



2025/429

12.3.2025

DECISIÓN (UE) 2025/429 DE LA COMISIÓN

de 30 de abril de 2024

relativa a la medida de ayuda estatal SA.58207 (2021/N) que Chequia planea aplicar para apoyar la construcción y la explotación de una nueva central nuclear en el emplazamiento de Dukovany

[notificada con el número C(2024) 2858]

(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 las partes interesadas para que presentaran sus observaciones, de conformidad con los citados artículos ⁽¹⁾, y teniendo en cuenta dichas observaciones,

Considerando lo siguiente:

1. PROCEDIMIENTO

- (1) Mediante carta de 15 de marzo de 2022, Chequia notificó a la Comisión la medida de apoyo a la construcción y la explotación de una nueva central nuclear («la central») en el emplazamiento de Dukovany (en lo sucesivo, «el proyecto»). Proporcionó información adicional a la Comisión mediante carta de 5 de mayo de 2022, a raíz de la solicitud de información de la Comisión de 21 de abril de 2022.
- (2) Por carta de 30 de junio de 2022, la Comisión informó a Chequia de su decisión de incoar el procedimiento previsto en el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea con respecto a esta medida (en lo sucesivo, «la Decisión de incoación»). La Decisión de incoación se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea*. La Comisión invitó a los interesados a presentar sus observaciones sobre la ayuda en cuestión.
- (3) Chequia presentó sus observaciones sobre la Decisión de incoación el 31 de agosto de 2022.
- (4) La Comisión recibió observaciones al respecto por parte de terceros. Transmitió dichas observaciones a Chequia, dándole la posibilidad de comentarlas; sus observaciones se recibieron por carta de 21 de octubre de 2022.
- (5) Chequia presentó información adicional el 30 de enero de 2023, el 16 de marzo de 2023, el 4 de abril de 2023, el 11 de abril de 2023, el 24 de abril de 2023, el 9 de junio de 2023, el 21 de junio de 2023, el 3 de julio de 2023, el 14 de julio de 2023, el 2 de agosto de 2023, el 8 de septiembre de 2023, el 14 de septiembre de 2023, el 22 de septiembre de 2023, el 6 de octubre de 2023, el 9 de octubre de 2023, el 18 de octubre de 2023, el 19 de octubre de 2023, el 22 de octubre de 2023, el 25 de octubre de 2023, el 8 de noviembre de 2023, el 20 de noviembre de 2023, el 16 de diciembre de 2023, el 10 de enero de 2024, el 26 de enero de 2024, el 1 de febrero de 2024, el 7 de febrero de 2024, el 9 de febrero de 2024, el 12 de febrero de 2024, el 21 de febrero de 2024, el 23 de febrero de 2024, el 26 de febrero de 2024, el 1 de marzo de 2024, el 7 de marzo de 2024, el 8 de marzo de 2024, el 11 de marzo de 2024, el 19 de marzo de 2024, el 20 de marzo de 2024, el 21 de marzo de 2024 y el 15 de abril de 2024.
- (6) El 26 de enero de 2024, las autoridades checas aceptaron excepcionalmente renunciar al derecho que les confiere el artículo 342 del TFUE, en relación con el artículo 3 del Reglamento n.º 1/1958, y que la presente Decisión se adoptara y se notificara en lengua inglesa.

⁽¹⁾ DO C 299 de 5.8.2022, p. 5.

2. DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO

2.1. Generación de electricidad en Chequia

- (7) Como se explica en la sección 2.1 de la Decisión de incoación, en la combinación energética de Chequia predomina actualmente la producción de electricidad a base de lignito y de energía nuclear. El siguiente cuadro muestra la evolución de la capacidad de generación de electricidad y la producción bruta de electricidad en Chequia entre 2000 y 2022.

Cuadro 1

Evolución de la capacidad de generación de electricidad en gigavatios (GW) y la producción bruta de electricidad en teravatios-hora (TWh) en Chequia, 2000-2022

	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Installed Electricity Capacity (GW)	15,3	17,4	20,1	21,9	22,3	22,0	21,4	20,9	20,8
Combustible Fuels	11,5	11,5	12,0	13,0	13,3	13,0	12,4	11,9	11,8
Nuclear	1,8	3,8	3,9	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Hydro	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Wind	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Solar	0,0	0,0	1,7	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Geothermal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tide, Wave, Ocean	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Gross Electricity Generation, by Fuel (TWh)	75,3	82,6	85,8	83,8	87,9	86,9	81,4	84,9	84,5
Solid Fossil Fuels, Peat & Products, Oil Shale	52,8	49,5	46,9	41,1	41,2	37,3	31,0	38,6	41,0
Oil and Petroleum Products	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Natural gas	3,9	4,2	4,2	5,0	6,1	7,9	6,6	9,2	6,4
Nuclear	13,6	24,7	28,0	26,8	29,9	30,2	30,0	30,7	31,0
Renewables and Biofuels	2,8	3,8	6,5	10,7	10,5	11,2	13,7	6,4	6,0
Wastes non-Res	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Fuente: autoridades checas

- (8) En su proyecto de plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC) actualizado a 2023 ⁽²⁾, Chequia confirmó su compromiso de descarbonizar su sistema eléctrico y eliminar gradualmente el uso del carbón para la generación de energía y calor con miras a 2033.
- (9) Según el proyecto de PNIEC actualizado, con miras a 2030, las centrales eólicas fotovoltaicas y terrestres desempeñarán un papel importante en la descarbonización del suministro eléctrico. Chequia considera que las fuentes de energía renovables intermitentes, pese a que es previsible que registren una expansión considerable, no bastarán por sí solas para descarbonizar el sistema energético checo, ya que no podrán cubrir el déficit de suministro previsto. Las autoridades checas explicaron que estas fuentes intermitentes tienen factores de capacidad relativamente limitados en Chequia, del 11 % en relación con la energía fotovoltaica y del 22 % en relación con la energía eólica terrestre. Además, el potencial de desarrollo de la energía eólica en Chequia se ha demostrado limitado debido a su escasa aceptación por la ciudadanía y su elevada densidad de población. Por otra parte, Chequia tampoco tiene potencial para generar energía eólica marina o energía hidroeléctrica a gran escala, lo que limita aún más las opciones de alcanzar capacidades significativas de generación de energía renovable a gran escala.
- (10) Chequia no considera que el gas natural sea un sustituto adecuado para el carbón y el lignito debido a su elevado factor de emisión (499 toneladas de CO₂e/GWh frente a 29 de la energía nuclear u 85 de la energía solar en un ciclo de vida) y a la dependencia de las importaciones de gas. La dependencia del gas suele ser mayor durante el invierno, ya que las fuentes de energía renovables no producen suficiente electricidad durante ese período y la calefacción aumenta la demanda de gas natural. Además, habida cuenta de la situación geopolítica actual y de su repercusión en el suministro de gas a la Unión Europea, en particular desde Rusia, las autoridades checas pretenden reducir la dependencia de las importaciones de este combustible.

⁽²⁾ Disponible en: https://commission.europa.eu/publications/czech-draft-updated-necp-2021-2030_en.

- (11) En octubre de 2019, el gestor de la red de transporte checa ČEPS presentó una perspectiva en materia de adecuación de los recursos ⁽³⁾, que incluía dos supuestos: el supuesto A es un supuesto de base que presupone que la electricidad se producirá en centrales de lignito modernizadas (Prunéřov II, Tušimice, Mělník I y Ledvice PP) y el supuesto B es un supuesto de bajas emisiones de carbono que presupone que se eliminarán progresivamente todas las centrales eléctricas de lignito, además de Ledvice PP. Ambos supuestos conllevan problemas de adecuación.
- (12) Otro estudio más reciente, también realizado por ČEPS ⁽⁴⁾, apunta problemas de adecuación de la generación a partir de 2030, debido al abandono del lignito y a la necesidad de aumentar las importaciones hasta niveles superiores al 20 % para atender la demanda checa. Se observan problemas de escasez de electricidad en todos los supuestos a partir de 2035 y son especialmente graves en aquellos en los que se produce una eliminación progresiva y completa del carbón en 2033 (el supuesto central que ČEPS considera más probable) o en 2030 (el supuesto de descarbonización). Esta perspectiva (que se basa en la hipótesis de que el máximo nivel neto de importación será de 20 TWh por limitaciones técnicas y de seguridad e incluye la nueva unidad de energía nuclear en sus hipótesis posteriores a 2035) subraya que los niveles LOLE ⁽⁵⁾ seguirían siendo insatisfactorios. Los cálculos realizados para el supuesto central muestran que, ya en 2030, la capacidad de generación es insuficiente para cubrir el consumo.
- (13) Los estudios presentados por las autoridades checas tienen en cuenta los flujos transfronterizos previstos entre Chequia y sus países vecinos. El sistema eléctrico checo está bien conectado con los sistemas de los Estados miembros vecinos y está previsto que esa capacidad de conexión siga aumentando en el futuro ⁽⁶⁾. El mercado eléctrico diario de Chequia está conectado por acoplamiento multirregional ⁽⁷⁾, que se basa en la asignación implícita de capacidad transfronteriza a partir de la capacidad de transporte neta. En junio de 2022, se puso en marcha el proyecto de acoplamiento del mercado basado en el flujo en la región central ⁽⁸⁾ ⁽⁹⁾ y Chequia ha integrado plenamente sus mercados eléctricos diario e intradiario, con lo que ha alcanzado el modelo de mercado eléctrico de la Unión Europea definido como objetivo 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 ⁽¹⁰⁾.

