demostrada» (abierta a todas las tecnologías que requieran programación diaria y participación individual debido a su importancia sistémica) para fomentar también la participación de capacidades que puedan enfrentarse a más dificultades para alcanzar el nivel de desarrollo exigido en la subasta a cuatro años (véanse los considerandos 83 y 98).

(472) Con respecto a las FER, los proveedores actuales de capacidad de FER pueden participar en el MC, salvo que reciban ayudas operativas a través de los regímenes de ayuda estatal específicos (véase el considerando 205).

(473) Después de publicarse la Decisión de incoación, una parte interesada alegó que los titulares de capacidad que cumplen los requisitos para participar (como una PCCE superior a 1 MW) quedan excluidos si, durante un período concreto, se benefician de una ayuda de funcionamiento obtenida a través de certificados ecológicos (GSC) o certificados de producción combinada de calor y electricidad (CHP) (véase el considerando 237).

(474) La Comisión considera que los certificados de CHP ya están diseñados para que cubran los costes necesarios de los operadores de CHP e incentiven su funcionamiento continuo. Con el fin de evitar la acumulación de ayudas y el exceso de compensación resultante, los productores no pueden ser beneficiarios de otras medidas de apoyo, como los regímenes de ayudas a las FER o a la CHP que ya cubren en la medida suficiente los costes operativos de estos productores, como se describe en el considerando 205.

(475) Como se afirma en el considerando 205, si estos operadores dejan de recibir las ayudas de funcionamiento para las FER o la CHP, reunirían los requisitos para participar en el MC.

(476) Las normas descritas en el considerando 205 no conllevan la exclusión de los proveedores de capacidad que no reciben dichas ayudas.

(477) En cuanto a la participación transfronteriza, la participación de capacidad transfronteriza ubicada en un Estado miembro que tiene conexión directa con la red de Bélgica estará permitida desde el primer período de suministro (véase el considerando 189).

(478) Además, se permite la participación de capacidades nuevas o existentes que requieran un gasto de capital significativo para mantenerse disponibles mediante la oferta de contratos plurianuales, siempre que se demuestre que se necesita un nivel predefinido de costes de inversión para desarrollar y construir instalaciones nuevas o reformar las existentes (véase el considerando 138).

(479) Los umbrales de inversión se basan en un conjunto de costes de inversión subvencionables que se describen en el considerando 137. Los umbrales tienen en cuenta la capacidad instalada nominal (es decir, la capacidad máxima con la que la unidad está diseñada para funcionar) en lugar de la capacidad instalada reducida (es decir, su tasa de disponibilidad predefinida y su contribución al objetivo de cobertura de la demanda).

(480) En ese sentido, en la Decisión de incoación la Comisión manifestó dudas en cuanto al uso de la capacidad instalada nominal para calcular los umbrales de inversión. Según la Comisión, es probable que esta característica del diseño discrimine a las tecnologías con factores de reducción superiores, especialmente a las fuentes de energía renovable intermitente solar y eólica. La capacidad instalada reducida es la medida que refleja la contribución eficaz de una tecnología a la capacidad total y permite que todas las tecnologías tengan las mismas posibilidades de acceder a contratos plurianuales.

(481) A pesar de las dudas iniciales, teniendo en cuenta la situación actual del mercado eléctrico belga y la ausencia de observaciones de las partes interesadas a este respecto, por el momento la Comisión no tiene datos que le permitan concluir que el diseño del mecanismo se traducirá en una discriminación de ciertas tecnologías en la práctica en este caso en concreto. Además, Bélgica se comprometió a continuar revisando las Normas de Funcionamiento del MC para asegurarse de que no generan una posible discriminación de las tecnologías en vista de la evolución del mercado.

(482) Como afirma el considerando 236, una parte interesada propuso crear una subasta a dos años para evitar que se contrate un volumen excesivo en la subasta a cuatro años.

(483) A este respecto, Bélgica explicó que dividir una subasta en dos períodos (a cuatro años y a un año) ya permitía que todas las tecnologías, con plazos de producción más largos o más cortos, participaran en el mecanismo y que el Estado miembro tuviera garantías razonables de que se puede contratar un volumen suficiente para garantizar la seguridad del suministro en el año de suministro en cuestión. Dividir aún más los volúmenes de capacidad y añadir una subasta a dos años podría disminuir excesivamente la competencia en esas subastas (véase el considerando 280).