⁽³⁾ *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040* (MAF CZ), 2019. Para más información, véase: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-_2019__1.pdf.

⁽⁴⁾ *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040* (MAF CZ), 2022. Para más información, véase: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2023/5/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-elektrizacni-soustavy-CR-2022.pdf>.

⁽⁵⁾ LOLE es la sigla inglesa de «expectativa de pérdida de carga» y representa el número de horas/periodos al año en que se prevé estadísticamente que, a largo plazo, la oferta no satisfaga la demanda.

⁽⁶⁾ Las autoridades checas explicaron que el sistema eléctrico checo ha estado históricamente muy bien interconectado con el de sus países vecinos y que esperan que el intercambio de electricidad siga aumentando gracias a la transformación del sector energético. Las capacidades actuales de interconexión del mercado en Chequia son las siguientes: CZ00-AT00, 900 MW; AT00-CZ00, 900 MW; CZ00-DE00, 2 800 MW; DE00-CZ00: 2 600 MW; CZ00-PLI0, 800 MW; PLE0-CZ00, 800 MW; CZ00-SK00, 2 000 MW; SK00-CZ00, 1 200 MW. A fin de reforzar la seguridad energética con los países vecinos, se han previsto varias inversiones para aumentar las capacidades existentes. En particular, está previsto modernizar los interconectores entre Alemania y Chequia para 2027-2028, lo que dará lugar a un aumento de la capacidad de importación del mercado de 500 MW en ambas direcciones (es decir, CZ00-DE00, 3 300 MW; y DE00-CZ00, 3 100 MW). Está previsto incorporar un nuevo interconector entre Chequia y Eslovaquia (Otrokovice-Ladce) a partir de 2035, por lo que el consiguiente aumento neto de la capacidad del mercado debería ser de aproximadamente 500 MW en ambas direcciones. Para más información, véase el Plan Nacional de Desarrollo de Chequia para 2023-2032, disponible en: <https://www.ceps.cz/en/transmission-system-development>. Las autoridades checas sostienen que Chequia es el único país de la región de Europa Central que cumple el criterio de tener un margen mínimo del 70 % disponible para el comercio interzonal [establecido en el artículo 16, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943, relativo al mercado interior de la electricidad].

⁽⁷⁾ El acoplamiento multirregional conecta los mercados eléctricos de diecinueve países, que representan alrededor del 85 % del consumo de electricidad europeo.

⁽⁸⁾ Una región de cálculo de la capacidad es una zona geográfica en la que las tareas de cálculo de la capacidad son coordinadas por los gestores de redes de transporte. La región central de cálculo de la capacidad está delimitada por las fronteras entre las zonas de oferta de Bélgica, Chequia, Alemania, Francia, Croacia, Luxemburgo, Hungría, Países Bajos, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia. La región central es una región creada por la ACER en su Decisión de 2019: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%20002-2019%20on%20CORE%20CCM_0.pdf.

⁽⁹⁾ El proyecto de acoplamiento del mercado basado en el flujo en la región central tiene por objeto desarrollar e implementar el funcionamiento diario de un acoplamiento del mercado diario basado en el flujo en la región central.

⁽¹⁰⁾ DO L 197 de 25.7.2015, p. 24.

- (14) En la actualidad, Chequia es un exportador neto de electricidad a países de Europa Central y Oriental, pero, según ČEPS, esta situación no se mantendrá a largo plazo. Según la perspectiva en materia de adecuación de 2019, las exportaciones se reducirán a 5,4 TWh en 2025, con un saldo total de 1,8 TWh favorable a Chequia. Este saldo pasaría a ser negativo en 2030, con importaciones de 8,2 TWh de electricidad y un saldo negativo total de 5,4 TWh en el supuesto de referencia. En el supuesto de bajas emisiones de carbono para 2030, el saldo negativo total sería de 9,2 TWh.
- (15) Aunque es previsible que la producción de electricidad disminuya, cabe esperar que el consumo aumente ligeramente, y que pase de los actuales 67 TWh a unos 77,5 TWh en 2040, a pesar de las medidas de eficiencia energética contempladas en la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. La perspectiva en materia de adecuación de ČEPS para 2022 presupone un aumento cuantificable de la demanda de electricidad en los próximos quince años en todos los supuestos previstos, mientras que el supuesto central muestra un aumento del 46 % —hasta 98 TWh anuales— en comparación con el nivel actual de 67 TWh. Chequia también espera un incremento de la demanda de electricidad, en parte como consecuencia de la sustitución de la calefacción de gas por bombas de calor, así como del cambio general de gas a electricidad en la industria.
- (16) Aunque Chequia está bien conectada con los países de su entorno, los flujos de electricidad varían considerablemente según el momento del año. La perspectiva en materia de adecuación de 2019 señala que cabe esperar que, en la región de Europa Central (región central para el cálculo de las capacidades de transporte), se produzcan en el sistema períodos de escasez de electricidad en varios países al mismo tiempo, debido a sus similares condiciones climáticas, planes de eliminación progresiva del carbón y problemas de escasez del suministro ⁽¹¹⁾. Las autoridades checas consideran que la disminución de la producción industrial derivada de la escasez de electricidad prevista debilitaría el crecimiento económico y la competitividad de la economía checa, lo que también podría ocasionar importantes déficits de ingresos en los presupuestos públicos. Por lo tanto, cualquier interrupción del suministro eléctrico o su escasez a largo plazo puede tener una incidencia importante en la estabilidad social del país, con todas las consecuencias negativas que ello conlleva.
- (17) Según los estudios mencionados, la energía nuclear se perfila como una opción más segura para las futuras inversiones en energías descarbonizadas en Chequia. Las autoridades checas explicaron que la decisión de invertir en nuevas capacidades nucleares se basó en sus objetivos de descarbonización, así como en los resultados del análisis prospectivo en materia de adecuación realizado en 2019, que fueron clave para cuantificar la necesidad de nuevas inversiones en energía nuclear. El Gobierno checo prevé una ampliación de alrededor de 4 GW de nueva capacidad nuclear (incluida la inversión notificada) entre 2036 y 2050.

2.2. Objetivos y antecedentes

- (18) Las autoridades checas pretenden mantener o aumentar la importancia de la energía nuclear en su producción de electricidad, con el fin de contribuir a la descarbonización de su combinación energética, a la creación de empleo y a la competitividad industrial, así como de resolver los problemas de seguridad del suministro anteriormente descritos. El proyecto forma parte de un programa más amplio de apoyo a las fuentes de generación hipocarbónicas, cuyo objetivo es que la energía nuclear represente aproximadamente el 50 % de la capacidad total de producción de electricidad en Chequia. De hecho, en el Plan de Acción Nacional para el Desarrollo de la Energía Nuclear en Chequia ⁽¹²⁾, aprobado en junio de 2015, ya se contempla otorgar mayor importancia a la energía nuclear.

⁽¹¹⁾ La escasez de electricidad afectará a Bélgica, Hungría, Austria, Polonia y Eslovaquia, pero también, por ejemplo, a Italia, Lituania y Serbia, que forman parte de la región central, según los resultados de la modelización.

⁽¹²⁾ Plan de Acción Nacional para el Desarrollo del Sector de la Energía Nuclear en la República Checa, fecha: 22 de mayo de 2015, https://www.mpo.cz/assets/en/energy/electricity/nuclear-energy/2017/10/National-Action-Plan-for-the-Development-of-the-Nuclear-2015_.pdf.

- (19) Actualmente existen seis unidades de energía nuclear operativas en Chequia radicadas en Temelín ⁽¹³⁾ y Dukovany ⁽¹⁴⁾. Según indica Chequia, está previsto que las cuatro unidades existentes en el emplazamiento de Dukovany cierren entre 2045 y 2047, a condición de que la Oficina Estatal de Seguridad Nuclear apruebe los requisitos de seguridad de esta central nuclear cada diez años durante la vida útil del activo. Las autoridades checas sostienen que actualmente no existe ningún compromiso específico de mantenerlas en funcionamiento más tiempo.
- (20) El proyecto de PNIEC actualizado para Chequia ⁽¹⁵⁾ establece objetivos de diversificación energética en cuanto a la cuota de los distintos combustibles respecto de i) todas las fuentes de energía primarias (sin contar la electricidad) y ii) la generación de electricidad. Las autoridades checas explicaron que la cuota de energía nuclear en 2022 fue del 15 y del 37 %, respectivamente, mientras que el nivel objetivo para 2040 se fijó en el 25-33 % para las fuentes de energía primarias (sin contar la electricidad) y en el 46-58 % para la generación de electricidad.
- (21) En el PNIEC se considera esencial aumentar la cuota de energía nuclear y fuentes renovables para que sustituyan a los combustibles fósiles a fin de cumplir los compromisos de reducción a largo plazo de las emisiones de gases de efecto invernadero. Chequia se ha comprometido a alcanzar la neutralidad climática para 2050. A fin de alcanzar este objetivo, la estructura del mercado checo de la energía y de las fuentes de generación de electricidad tendrá que cambiar de forma significativa. Las centrales eléctricas alimentadas por combustibles fósiles con altas emisiones de carbono tendrán que eliminarse gradualmente, al tiempo que se clausura la capacidad de generación nuclear envejecida.
- (22) Según Chequia, este país se convertirá en importador neto de electricidad para 2030 y, si no invierte en nuevas capacidades nucleares, se agravará su dependencia de las importaciones. Chequia afirma que el proyecto desempeñará un papel crucial a la hora de garantizar la seguridad energética y la fiabilidad del suministro eléctrico, como condición esencial para transformar el parque de generación a fin de lograr la neutralidad en carbono del país. Chequia también afirma que las centrales eléctricas de lignito y carbón que suministran electricidad en el mercado están actualmente en proceso de clausura, con el resultado previsto de que el sector eléctrico se oriente a las importaciones a partir de 2025.
- (23) Teniendo en cuenta la magnitud de las necesidades de capacidad de sustitución y los objetivos nacionales de descarbonización y seguridad del suministro, y dada la dependencia de la economía y la industria checas respecto de los recursos de generación de electricidad, Chequia ha llegado a la conclusión de que necesita nuevas capacidades nucleares de sustitución sustanciales. Las autoridades checas subrayan que las inversiones en fuentes de energía nuclear hipocarbónicas, junto con las fuentes de energía renovables y otras tecnologías energéticas de cero emisiones netas, contribuirán a la consecución de los objetivos de sostenibilidad y protección del medio ambiente de la UE ⁽¹⁶⁾.
- (24) Chequia explicó, además, que el proyecto también contribuirá directamente a los objetivos de REPowerEU, ya que reducirá la dependencia de los combustibles fósiles importados, que están sujetos a fluctuaciones de precios y riesgos geopolíticos, y reforzará la seguridad energética ⁽¹⁷⁾.

2.3. Opciones alternativas para garantizar una combinación energética hipocarbónica

- (25) Las autoridades checas han examinado varias opciones para garantizar una combinación energética con bajas emisiones de carbono, a saber, inversiones en fuentes de energía renovables, generación de electricidad a base de gas, aumento de las importaciones, respuesta de la demanda y energía nuclear. En los considerandos 19 a 21 de la Decisión de incoación se ofrecen más detalles sobre las alternativas consideradas.

⁽¹³⁾ Las dos unidades existentes en el emplazamiento de Temelín, provistas de reactores de agua a presión VVER-1000/320, entraron en funcionamiento en 2002 y 2003, con una vida útil prevista de sesenta años. Juntas, suman una capacidad instalada de 2,18 GW.

⁽¹⁴⁾ Las cuatro unidades existentes en el emplazamiento de Dukovany, provistas de reactores de agua a presión VVER-440/213, entraron en funcionamiento entre 1985 y 1987, con una esperanza de vida inicial de treinta años, que posteriormente se amplió en veinte años más. Juntas, suman una capacidad instalada de 2,04 GW.

⁽¹⁵⁾ Véase el considerando 8 y la nota 2.

⁽¹⁶⁾ Comunicación de la Comisión titulada «Asegurar nuestro futuro: el objetivo climático de Europa para 2040 y el camino hacia la neutralidad climática de aquí a 2050 mediante la construcción de una sociedad sostenible, justa y próspera» [COM(2024) 63 final, de 6 de febrero de 2024].

⁽¹⁷⁾ Comunicación de la Comisión titulada «Plan REPowerEU» [COM(2022) 230 final, de 18 de mayo de 2022].

- (26) Debido a las especificidades geográficas y a las dificultades para desarrollar proyectos de energías renovables a gran escala en Chequia, la energía nuclear se perfila como opción preferente para las autoridades checas⁽¹⁸⁾, que consideran que la larga vida útil, las bajas emisiones de CO₂, el elevado factor de utilización de la capacidad, la elevada concentración de combustible y su funcionamiento estable, fiable y predecible constituyen importantes ventajas. Las dos centrales nucleares de Dukovany y Temelín están bien conectadas con emplazamientos industriales y centros de investigación e innovación. Por estas razones, el desarrollo de la energía nuclear se considera un objetivo estratégico, unido al resto de los objetivos de Chequia para alcanzar la seguridad y la sostenibilidad energéticas (aumento de la cuota de fuentes de energía renovables, eliminación progresiva de las centrales eléctricas de lignito, etcétera).

2.4. Opciones alternativas sobre mecanismos de financiación de la energía nuclear

- (27) El 1 de octubre de 2021, Chequia adoptó la Ley de medidas para la transición de la República Checa a un sector energético con bajas emisiones de carbono⁽¹⁹⁾ («Ley de bajas emisiones de carbono» o «LBEC»). La LBEC establece el marco para la construcción y explotación en Chequia de centrales nucleares de más de 100 megavatios (MW) a partir de 2030, incluido el proyecto⁽²⁰⁾.
- (28) En los considerandos 24 a 31 de la Decisión de incoación se ofrecen más detalles sobre las alternativas consideradas.

3. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS MEDIDAS

3.1. Modificaciones de las medidas por parte de Chequia a raíz de la Decisión de incoación

- (29) En respuesta a las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación (véase la sección 3.13), Chequia modificó determinados elementos de las medidas inicialmente previstas.
- (30) En particular, estos cambios se refieren a los aspectos siguientes:
- La duración del contrato de compra de electricidad («contrato de compra»), que se redujo de sesenta a cuarenta años (véanse los considerandos 83 a 85).
 - La fórmula para calcular la remuneración del beneficiario en el marco del contrato de compra, que se modificó a fin de introducir nuevos incentivos financieros para un comportamiento eficiente en la explotación y la planificación del mantenimiento (véanse los considerandos 83 a 106).
 - La justificación del objetivo de tipo de rendimiento de los recursos propios («ROE», por sus siglas en inglés), en la que Chequia eliminó la prima de riesgo nuclear / prima de riesgo importante independiente («PRII») (véanse los considerandos 120 a 140).
 - El mecanismo de reparto de beneficios, en el que se introdujo un factor de reparto ligeramente superior tras el contrato de compra con el fin de reflejar el aumento de los riesgos, en particular a consecuencia del acortamiento del período del contrato (véanse los considerandos 161 a 169).
 - La introducción de condiciones para el comercio de la electricidad producida por la central a lo largo de su vida útil (véanse los considerandos 112 a 118).
 - Estimaciones actualizadas de los costes de construcción y explotación de la central para reflejar la evolución del mercado (véase la sección 3.6.6).

⁽¹⁸⁾ Las autoridades checas explican la importancia de las fuentes renovables para los esfuerzos de descarbonización de Chequia, pero también reconocen sus limitaciones en el desarrollo de capacidades de generación a gran escala (véase el considerando 9). Además, Chequia consideró otras alternativas (como las importaciones para subsanar el déficit de generación o la generación a partir de gas natural), que se presentaron en la Decisión de incoación (véanse los considerandos 19 a 21). Sobre la base de lo anterior, Chequia decidió que la combinación de recursos nucleares y renovables presenta menores costes sistémicos y, por tanto, es una vía de descarbonización con una buena relación coste/eficacia.

⁽¹⁹⁾ Las autoridades checas explican que la LBEC fue precedida de un amplio proceso de consulta en 2020 y 2021, que reveló un amplio respaldo del público (63-65 % a largo plazo), así como un fuerte apoyo político.

⁽²⁰⁾ La presente Decisión no contempla las ayudas estatales que puedan destinarse a otros proyectos en virtud de la LBEC: se refiere exclusivamente al apoyo destinado al proyecto.

- (31) Los cambios anteriores se exponen con detalle en el resto de la sección 3 de la presente Decisión.

3.2. Beneficiarios

3.2.1. ČEZ y EDU II

- (32) ČEZ es el único operador de centrales nucleares de Chequia. Es una sociedad anónima que cotiza en las bolsas de Praga y Varsovia y la sociedad matriz del Grupo ČEZ, que opera en varios países europeos (en particular, Chequia, Alemania, Francia, Italia, Países Bajos, Austria, Polonia y Eslovaquia). El Grupo ČEZ se dedica principalmente a la generación, el comercio y la distribución de electricidad, así como a la venta de electricidad y energía térmica. El Grupo ČEZ también opera en menor medida en el comercio de materias primas fungibles, la distribución y el suministro de gas, la minería y los servicios energéticos ⁽²¹⁾. El accionista mayoritario de ČEZ es Chequia, propietaria del 69,78 % de las acciones, y los derechos que da la condición de accionista son ejercidos por el Ministerio de Hacienda.
- (33) El beneficiario directo de la medida es la entidad Elektrárna Dukovany II a. s. («EDU II»), filial al 100 % de ČEZ, creada con la finalidad de hacerse cargo de la construcción y explotación de la nueva central nuclear en el emplazamiento de Dukovany. EDU II será el beneficiario del contrato de compra celebrado con la entidad con fines especiales («EFE») ⁽²²⁾ y de la asistencia financiera reembolsable («RFA», por sus siglas en inglés) ⁽²³⁾. EDU II y ČEZ también se benefician del mecanismo de protección de los inversores ante cambios legislativos o estratégicos.
- (34) Chequia explicó que el proyecto será supervisado por dos juntas (la junta del comité director del proyecto estratégico y la junta del comité director del proyecto) y un equipo de dirección ejecutiva con experiencia en centrales nucleares y convencionales.
- La junta del comité director del proyecto estratégico ⁽²⁴⁾ (que cuenta con representación de ČEZ) es el máximo órgano del proyecto en el Grupo ČEZ. Está presidida por el director ejecutivo de ČEZ e integrada por miembros del consejo de administración de ČEZ y otros directivos clave de ČEZ y EDU II, como el director ejecutivo de EDU II y el director del proyecto.
 - La junta del comité director del proyecto es responsable de la gestión conjunta del proyecto por ČEZ y EDU II. Está presidida por el director ejecutivo de EDU II e integrada por miembros de ČEZ y EDU II que se encargan de partes independientes del proyecto. Los miembros del consejo de administración de ČEZ tienen derecho a asistir regularmente a las reuniones de esta junta.
- (35) Mientras ČEZ es el promotor del proyecto, encargado de llevar a cabo el control estratégico y la supervisión del proyecto, EDU II es una entidad independiente que desempeñará todas las funciones de gestión bajo el control y la supervisión efectivos de ČEZ. Las autoridades checas sostienen que ČEZ y EDU II se registrarán con independencia una de otra por las razones que se exponen a continuación.