(484) La Comisión considera lícita la decisión de las autoridades de contratar capacidad mediante dos subastas, a cuatro años y a un año, respectivamente.

(485) La Comisión toma nota del compromiso de las autoridades a continuar revisando las Normas de Funcionamiento del MC para asegurarse de que no generan una posible discriminación de las tecnologías en vista de la evolución del mercado.

(486) El límite de emisiones descrito en el considerando 107 se aplica a todas las tecnologías y permite que Bélgica cumpla el punto 220 y el punto 233, letra e), de las Directrices. Por último, las nuevas instalaciones que funcionan con combustibles fósiles, que podrán optar a contratos de quince años, estarán sujetas a los objetivos establecidos por la Unión Europea o por Bélgica para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con vistas a alcanzar la neutralidad climática en 2050 (véase el considerando 109).

(487) Por tanto, la Comisión considera que de ayuda es adecuada.

5.3.6. *Proporcionalidad*

(488) El importe de la ayuda es proporcional siempre que se limite al mínimo necesario para lograr el objetivo perseguido. Las Directrices especifican este requisito para las medidas relativas a la cobertura de la demanda en los puntos 228 a 231, cuyo objetivo es velar por que los beneficiarios obtengan únicamente una rentabilidad razonable e impedir la obtención de beneficios imprevistos.

5.3.6.1. Proceso de licitación competitiva

(489) En la Decisión de incoación, la Comisión manifestó preocupación en cuanto a la posible discriminación de las capacidades con factores de reducción superiores (descrita en los considerandos 480 y 481) y, por consiguiente, en cuanto al proceso de licitación competitiva.

(490) A pesar de las dudas suscitadas a primera vista, como se explica en el considerando 485, llegado este punto la Comisión no tiene datos que le permitan concluir que el diseño del mecanismo se traducirá en una discriminación de ciertas tecnologías en la práctica en este caso en concreto y, por tanto, impedirá el desarrollo de un proceso de licitación competitiva.

(491) La medida notificada es un mecanismo de capacidad tecnológicamente neutro y extensivo a todo el mercado, en el marco del cual todos los proveedores de capacidad admisibles compiten en una única subasta de capacidad para conocer el precio más reducido que sea sostenible al cual puede suministrarse la capacidad necesaria. La naturaleza competitiva de la subasta debe lograr que los precios tiendan a cero siempre que exista suficiente oferta para cubrir la demanda. Este proceso está sujeto a criterios de transparencia y no discriminación, en particular, a criterios de admisibilidad. El principal motivo para que los proveedores de capacidad no reúnan los requisitos es que se beneficien de otras medidas de apoyo que se traducirían en una acumulación y posible compensación excesiva. En cuanto a la duración de los contratos, la mayoría de los proveedores de capacidad solo pueden optar a los contratos de capacidad anuales. La capacidad nueva y reformada, que implique costes importantes en concepto de capital de inversión, pueden optar a contratos de capacidad de mayor duración para permitir que estos inversores obtengan la financiación necesaria (véanse los considerandos 117 y 326).

(492) El diseño de un mercado de capacidad extensivo a todo el mercado refleja el resultado probable de un mercado de la energía eficiente. Las subastas se organizarán con precios fijados con arreglo a la demanda para las dos primeras subastas (las subastas a cuatro años para los dos primeros años de suministro) y posteriormente con precios con arreglo a la adjudicación (véanse los considerandos 112 y 113). En el MC se introducen dos precios máximos diferentes para evitar beneficios imprevistos y limitar el abuso del poder de mercado: i) el precio máximo para la subasta internacional, y ii) el precio máximo intermedio (véase la sección 2.5.4.2). El objetivo de los precios máximos es mitigar el poder de mercado y, por tanto, limitar la cantidad de ayuda a una remuneración razonable por el servicio de disponibilidad.

(493) Por lo tanto, la Comisión concluye que la medida está diseñada como un proceso de licitación competitiva basado en criterios de claridad, transparencia y no discriminación y que también cumple con el requisito de impedir los beneficios imprevistos.