⁽²¹⁾ Grupo ČEZ, Informe financiero anual de 2022, p. 2, disponible en: <https://www.cez.cz/en/investors/financial-reports/annual-reports>.

⁽²²⁾ En el considerando 40 se dan más explicaciones.

⁽²³⁾ En los considerandos 170 a 180 se aportan más datos.

⁽²⁴⁾ Las principales responsabilidades de la junta del comité director del proyecto estratégico son aprobar el plan del proyecto y sus actualizaciones periódicas, así como los criterios para la continuación y finalización del proyecto; nombrar a los miembros de la junta del comité director del proyecto y marcar las directrices que dicha junta debe seguir; decidir sobre cualquier cuestión que se eleve desde la junta del comité director del proyecto; aprobar la transición del proyecto de una fase a otra y definir los criterios de aceptación de la ejecución del proyecto; evaluar las condiciones de seguridad del proyecto; evaluar los riesgos significativos para la seguridad y cualquier incidente significativo en materia de seguridad del proyecto y, en consecuencia, imponer medidas para su mitigación o resolución; aprobar la evaluación final del proyecto tras la expedición del certificado de aceptación final cuando finalice el período de garantía.

- (36) En primer lugar, Chequia establece que habrá una clara separación jurídica y financiera entre EDU II y ČEZ. La estructura de gobernanza ⁽²⁵⁾ garantizará que EDU II sea independiente de ČEZ y eliminará de manera efectiva los incentivos para que ČEZ interfiera indebidamente en el funcionamiento cotidiano de EDU II.
- (37) En segundo lugar, las condiciones del contrato de compra tendrán por objeto salvaguardar el interés del Estado para garantizar el suministro y establecer mecanismos de sanción en caso de que EDU II incumpla sus obligaciones contractuales. En cualquier caso, el Estado también podría velar, a través de sus derechos de propiedad en ČEZ ⁽²⁶⁾, por que EDU II no ponga obstáculos al pleno funcionamiento de la central eléctrica.
- (38) En tercer lugar, Chequia explica que existe un fuerte incentivo económico para que EDU II opere de manera eficiente en el mercado eléctrico, tal como garantiza la fórmula de remuneración prevista en el contrato de compra. Cualquier actividad destinada a reducir los ingresos de EDU II iría en contra de los intereses económicos de la empresa.
- (39) En cuarto lugar, Chequia explica que el proyecto es de vital importancia para la cartera de generación y los resultados financieros del Grupo ČEZ, especialmente tras el abandono del carbón y la clausura de Dukovany I (que actualmente está previsto que se produzca entre 2045 y 2047, véase el considerando 19). Según el plan de negocio elaborado por ČEZ (véase el considerando 76), el Grupo ČEZ estima que el EBITDA medio anual de EDU II durante el período de vigencia del proyecto es de aproximadamente [200-500] millones EUR en términos reales de 2020, lo cual, siempre que las demás condiciones no varíen, representa un incremento aproximado del [10-20] % sobre el EBITDA actual del Grupo si se consolida plenamente. En este sentido, la magnitud del proyecto, en particular en lo que respecta a la cartera de generación y el balance actuales de ČEZ, tendrá implicaciones importantes para el Grupo ČEZ en general.

3.2.2. La entidad con fines especiales (EFE)

- (40) Está previsto que el contrato para la compra garantizada (véase la sección 3.6) de la electricidad producida por la central se formalice entre el Estado y EDU II, principal beneficiario del proyecto. La hoja de condiciones del contrato de compra firmado entre el Estado y EDU II establece que el Estado tendrá derecho a ceder o delegar determinados derechos y obligaciones derivados del contrato (o de una parte específica de este) a una entidad jurídica de propiedad estatal al 100 % con licencia para el comercio de electricidad en virtud de la Ley sobre la energía («la EFE»), que pasaría a ser parte en este acuerdo a consecuencia de dicha cesión o delegación.
- (41) Si los precios de la electricidad están por encima del precio de ejercicio del contrato de compra (explicado en los considerandos 94 a 106), la EFE no necesitará recursos adicionales del Estado. Sin embargo, si el precio de ejercicio del contrato de compra es superior a los precios de mercado de la electricidad, el Estado tendrá que financiar el diferencial de precio con cargo a recursos estatales, concretamente los Presupuestos Generales del Estado o tributos que graven el consumo, de conformidad con la fórmula de remuneración prevista en el contrato de compra (explicada en los considerandos 88 a 93). El artículo 8 de la LBEC deja a criterio del Estado la posibilidad de utilizar uno de estos dos mecanismos financieros o ambos. Las autoridades checas explicaron que probablemente se combinarían los Presupuestos Generales del Estado con tributos específicos.
- (42) El artículo 8 de la LBEC establece las normas que permiten a la EFE establecer un tributo que los gestores de redes de transporte y distribución pueden recaudar de los consumidores de electricidad y reembolsar a la EFE. La Oficina Reguladora de la Energía, que es el organismo regulador nacional, determinaría el método y el calendario de contabilización y desembolso del tributo para cubrir los costes pertinentes. Las autoridades checas también

⁽²⁵⁾ La estructura de gobernanza de ČEZ y EDU II puede consultarse, respectivamente, en los siguientes sitios web: <https://www.cez.cz/en/cez-group/cez/governing-bodies-of-cez> y <https://www.cez.cz/cs/o-cez/skupina-cez/vyznamne-spolecnosti-skupiny-cez/elektrarna-dukovany-ii/informace-o-spolecnosti>. Las autoridades checas explicaron que EDU II es una entidad empresarial autónoma gestionada de forma independiente por su consejo de administración y supervisada por el órgano de supervisión. En concreto, el consejo de administración de EDU II está obligado a actuar con la debida diligencia de gestión y en interés de la empresa. Otros mecanismos para garantizar la independencia de EDU II incluyen los derechos y obligaciones claramente definidos en los términos contractuales celebrados entre ČEZ y EDU II, la prohibición sobre la transmisión de acciones de EDU II y la prohibición de transmitir propiedades de EDU II al Grupo ČEZ.

⁽²⁶⁾ La estructura accionarial de ČEZ puede consultarse en el siguiente sitio web: <https://www.cez.cz/en/investors/shares/structure-of-shareholders>.

confirmaron que, en caso de que se aplicase un tributo y que el producto de este no fuera suficiente para cubrir los costes de la EFE, el resto de los costes se cubrirían con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Por otra parte, en caso de que el tributo, de haberlo, generase ingresos superiores a los costes, el exceso se incorporaría a los Presupuestos Generales del Estado. Las autoridades checas alegaron que cualquier coste de la EFE se compensaría en el marco de la medida en tanto en cuanto se contrajese únicamente en condiciones de mercado⁽²⁷⁾. Además, la legislación sobre contratación pública también garantizará que la EFE actúe en condiciones de mercado.