5.3.6.2. Volumen que debe contratarse

(494) Como se menciona en el considerando 223, en la Decisión de apertura, la Comisión manifestó dudas en cuanto a si el uso de un escenario poco realista para el cálculo del volumen que iba a utilizarse en el MC conllevaría la financiación de una capacidad innecesaria.

(495) Una parte interesada alegó que el mecanismo de financiación puede influir en el volumen de capacidad del MC. Por ejemplo, vincular los cargos necesarios para financiar el MC al consumo de electricidad durante picos de demanda podría considerarse un incentivo para que las partes en cuestión reduzcan su consumo durante dichos picos, de forma que se reduzca la necesidad de capacidad que debe subastarse (véase el considerando 241).

(496) Como explicó Bélgica (véase el considerando 293), por ahora, no se han instalado suficientes contadores inteligentes en el país que permitan un mecanismo de financiación basado en el consumo de punta de carga. Se ha modificado la Ley del MC para que pueda introducirse este modelo en 2025. Bélgica también explicó que revisará el mecanismo de financiación existente en 2023, año en que se publicará un informe sobre la instalación de contadores inteligentes.

(497) Bélgica también ha asegurado a la Comisión que para establecer la curva de la demanda para la subasta utilizará la metodología descrita en la sección 2.5.2. Además, Bélgica confirmó que contrataría una cantidad de capacidad proporcional al problema de cobertura actualizado y ajustaría la cantidad que debe contratarse con el paso del tiempo para que refleje los cambios constatados en el análisis de cobertura y el estándar de fiabilidad, a la vez que garantiza la competitividad de las subastas. En particular, Bélgica se comprometió a ajustar los volúmenes, de ser necesario, para que reflejen el análisis de cobertura actualizado y el estándar de fiabilidad, como se describe anteriormente. En vista de lo anterior, y del razonamiento explicado en los considerandos 395 y 400, la Comisión considera que el MC no va más allá de lo necesario para hacer frente a los problemas de cobertura.

5.3.6.3. Conclusión sobre la proporcionalidad

(498) Así pues, la Comisión concluye que la medida es proporcionada.

5.3.7. *Distorsión de la competencia y prueba de sopesamiento*

(499) Las repercusiones negativas del MC en la competencia y los intercambios comerciales en el mercado interno de la electricidad deben limitarse lo suficiente para permitir que el balance general de la medida sea positivo. El Tribunal General ha aclarado que para evaluar si la medida afecta negativamente a las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común, la Comisión debe ponderar los efectos positivos de la ayuda prevista para el desarrollo de las actividades que esta pretende apoyar y los efectos negativos que dicha ayuda puede tener en el mercado interior ([103]).

5.3.7.1. Efectos positivos

(500) En cuanto a los efectos positivos, la Comisión observa que el régimen de ayudas ejerce un impacto positivo en cuanto a que mantiene la capacidad existente en el mercado de la electricidad o crea nueva capacidad y, por consiguiente, seguridad del suministro eléctrico. En ese sentido, garantizar la seguridad del suministro energético es uno de los objetivos de la política energética de la Unión, con arreglo al artículo 194 del TFUE.

([103]) Sentencia de 22 de septiembre de 2020, Austria/Comisión, C-594/18 P, EU:C:2020:742, apartado 101.

(501) Además, la Comisión observa que una instalación de generación que emite más de 550 g CO_2 por kWh de electricidad no puede optar a un contrato en el MC (véase el considerando 107) y las instalaciones que reúnan los requisitos deberán comprometerse a lograr la neutralidad climática en 2050. Por tanto, puede concluirse que el MC da prioridad a los productores que emiten poco carbono, de acuerdo con el punto 233, letra e), de las Directrices.

5.3.7.2. Efectos negativos

(502) En cuanto a los efectos negativos, el apoyo prestado a los proveedores de capacidad podría distorsionar la competencia y el comercio en el mercado de la electricidad, especialmente entre aquellas empresas que reciben dicho apoyo y sus competidores en el mismo sector.

(503) Las Directrices especifican el requisito de prevenir los efectos negativos indebidos sobre la competencia y el comercio en los puntos 232 y 233, en los que se destaca la necesidad de una amplia participación en el régimen de ayudas y de evitar que se produzcan efectos perjudiciales para el mercado, tales como reforzar las posiciones dominantes y socavar las decisiones de inversión.

(504) La medida está abierta a todos los productores nuevos y actuales, así como a los operadores de almacenamiento y respuesta a la demanda. Además, la medida está abierta a la capacidad transfronteriza.

Apertura a la agregación de la demanda y el suministro

(505) Según el punto 232, letra a), de las Directrices, la medida de cobertura de generación debe estar abierta a la posibilidad de agregar la demanda y la oferta.

(506) Como se menciona en el considerando 242, algunas partes interesadas indicaron que las normas de admisibilidad actuales para contratos plurianuales dificultaban la agregación y, más concretamente, la aplicación de la norma según la cual el activo con menor duración contractual de una cartera agregada determina la duración contractual de toda la cartera.

(507) La Comisión reconoce que es posible que las normas de admisibilidad actuales para los contratos plurianuales dificulten la agregación. Por ese motivo, acoge con satisfacción la propuesta de Bélgica de modificar el Real Decreto que establece los umbrales de inversión, los criterios de subvencionabilidad para los costes de inversión y el procedimiento de clasificación (véase el considerando 141). La modificación estipula que el gestor de la oferta agregada elige la categoría de capacidad que aplica a la oferta agregada.

(508) Con respecto a la observación remitida por una parte interesada en relación con las dificultades para la agregación de activos sujetos a la obligación de programación diaria (véase el considerando 243), la Comisión toma nota de los argumentos esgrimidos por Bélgica (considerandos 297 y 298) y por la parte interesada (considerando 243). Dado que las capacidades sujetas a la obligación de programación diaria se rigen por procedimientos de coordinación especiales, la Comisión considera que el planteamiento de Bélgica respecto a estas capacidades está justificado, ya que pretende tener en cuenta sus características específicas en el mercado de la electricidad. No obstante, Bélgica llevará a cabo evaluaciones periódicas del MC para efectuar cambios si y cuando sea necesario, y contempla, en particular, la posibilidad de agregar activos sujetos a obligación de programación diaria.

Umbrales de inversión

(509) Con respecto a las observaciones remitidas por algunas partes interesadas en relación con el nivel de los umbrales de inversión para los contratos plurianuales, en las que alegan que dichos umbrales pueden conllevar una discriminación entre determinadas categorías de tecnología, la Comisión toma nota del compromiso de Bélgica de actualizar dichos umbrales si se recogieran nuevos datos, incluidas observaciones de las partes interesadas, que demostraran que es necesario hacerlo. Los nuevos umbrales de inversión para contratos plurianuales, que se sometieron a consulta pública, figuran en el considerando 138. La CREG actualizará los umbrales de inversión cuando se estime necesario, y como mínimo cada tres años. Por consiguiente, la Comisión no tiene motivos para considerar que los nuevos umbrales fijados para los contratos plurianuales conllevarán discriminación entre las tecnologías.

Factores de reducción

(510) Como se menciona en los considerandos 247 y 248, algunas partes interesadas alegaron que los factores de reducción actuales corren el riesgo de penalizar gravemente a las tecnologías de almacenamiento, respuesta a la demanda o energías renovables.

(511) Bélgica explicó (véase el considerando 303) que los factores de reducción de las tecnologías con energía limitada son inferiores cuando aumenta su proporción en el sistema/país, de ahí, la diferencia entre los factores de reducción utilizados en Bélgica, Francia y el Reino Unido que mencionan las partes interesadas. No obstante, para dar respuesta a la preocupación de las partes interesadas, Bélgica actualizó los factores de reducción siguiendo el consejo de la autoridad reguladora y de una reunión del grupo de trabajo específico sobre este tema celebrada a primeros de enero de 2021 a la que acudieron todas las partes interesadas. Los factores de reducción actualizados figuran en el considerando 79. Por consiguiente, la Comisión no tiene motivos para pensar que los factores de reducción revisados no son adecuados.

Obligación de reembolso

(512) Por lo que respecta a las observaciones de algunas partes interesadas de que la mecánica de la obligación de reembolso discrimina a los operadores cuya capacidad tiene programación completa (considerandos 250 y 251), Bélgica alegó que el MC consigue un equilibrio entre introducir la obligación de reembolso y evitar la discriminación de aquellas capacidades que solo puedan activarse a un precio de mercado superior al nivel del precio de ejercicio.