- (43) La medida 1 canaliza de manera efectiva los flujos de caja a través de la EFE (véase la sección 3.6). De este modo, la EFE asumirá las pérdidas y recibirá los ingresos derivados de la venta al mercado de la electricidad producida por EDU II. Por lo tanto, en condiciones de mercado favorables, la EFE se quedará con los beneficios de la actividad de venta de electricidad. Las autoridades checas explicaron que estos ingresos se incorporarán en última instancia a los Presupuestos Generales del Estado (o se utilizarán para financiar las ayudas a las inversiones en energías renovables y reducir así el tributo correspondiente), ya que la EFE será propiedad al 100 % de Chequia y estará bajo su control. Las autoridades checas explicaron que la medida no prevé la distribución directa de ingresos a los clientes de electricidad.
- (44) La EFE será titular de una licencia para el comercio de electricidad con arreglo a la Ley sobre la energía vigente en Chequia, que le permitirá colocar la producción de EDU II en los mercados eléctricos mayoristas. Se prevé que sea principalmente un sujeto de liquidación responsable del balance con respecto a OTE, que es el operador del mercado checo.
- (45) Las autoridades checas explicaron que el objetivo de esta estructura es reducir el riesgo de posibles distorsiones del mercado debido a la concentración del poder de mercado en el Grupo ČEZ.
- (46) Las autoridades checas prevén que la EFE organizará su propio departamento comercial y sus operaciones internamente. Sin embargo, indicaron que, si lo considera más adecuado y con mejor relación coste/eficacia a la vista del enfoque comercial elegido, la EFE puede celebrar una licitación competitiva, transparente y no discriminatoria, abierta a todas las partes que se consideren adecuadas, para externalizar las funciones que determine. Como parte de ello, podría actuar como sujeto de liquidación responsable del balance o asumir la función comercial en el futuro, cuando haya un número suficiente de contrapartes potenciales cualificadas en el mercado de referencia. Sin embargo, en ningún caso podrá externalizarse el comercio de electricidad de la EFE al Grupo ČEZ ni a entidad alguna que forme parte de este.
- (47) Así pues, la EFE venderá la electricidad en el mercado mayorista a través de su propio departamento comercial o externalizará su explotación mediante la contratación con un tercero, que se comprometerá a vender la electricidad en el mercado en su nombre. La EFE también podrá celebrar contratos bilaterales para la venta de electricidad o contratos de cobertura con clientes individuales, además de vender en los mercados diario e intradiario (al contado).
- (48) Chequia explicó que no es previsible que la EFE se constituya antes de 2030, pero que se hará a más tardar doce meses antes de la puesta en servicio de la nueva central nuclear, a fin de evitar costes innecesarios teniendo en cuenta las incertidumbres relacionadas con el entorno comercial y reglamentario posterior a 2030. Según Chequia, la EFE se constituirá de conformidad con el Derecho nacional y de la Unión Europea aplicable, es decir, garantizando en particular los principios de independencia, competencia y transparencia. Según la LBEC, se prevé que la EFE sea una entidad de propiedad estatal al 100 % con licencia para el comercio de electricidad⁽²⁸⁾.
- (49) La EFE no formará parte de un grupo integrado verticalmente controlado por ČEZ. La estructura empresarial de la EFE será conforme con la Ley n.º 90/2012 (Recop.), sobre sociedades mercantiles y cooperativas (Ley de Sociedades Empresariales), en particular los preceptos sobre el deber de diligencia de los miembros de los órganos superiores de la EFE. El consejo de supervisión de la EFE se constituirá para garantizar los principios de competencia y transparencia. Además, se creará un comité de auditoría independiente para supervisar toda la contabilidad y las actividades de auditoría de la EFE.

⁽²⁷⁾ Las autoridades checas explicaron que se garantizará que los costes de explotación de la EFE se contraigan en condiciones de mercado por comparación con los costes de referencia de otros operadores activos en el mismo mercado. Estos costes se supervisarían y auditarían periódicamente. Los costes de explotación de la EFE se cubrirían con ingresos obtenidos en el mercado por encima del precio de ejercicio, en su caso. Por lo demás, estarían cubiertos por el Estado.

⁽²⁸⁾ El artículo 6, apartado 1, de la LBEC dice lo siguiente: El Ministerio autorizará a una entidad jurídica de propiedad estatal al 100 % con licencia para el comercio de electricidad con arreglo a la Ley sobre la energía (en lo sucesivo, «la entidad autorizada») a cumplir las obligaciones derivadas del contrato de compra garantizada y las obligaciones conexas en virtud de la presente Ley.

3.2.3. La selección del beneficiario

- (50) Las autoridades checas explicaron que la elección del modelo de proyecto actual y de ČEZ como promotora del proyecto fue el resultado de una evaluación detallada por parte del Gobierno, pero no estuvo precedida de una licitación, un proceso de selección o una convocatoria pública de manifestaciones de interés.
- (51) En junio de 2017, el Comité Permanente de Energía Nuclear elaboró y debatió un informe ⁽²⁹⁾ en el que se resumía el análisis realizado y la evaluación de diversos modelos de inversión (como los consorcios de empresas privadas) y modelos de financiación considerados para el proyecto. El informe detallaba tres opciones. La primera opción era un consorcio de inversores privados con tres opciones secundarias: i) un consorcio de inversores que excluía totalmente la participación del Estado checo o del Grupo ČEZ; ii) un consorcio de inversores con una participación minoritaria del Grupo ČEZ; y iii) un consorcio de inversores con una participación minoritaria del Estado. Esta primera opción se descartó debido al escaso control que el Estado podía ejercer sobre la ejecución del proyecto. La segunda opción era que el proyecto fuera ejecutado en su totalidad por una entidad autónoma de propiedad estatal a la que se encomendaría la construcción y explotación de la nueva central nuclear. Si bien se consideró que esta opción ofrecía suficiente seguridad, se rechazó debido a su gran incidencia en el presupuesto y a la falta de conocimientos técnicos suficientes.
- (52) La tercera opción, en la que ČEZ era el promotor del proyecto ⁽³⁰⁾, fue considerada óptima por las autoridades checas, ya que proporcionaba el control estatal necesario (en particular a través de la EFE creada) y aprovechaba la experiencia de ČEZ en la construcción y explotación de centrales nucleares. Según las autoridades checas, ČEZ es la entidad más adecuada para actuar como promotora e inversora en el proyecto, en parte debido a que Chequia, representada por el Ministerio de Hacienda en la empresa, posee una participación mayoritaria que da al Gobierno checo tranquilidad en relación con los aspectos de seguridad nacional y con la disponibilidad de fondos para los recursos propios requeridos. Esta opción se aprobó con la Resolución del Gobierno n.º 485, de 8 de julio de 2019.
- (53) Las autoridades checas explicaron que ČEZ tiene una amplia experiencia en el mercado como promotor y operador de centrales nucleares en Chequia creíble y capacitado, y que conoce muy bien el marco legislativo y reglamentario, también los procedimientos de concesión de licencias. Al tratarse de una de las diez mayores empresas energéticas de Europa, el Grupo ČEZ también tiene experiencia en investigación nuclear, planificación, construcción y mantenimiento de instalaciones energéticas, y tratamiento de subproductos energéticos. Así pues, las autoridades checas explicaron que ČEZ cuenta con personal altamente cualificado y con experiencia no solo en energía nuclear, sino también en contratación pública y negociaciones, lo que debería ser un activo para la ejecución del proyecto.
- (54) Según las autoridades checas, la disponibilidad de emplazamientos adecuados para la construcción de una central nuclear y la racionalidad económica de dicha construcción constituyen otros aspectos importantes del proyecto. Chequia tiene limitadas condiciones geológicas, geográficas y técnicas adecuadas para la construcción de una nueva central nuclear en lo que respecta a la estabilidad del subsuelo, la disponibilidad de agua y la posibilidad de transportar la energía producida. Las autoridades checas consideraron que era en Dukovany donde se daban las mejores condiciones, verificadas tras más de treinta años de funcionamiento de las unidades existentes.
- (55) Las autoridades checas detallaron los preparativos realizados por ČEZ hasta el momento. En concreto, ČEZ adquirió la propiedad del emplazamiento propuesto para la central, un proceso iniciado en abril de 2008 y finalizado en 2021. Además, ČEZ ha llevado a cabo estudios de viabilidad con el objetivo de acelerar el calendario de desarrollo del proyecto y reducir los costes asociados. Estas actuaciones se llevaron a cabo para paliar el déficit de capacidad previsto y garantizar la seguridad de las necesidades de suministro del sistema. Por otra parte, Chequia

⁽²⁹⁾ *Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modelů financování pro zajištění návratnosti investic* [Comité Permanente de la Energía Nuclear, Análisis de un modelo de inversión adecuado para la construcción de una nueva central nuclear y propuesta de posibles modelos de financiación para garantizar el rendimiento de la inversión, junio de 2017].

⁽³⁰⁾ Este modelo se evaluó con más detalle en un informe complementario en 2018: *Analýza vybraných investorských modelů výstavby nových jaderných zdrojů a zřetelování jejich financování*. En dicho informe se tuvieron en cuenta los costes unitarios de producción de electricidad previstos para las diferentes variantes de propiedad, un análisis DAFO detallado de cada variante, la mejor manera de que cada variante cumpla los objetivos de la política energética estatal y el Plan de Acción Nacional para la Energía Nuclear, así como la incidencia presupuestaria de cada modelo. El informe también incluía una evaluación de riesgos.

hizo hincapié en que otros proyectos con horizontes de desarrollo más largos no satisfacerían adecuadamente los problemas de suministro inmediatos. Las autoridades checas explicaron que, en caso de que otro promotor tuviera que buscar un emplazamiento adecuado para una central nuclear en Chequia, el calendario del proyecto sufriría un retraso estimado en hasta catorce años, acompañado de mayores riesgos y costes. Por último, las autoridades checas explicaron que, en el caso de que se optase por otro promotor, probablemente se contraerían costes adicionales aproximados de [200-700] millones EUR, que cubrirían el valor del emplazamiento de la central, la obtención de licencias, las actividades de desarrollo y las sinergias con la infraestructura de la central existente.

- (56) ČEZ y EDU II ya disponen de una serie de licencias y autorizaciones esenciales para la ejecución del proyecto, como una evaluación de impacto ambiental y un permiso de ubicación conforme a la Ley Atómica y la autorización del Estado para construir una nueva central nuclear. También sigue su curso el proceso para obtener la licencia de obras exigida por la normativa nacional.
- (57) Las autoridades checas explicaron que la economía del país está muy expuesta a amenazas externas que afectan al suministro energético. El hecho de que la mayoría de las acciones de ČEZ sean de titularidad pública ha sido un aspecto que ha pesado mucho en su elección, especialmente desde la perspectiva de garantizar la salvaguardia de los intereses de seguridad nacional de Chequia.
- (58) Dado que amplía la capacidad de generación nuclear que tiene el Grupo ČEZ en cartera para sustituir algunas de las capacidades de generación existentes que se clausuren en el futuro, el proyecto constituye una parte fundamental de la estrategia empresarial de ČEZ a medio y largo plazo.
- (59) Por último, Chequia sostuvo que no había ninguna alternativa viable para el proyecto aparte de ČEZ, sin perjuicio de que esto pueda cambiar en el futuro en proyectos similares.

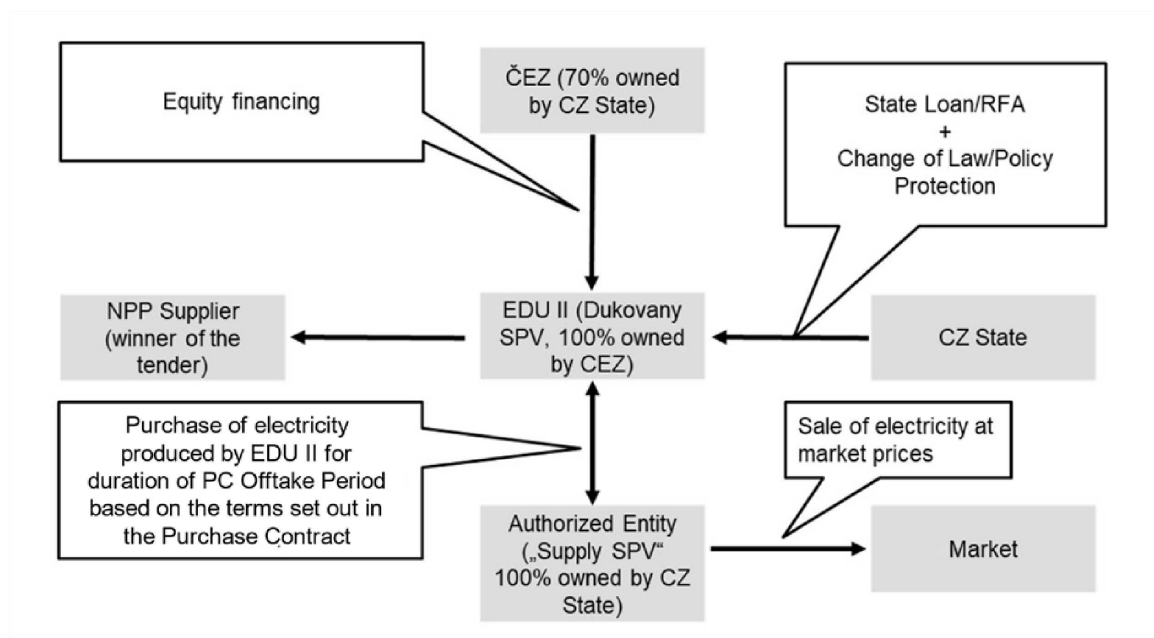
3.3. Descripción general del proyecto

- (60) El proyecto consiste en la construcción y explotación de una nueva central nuclear en el emplazamiento de Dukovany (Chequia), con una capacidad de hasta 1 200 MW.
- (61) La LBEC, que establece un marco amplio para el apoyo a la inversión nuclear, no entra en el ámbito de aplicación de la presente Decisión, ya que es una ley de aplicación general distinta de las medidas de ayuda estatal diseñadas y previstas específicamente para el proyecto.
- (62) La ayuda estatal consiste en un paquete de tres medidas:
- (63) Medida 1: un contrato de compra de electricidad («contrato de compra» o «contrato de compra garantizada») entre EDU II como beneficiario principal, filial al 100 % de ČEZ, y el Estado representado por el Ministerio de Industria y Comercio («el Ministerio»). La electricidad se venderá a una empresa que funcionará como una entidad con fines especiales («EFE») que se creará en una fase posterior, propiedad del Estado y gestionada directamente por este (véase la sección 3.6).
- (64) Medida 2: un préstamo del Estado (asistencia financiera reembolsable o «RFA») a un tipo de interés subvencionado, que cubrirá, en principio, el 100 % de los costes de construcción (véase la sección 3.7).
- (65) Medida 3: un mecanismo de protección ante cambios legislativos o estratégicos del que se beneficiará ČEZ como inversor (en ocasiones también denominado «el inversor»; véase la sección 3.8).

(66) Los beneficiarios (véase la sección 3.2) y la estructura del proyecto se presentan en el gráfico siguiente:

Gráfico 1

Estructura del proyecto de Dukovany



Fuente: autoridades checas

(67) El proyecto se divide en cinco fases:

- Fase 1: Preparación y selección de proveedores [2020-2025]
- Fase 2: Trabajos preliminares [2025-2029]
- Fase 3: Construcción y puesta en servicio [2030-2036]
- Fase 4: Período de garantía [2036-2038]
- Fase 5a: Operaciones [2038-2096]
- Fase 5b: Clausura [2096-2116]

(68) Se espera que la central nuclear de nueva construcción se ponga en servicio en 2036 para ensayos de funcionamiento, mientras que está previsto que las operaciones comerciales comiencen en 2038. La central tendrá una vida útil de sesenta años y está previsto que se cierre en 2096.

(69) Las autoridades checas explicaron que un primer contrato de ejecución celebrado entre Chequia, ČEZ y EDU II regula la fase 1 del proyecto, es decir, hasta la selección del contratista de ingeniería, suministros y construcción («instalación llave en mano»). Este contrato sirve, entre otras cosas, a los intereses fundamentales de seguridad de Chequia durante la ejecución del proyecto y garantiza el acceso del país a la información sobre este, así como la aplicación de los requisitos de seguridad para los procedimientos de selección. Está previsto que esta fase finalice en 2025. En relación con las fases 2 y 3 del proyecto (es decir, las obras preliminares, la construcción y la puesta en servicio), el primer contrato de ejecución establece que el segundo contrato de ejecución o contrato de compra se firmará a más tardar el 31 de diciembre de 2024, en sustitución del primer contrato de ejecución. Posteriormente, la estructura contractual incluye el contrato de compra, un acuerdo de inversión y una decisión del Estado de proporcionar la asistencia financiera reembolsable.

- (70) Chequia sostiene que, debido al interés esencial del proyecto por razones de seguridad nacional, el Estado tuvo que incluir en el marco contractual condiciones que le garantizasen un control suficiente sobre el proyecto. Estas condiciones se establecen en el primer contrato de ejecución, y se refieren en particular al intercambio de información confidencial y a cuestiones de seguridad del Estado. En el marco de dicho contrato, las partes consideran que los intereses de seguridad nacional constituyen un motivo válido para establecer una excepción a las normas nacionales de contratación pública basada en el artículo 29, letra a), de la Ley n.º 134/2016 sobre contratación pública ⁽³¹⁾, en relación con la selección del contratista encargado de la construcción de la central eléctrica.
- (71) ČEZ y EDU II hablaron con la Oficina de Protección de la Competencia del país sobre la organización de licitaciones al margen del régimen de la Ley de contratación pública y obtuvieron un dictamen favorable el 15 de junio de 2020, antes de proceder a la licitación ⁽³²⁾.
- (72) El proveedor de la instalación llave en mano será responsable de los trabajos de ingeniería, construcción y puesta en servicio del proyecto. Tras la decisión del Estado de excluir a los solicitantes de los Estados que no eran parte en el Acuerdo sobre Contratación Pública ⁽³³⁾, en el momento de iniciar el proceso de contratación pública había tres opciones tecnológicas posibles:
- diseño AP1000 de Westinghouse Electric Company LLC (Estados Unidos);
 - diseño APR1000+ de Korea Hydro & Nuclear Power (Corea del Sur); y
 - diseño EPR 1200 de EdF (Francia).
- (73) La licitación para la selección del contratista de la instalación llave en mano fue convocada por ČEZ, a través de su filial EDU II, en marzo de 2022, y las ofertas iniciales de los tres proveedores preseleccionados se recibieron en noviembre del mismo año. Tras ampliar dos veces el plazo para la presentación de las ofertas finales, los tres proveedores preseleccionados presentaron ofertas actualizadas el 31 de octubre de 2023. Chequia explicó que, con arreglo a las condiciones del proceso de licitación, los proveedores respectivos debían presentar ofertas vinculantes para la construcción de la quinta unidad en Dukovany, que es el objeto del proyecto y el motivo de la presente Decisión, y ofertas no vinculantes para tres unidades adicionales, una de las cuales se instalaría en el emplazamiento de Dukovany y las otras dos en el emplazamiento de Temelín.
- (74) El 31 de enero de 2024, el Gobierno checo decidió ⁽³⁴⁾ ampliar el ámbito de aplicación de la licitación de la instalación llave en mano, para lo cual encargó a EDU II que solicitara ofertas vinculantes relativas a un máximo de cuatro reactores nucleares (incluido el proyecto), con el fin de garantizar la posibilidad de proceder a la ejecución de estas unidades adicionales en algún momento en el futuro, si el Estado checo así lo decide. Chequia explicó que, en el momento de adoptarse la presente Decisión, todavía no se había determinado ni el modelo de inversión/explotación ni el modelo de financiación para estas unidades adicionales. El Gobierno checo encargó al Ministerio de Industria y Comercio y al Ministerio de Hacienda que le presentaran, a más tardar el 31 de diciembre de 2024, una propuesta de financiación de las tres nuevas unidades nucleares adicionales en los emplazamientos de Dukovany y Temelín. La ayuda estatal a la construcción de estas tres unidades adicionales, en su caso, queda fuera del ámbito de aplicación de la presente Decisión.
- (75) Las autoridades checas se comprometen a que, en caso de que se considere necesario conceder una ayuda estatal a las tres unidades nucleares adicionales al quinto reactor del emplazamiento de Dukovany, Chequia notificará la ayuda a la Comisión Europea y esperará a que esta otorgue su aprobación antes de aplicar las medidas correspondientes.