(513) La Comisión señala que los Estados miembros que tienen mecanismos de capacidad similares extensivos a todo el mercado tienen distintas prácticas en cuanto a la obligación de reembolso. La Comisión señala, asimismo, que el mecanismo de la obligación de reembolso contemplado en el MC belga se ha modificado considerablemente y se ha mejorado a raíz de las consultas públicas.

(514) Por tanto, la Comisión considera que el mecanismo de la obligación de reembolso consigue un equilibrio adecuado entre los dos objetivos contrapuestos a los que se refiere el considerando 512.

Precio máximo intermedio

(515) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó dudas en cuanto a la posibilidad de que la introducción de un precio máximo intermedio para la capacidad en la categoría de contrato anual, sin posibilidad de exención individual, excluyera a determinados titulares de capacidad del MC. Estas dudas fueron respaldadas por algunas partes interesadas (véase el considerando 252).

(516) Por ese motivo, la Comisión celebra le iniciativa de Bélgica de establecer un mecanismo de exención. El mecanismo de exención se sometió a consulta pública y ha sido introducido mediante el Real Decreto que establece los umbrales de inversión y los criterios de subvencionabilidad para los costes de inversión. El mecanismo de exención se aplicará de igual manera a las capacidades nacionales y a las capacidades transfronterizas indirectas (véanse los considerandos 129 y 130).

(517) Como se afirma en el considerando 131, la exención para la primera subasta se concederá *ex post*, es decir, una vez finalice la subasta. Teniendo en cuenta los argumentos esgrimidos por Bélgica en el considerando 131, la Comisión considera que la exención *ex post* del precio máximo intermedio para la primera subasta está justificada.

Conclusión sobre la apertura de la medida a todas las tecnologías

(518) La medida permite la participación de los productores que utilicen diferentes tecnologías y de los operadores que ofrezcan medidas con características técnicas de efecto equivalente, de acuerdo con el punto 232, letra a), de las Directrices.

Capacidades transfronterizas

(519) El punto 232, letra b), de las Directrices establece garantías para velar por qué los operadores de otros Estados miembros puedan participar en la medida.

(520) En la Decisión de incoación, la Comisión manifestó preocupación en cuanto al hecho de que limitar la admisibilidad de la capacidad transfronteriza indirecta a los contratos anuales, que están sujetos al precio máximo intermedio, podía disuadir a los operadores de otros Estados miembros de participar en el MC.

(521) La Comisión acepta los argumentos de Bélgica en relación con este problema. En particular, a largo plazo, no siempre puede garantizarse suficiente capacidad de entrada, ya que depende de diversos factores que se explican en el considerando 143. La Comisión celebra el compromiso de Bélgica de revisar la posibilidad de que las capacidades exteriores accedan a contratos plurianuales (véase el considerando 144).

(522) Como se menciona en el considerando 516, el mecanismo de exención del precio máximo intermedio, introducido por Bélgica después de la Decisión de incoación, se aplica tanto a las capacidades nacionales como a las capacidades transfronterizas indirectas.

(523) En cuanto a la participación transfronteriza directa en el MC, dos partes interesadas afirmaron que esta participación podría reducir los incentivos para invertir en capacidad de interconexión y resultar perjudicial para el acoplamiento de los mercados (considerandos 254 y 255)

(524) Como explicó Bélgica (véase el considerando 316), se había modificado la Ley del MC para dar cabida a las inquietudes planteadas por las partes interesadas. Según las nuevas normas, la celebración de un contrato entre Bélgica y el Estado miembro en cuyo territorio se sitúa la capacidad constituirá un requisito previo para la participación de la capacidad exterior directa en el MC.

Ingresos por congestión

(525) En la Decisión de incoación, la Comisión también solicitó aclaraciones sobre el uso de los ingresos por congestión obtenidos de la capacidad y sobre el reparto de esos ingresos entre los GRT.

(526) Bélgica aclaró que los ingresos por congestión se utilizarán y repartirán de acuerdo con las normas establecidas en el Reglamento sobre la electricidad, en particular en el artículo 26, apartado 9.