⁽³¹⁾ <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-134#>.

⁽³²⁾ Véase Oficina de Protección de la Competencia, artículo 29, apartado 1, letra a), de la Ley n.º 134/2016 Recop., sobre la contratación pública, 15 de junio de 2020, disponible en: <https://uohs.gov.cz/cs/legislativa/verejne-zakazky.html>. El 23 de enero de 2024, la Oficina de Protección de la Competencia confirmó que lo mismo se aplica en el marco de los cambios introducidos en el proceso de licitación para solicitar ofertas vinculantes relativas a cuatro reactores.

⁽³³⁾ Organización Mundial del Comercio, Acuerdo sobre Contratación Pública, modificado el 30 de marzo de 2012 (en lo sucesivo, «ACP 2012»), https://www.wto.org/spanish/tratop_s/gproc_s/gp_gpa_s.htm.

⁽³⁴⁾ Véase la Resolución del Gobierno n.º 74, de 31 de enero de 2024.

3.4. Trabajos preparatorios del proyecto

- (76) Habida cuenta de la necesidad de disponer de nueva capacidad nuclear, ČEZ aprobó en 2010 un plan de negocio inicial para añadir hasta 1 200 MW de capacidad al emplazamiento de Dukovany antes de 2036. Ese mismo año se completó un estudio de viabilidad para la ampliación de las capacidades nucleares actuales en el emplazamiento de Dukovany. En junio de 2021 se presentó a la Comisión un plan de negocio inicial elaborado por ČEZ y se facilitó una versión actualizada el 25 de octubre de 2023.
- (77) ČEZ empezó a adquirir los terrenos necesarios para el proyecto ya en abril de 2008. En febrero de 2024, EDU II ya era propietaria de los terrenos necesarios para el proyecto y todos los licitadores (de la instalación llave en mano) fueron informados del espacio disponible.
- (78) El proyecto debía someterse a una evaluación de impacto ambiental («EIA») para determinar, describir y evaluar de manera exhaustiva sus repercusiones previsibles en el medio ambiente y la salud pública. El proceso comenzó a principios de 2016 e incluyó consultas internacionales y debates públicos en 2018. La EIA fue seguida de una evaluación independiente con resultado favorable y el Ministerio de Medio Ambiente emitió una declaración vinculante también favorable sobre la EIA del proyecto en agosto de 2019 ⁽³⁵⁾, un paso necesario para iniciar la autorización del proyecto.
- (79) En marzo de 2020, ČEZ y EDU II iniciaron el proceso de evaluación del emplazamiento para la instalación nuclear en términos de seguridad nuclear, protección radiológica, seguridad técnica, situación radiológica, supervisión, gestión de incidencias extraordinarias y seguridad durante la vida útil de una instalación nuclear. EDU II obtuvo una licencia para la ubicación de la instalación nuclear en marzo de 2021, que es la primera licencia requerida para una nueva unidad nuclear. Chequia afirma que se obtuvieron todas las licencias y permisos clave necesarios para facilitar el progreso oportuno del proyecto.

3.5. Características técnicas

- (80) El proyecto tiene como objetivo la construcción de un reactor de agua a presión de generación III+. Se considera que una horquilla de entre 850 y 1 200 MW ofrece suficientes soluciones técnicas para la selección del proveedor de tecnología. Las autoridades checas explicaron que los socios tecnológicos y de ejecución del proyecto serían seleccionados a través de un proceso de licitación competitivo y transparente.
- (81) Las autoridades checas también explicaron que el proyecto cumplirá los criterios técnicos de selección establecidos en el punto 4.27 del acto delegado adoptado en virtud del Reglamento sobre la taxonomía ⁽³⁶⁾. El 11 de enero de 2023, Chequia adoptó la Resolución del Gobierno n.º 24/2023 ⁽³⁷⁾, que establece la obligación del Estado checo de cumplir los criterios técnicos de selección en relación con la gestión de residuos radiactivos derivados del Reglamento sobre la taxonomía. En concreto, esta Resolución exige el cumplimiento de los puntos 4.26, 4.27 y 4.28 del anexo I del Reglamento sobre la taxonomía, en particular el requisito de disponer de un plan documentado con medidas detalladas para poner en funcionamiento, de aquí a 2050, una instalación de almacenamiento definitivo de residuos radiactivos de alta actividad, y el requisito sobre el uso de combustible tolerante a accidentes a partir de 2025. De conformidad con dicha Resolución, el ministro de Industria y Comercio debe presentar al Gobierno checo, a más tardar el 31 de diciembre de 2024, una propuesta de actualización de la política nacional de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, que incluya la fecha límite para la selección del emplazamiento final y los emplazamientos alternativos para la futura instalación de almacenamiento profundo.
- (82) Por otra parte, las autoridades checas explican que, de conformidad con el Reglamento sobre la taxonomía, habrá recursos disponibles al final de la vida útil estimada de la central nuclear correspondientes al coste estimado de la clausura y la gestión de los residuos radiactivos, como demuestra la inclusión de los costes de clausura y tratamiento de residuos nucleares en el modelo financiero del proyecto (véase la sección 3.6.6).

⁽³⁵⁾ https://portal.cenia.cz/eiasea/detail/EIA_MZP469?lang=en.

⁽³⁶⁾ Véase el Reglamento Delegado (UE) 2022/1214 de la Comisión, de 9 de marzo de 2022, por el que se modifica el Reglamento Delegado (UE) 2021/2139 en lo que respecta a las actividades económicas en determinados sectores energéticos y el Reglamento Delegado (UE) 2021/2178 en lo que respecta a la divulgación pública de información específica sobre esas actividades económicas (DO L 188 de 15.7.2022).

⁽³⁷⁾ Véase la Resolución del Gobierno n.º 24/2023, de 11 de enero de 2023, disponible en <https://www.odok.cz/portal/zvlady/jednani-detail/2023-01-11/>.

3.6. Medida 1: Contrato de compra

3.6.1. Principales elementos del contrato de compra

- (83) La primera medida es el contrato de compra entre el Estado como comprador y EDU II como proveedor, y contempla una garantía de ingresos durante los primeros cuarenta años de funcionamiento de la central nuclear. El beneficiario es EDU II, filial al 100 % del Grupo ČEZ (véase la sección 3.2), y la contraparte del contrato será la EFE propiedad al 100 % del Estado checo (véase la sección 3.2.2).
- (84) Chequia había notificado inicialmente que el contrato tendría una duración de sesenta años, con un precio fijo estimado de entre 50 y 60 EUR/MWh, lo que suponía un incentivo para que la central eléctrica maximizara la producción.
- (85) Para resolver las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación, Chequia sustituyó la medida descrita en el considerando 84 por el contrato de compra con una fórmula de remuneración, que Chequia considera que tiene efectos similares a un contrato bidireccional por diferencia («CFD», por sus siglas en inglés) ⁽³⁸⁾ y que, además de una garantía de ingresos, incluye una limitación al alza de los ingresos de mercado del beneficiario. Chequia explicó que la medida de apoyo modificada proporcionará incentivos adecuados para que EDU II opere y participe de manera eficiente en los mercados eléctricos mediante la optimización de su producción en respuesta a las señales del mercado dentro de las limitaciones técnicas de la central.
- (86) Según la hoja de condiciones del contrato de compra, la EFE garantizará la adquisición de toda la energía generada y exportada a la red por EDU II (el «volumen de producción») durante un período de cuarenta años (el «período de compra garantizada») desde el inicio de la explotación. ⁽³⁹⁾ EDU II estará obligada a vender todo su volumen de producción exclusivamente a la EFE durante el período de compra garantizada previsto en el contrato y recibirá pagos basados en la «fórmula de remuneración» prevista en el contrato (véase el considerando 88).
- (87) Todos los derechos de despacho pertenecen a EDU II. Si la EFE no efectúa la compra garantizada del volumen de producción o parte de él, EDU II venderá la electricidad, en esta circunstancia excepcional, como seguidor de precios en el mercado al contado. Chequia sostiene que el objetivo es garantizar la capacidad de continuar produciendo electricidad hasta que se resuelva la situación. Los motivos pueden ser jurídicos (pérdida de autorización para el comercio), financieros (insolvencia, incapacidad para cumplir obligaciones, incumplimiento de las condiciones financieras de liquidación de desviaciones de precio) o técnicos (pérdida de acceso de la EFE a los mercados). En estas circunstancias, la central eléctrica sigue funcionando y la electricidad debe ponerse en el mercado. La EFE pagará a EDU II una compensación para cubrir cualquier déficit respecto de los ingresos que esta habría obtenido si aquella hubiera cumplido su obligación de compra garantizada. Chequia se comprometió a que, en este caso, EDU II venderá toda la electricidad producida en el mercado al contado (mercado bursátil diario o intradiario) como seguidor de precios (por lo tanto, sin fijar un precio mínimo para la electricidad). Las autoridades checas alegaron que, en esta situación, EDU II no puede seleccionar a ningún comprador específico (ya que la venta se realiza en una bolsa anónima) ni determinar el precio o las condiciones de venta (ya que los productos estándar se venden en la bolsa al precio marginal). Las autoridades checas sostienen que, en tal caso, el Ministerio, como entidad responsable de la designación de la EFE, tomará las medidas necesarias al objeto de restablecer la capacidad de esta para cumplir sus obligaciones de compra garantizada. De conformidad con la Ley sobre la energía con bajas emisiones de carbono, la EFE o el Ministerio informarán a la autoridad nacional de reglamentación (ANR) de cualquier circunstancia de este tipo.