(527) Bélgica también confirmó que cumplirá con lo dispuesto en la Decisión n.º 36/2020 de la ACER que, entre otras cosas, establece la metodología para el reparto de los ingresos derivados de la asignación de capacidad de entrada (véase el considerando 204).

Conclusión sobre la apertura de la medida a la capacidad transfronteriza

(528) La Comisión concluye que la medida no reduce los incentivos para invertir en capacidad de interconexión o en el acoplamiento de mercados, en consonancia con el punto 233, letras a) y b), de las Directrices.

(529) Con respecto al refuerzo indebido de las posiciones dominantes del mercado (punto 233, letra d), de las Directrices), el diseño del MC cuenta con varias medidas específicamente destinadas a impedir el abuso del poder de mercado, a saber, opciones de fiabilidad, precios máximos y un proceso de subasta competitiva (véanse los considerandos 94, 111 y 147). Asimismo, está previsto que la apertura a nuevas capacidades y la disponibilidad de contratos a largo plazo velen por que no se refuercen indebidamente las posiciones dominantes actuales.

(530) Por último, con respecto a dar preferencia a los productores que emitan poco carbono cuando ofrezcan parámetros técnicos y económicos equivalentes (punto 233, letra e), de las Directrices), la Comisión señala que la medida está abierta a los productores con emisiones reducidas de carbono. No obstante, para evitar la acumulación de ayudas y el exceso de compensación resultante, los productores no pueden ser beneficiarios de otras medidas de apoyo, tal como se describe en el considerando 205.

(531) La medida guarda coherencia con la sección 3.9.6 de las Directrices.

5.3.7.3. Conclusión sobre la distorsión de la competencia y la prueba de sopesamiento

(532) La Comisión concluye que la medida ejerce efectos positivos en cuanto a que facilita una actividad económica a la vez que garantiza la seguridad del suministro y no genera distorsiones indebidas de la competencia y el comercio. De ello se deduce que los efectos positivos de la ayuda superan a los efectos negativos sobre la competencia y el comercio. Por lo tanto, la ayuda propuesta facilita el desarrollo de determinadas actividades económicas sin resultar perjudicial para las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común, como exige el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

5.3.8. *Transparencia de la ayuda y empresas que atraviesan dificultades o están sujetas a una orden de recuperación pendiente*

(533) Bélgica se ha comprometido a aplicar las condiciones de transparencia que se especifican en la sección 3.2.7 de las Directrices en la medida en que sean aplicables a la ayuda concedida en el marco del MC (véase el considerando 219).

(534) Con arreglo al punto 16 de las Directrices, no se concederá ninguna ayuda a empresas en crisis (véase el considerando 221).

(535) De acuerdo con el punto 17 de las Directrices, en el marco del MC, no se concederá ninguna ayuda a empresas que estén sujetas a una orden de recuperación pendiente tras una decisión previa de la Comisión que haya declarado una ayuda ilegal e incompatible con el mercado interior (véase el considerando 220).

6. **CONCLUSIÓN**

La medida es compatible con el mercado interior de conformidad con el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE y con las disposiciones pertinentes de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La ayuda en forma de mecanismo de capacidad que el Reino de Bélgica tiene previsto implementar es compatible con el mercado interior de conformidad con el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE. El régimen de ayudas se autoriza para un período máximo de diez años a partir de la fecha en que se celebre la primera subasta.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión es el Reino de Bélgica.

En el supuesto de que esta Decisión contenga información confidencial que no deba publicarse, le ruego informe de ello a la Comisión en un plazo de quince días hábiles a partir de la fecha de recepción de la presente. Si la Comisión no recibe una solicitud motivada al efecto en el plazo indicado, se considerará que se acepta la publicación del texto íntegro de la Decisión. Dicha solicitud, en la que se precisará la información afectada, deberá ser enviada por medios electrónicos a la siguiente dirección:

Comisión Europea
Dirección General de Competencia
Registro de Ayudas Estatales
1049 Bruxelles/Brussel BELGIQUE/BELGIË
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Hecho en Bruselas, el 27 de agosto de 2021.

Por la Comisión
Margrethe VESTAGER
Miembro de la Comisión