⁽³⁸⁾ Un contrato bidireccional por diferencia es un contrato firmado por el gestor de una instalación de generación de electricidad y una contraparte, normalmente una entidad pública, y proporciona tanto una protección de la remuneración mínima como un límite a la remuneración excesiva; el contrato está diseñado para mantener los incentivos, de tal manera que la instalación de energía funcione y participe de modo eficiente en los mercados eléctricos.

⁽³⁹⁾ Según las autoridades checas, el período de compra garantizada previsto en el contrato (es decir, el período durante el que la EFE está obligada a comprar electricidad) comienza en la primera de las siguientes fechas: i) la fecha de inicio, es decir, el día en que la central exporte por primera vez electricidad a la red y EDU II haya notificado al Estado o a la EFE que desea que se establezca la fecha de inicio sujeta a los plazos definidos en el contrato de compra, o ii) la fecha límite, es decir, el día siguiente al último día del plazo previsto de puesta en servicio, que tiene una duración de cinco años a partir de la fecha prevista de puesta en servicio. La fecha prevista de puesta en servicio se prorrogará para tener en cuenta cualquier retraso causado por hechos que constituyan motivos legítimos. Las autoridades checas explicaron que cualquier retraso en el inicio de la explotación comercial que vaya más allá del plazo previsto de puesta en servicio, que se define como un período de cinco años a partir de la fecha prevista de puesta en servicio, tiene el efecto de reducir la duración del contrato de compra.

- (88) La fórmula de remuneración del contrato de compra calcula los importes que debe pagar la EFE a EDU II o viceversa. Esta fórmula consta de dos componentes: 1) una liquidación *ex post* y 2) la exposición al mercado. Se ha expresado sobre la base de la siguiente fórmula de referencia:

$$R = \underbrace{(f - p') * k}_{\text{settlement term}} + \underbrace{\sum_h q_h * p_h}_{\text{market exposure}}$$

incluidos determinados ajustes aplicables al componente de liquidación *ex post*, en función de las circunstancias del mercado y del coste de explotación de la central. En concreto, la fórmula de remuneración del contrato de compra se define de la forma siguiente:

$$\text{If } p' > c : R = \max [(f - p') * k; (\alpha * c - p') * q] + \sum_h q_h * p_h \quad \text{If } p' \leq c : R = (f - c) * k + \sum_h q_h * p_h$$

Donde:

- (R) es la remuneración.
- (p_h) es el precio de mercado definido como el precio horario del mercado diario en PXE ⁽⁴⁰⁾.
- (q_h) es el volumen de producción de EDU II en una hora determinada.
- (q) es el volumen de producción de EDU II sumado durante el período de liquidación (período con respecto al cual se define el precio de referencia del mercado, es decir, un año).
- (f) es el precio de ejercicio (véase la sección 3.6.2).
- (p') es el precio de referencia del mercado definido como la media simple *ex post* de los precios de mercado (p_h) durante el año finalizado en la fecha en que se calcula el precio de referencia del mercado.
- (k) es la cantidad de referencia definida *ex ante* como volumen de producción supuesto durante el período de liquidación.
- (c) es el coste de explotación variable de la central eléctrica.
- (α) Alfa se define como el cociente entre el precio de ejercicio y el coste de explotación ($\alpha = f/c$). Alfa se fija en el momento en que la liquidación *ex post* pagadera a EDU II se calcula sobre la base de los valores aplicables de (c) y (f).

- (89) Las autoridades checas explicaron que el primer componente de la fórmula de referencia —es decir, la liquidación *ex post*— proporcionará estabilidad de ingresos al beneficiario independientemente de las condiciones medias del mercado, al tiempo que evitará que el Estado deba afrontar una sobrecompensación ⁽⁴¹⁾. La liquidación *ex post* se calculará con respecto al período de liquidación (el período con respecto al cual se define el precio de referencia del mercado, es decir, un año) sobre la base de los valores reales del precio de referencia del mercado, Alfa y otros parámetros aplicables, y será pagadero dos meses después del final de cada período de liquidación. El principio general de la fórmula de referencia es que cuando el precio de referencia del mercado (p') sea inferior al precio de ejercicio (f), la central eléctrica recibirá la diferencia entre el precio de ejercicio (f) y el precio de referencia del mercado (p') aplicable a la cantidad de referencia (k); por el contrario, cuando el precio de referencia del mercado (p') sea superior al precio de ejercicio (f), la central eléctrica estará obligada a devolver la diferencia aplicable a la cantidad de referencia (k).
- (90) En comparación con la fórmula de referencia, la fórmula de remuneración prevista en el contrato de compra incorpora determinados ajustes del componente de liquidación *ex post*, en función de las circunstancias del mercado (p') y del coste variable de explotación unitario de la central (c), tal como se define en el considerando 88. En concreto, cuando el precio de referencia del mercado (p') sea superior al coste variable de explotación de la central eléctrica (c) durante el período de liquidación, se ajustará el componente de liquidación *ex post* para limitar el

⁽⁴⁰⁾ Power Exchange Central Europe es una bolsa de energía especializada en los mercados energéticos de Europa Central y Sudoriental. Para más información, véase: PXE - Power Exchange Central Europe, a.s.

⁽⁴¹⁾ La sobrecompensación también se corrige a través del mecanismo de reparto de beneficios (véase la sección 3.6.7).

reembolso, con el fin de proporcionar una salvaguardia frente a las pérdidas de explotación en caso de interrupciones imprevistas cuando los precios sean elevados. Por ejemplo, si el precio de referencia del mercado es superior a los costes variables de explotación (c) y al precio de ejercicio (f), EDU II reembolsará la diferencia entre el precio de referencia del mercado (p) y el precio de ejercicio (f) aplicable a la cantidad de referencia (k) o al volumen de producción (q), si este es menor. Cuando el precio de referencia del mercado (p) sea igual o inferior al coste variable de explotación de la central eléctrica (c), el valor de la liquidación *ex post* se limitará a la diferencia entre el precio de ejercicio (f) y los costes variables de explotación (c) multiplicada por la cantidad de referencia (k), con la intención de proporcionar una salvaguardia contra una remuneración excesiva cuando los precios sean bajos.

- (91) El segundo componente de la fórmula de referencia, es decir, la exposición al mercado tiene por objeto ofrecer incentivos para que EDU II optimice su funcionamiento a lo largo del año sobre la base de las señales de precios horarios del mercado diario (p_h). Al final de cada mes, EDU II recibirá los pagos respectivos de la EFE correspondientes a la suma de su volumen de producción horaria real multiplicado por los precios de mercado reales en cada hora de ese mes, es decir, $\sum q_h * p_h$.
- (92) En virtud del contrato de compra, EDU II es libre de decidir su producción y no está obligada a mantener un nivel mínimo de producción predeterminado. Toda la electricidad producida por EDU II será adquirida por la EFE, que la venderá en el mercado siguiendo una estrategia de venta que cumplirá determinados compromisos (véase la sección 3.6.4). Cualquier desviación entre el precio obtenido en el mercado por la EFE y el precio de mercado pagado a EDU II correrá a cargo de la EFE.
- (93) Chequia alegó que el contrato de compra se formalizará en una fase posterior, tras la selección del contratista de la instalación llave en mano y de los socios de ejecución. El contrato de compra se celebrará y firmará de conformidad con las condiciones del contrato de instalación llave en mano. La EFE se creará posteriormente y antes de la puesta en servicio de la central eléctrica de nueva construcción, como contraparte establecida en el contrato de compra.

3.6.2. Determinación del precio de ejercicio para el contrato de compra

- (94) Las autoridades checas explicaron que el contrato de compra determinará el precio de ejercicio inicial calculado sobre la base del modelo financiero presentado por Chequia («el modelo financiero») ⁽⁴²⁾, de modo que el inversor pueda alcanzar un objetivo de rendimiento de los recursos propios («tipo de rendimiento interno de los recursos propios admisibles», «TRI» o «ROE») del [9-11] % de financiación nominal, después de impuestos o precomercial durante la vida útil prevista del proyecto (incluidos los costes de clausura). El valor del precio de ejercicio basado en las hipótesis del modelo financiero presentado a la Comisión el 15 de marzo de 2024 es de [65-80] EUR/MWh ⁽⁴³⁾, y el valor de la cantidad de referencia es del [75-100] % de la capacidad neta. El valor del precio de ejercicio puede variar de forma muy significativa en función de los diversos parámetros descritos a continuación en esta subsección. Si, por ejemplo, los costes de construcción previstos tras la celebración del contrato de instalación llave en mano fueran significativamente superiores a los previstos en las hipótesis iniciales, esto se traduciría en un aumento significativo del precio de ejercicio, en la medida en que los costes aumenten por motivos legítimos (explicados en el considerando 104). Chequia ha facilitado a la Comisión un total de treinta y cinco supuestos diferentes, que representan diferentes hipótesis posibles sobre la evolución de los costes y los ingresos y que dan lugar a precios de ejercicio iniciales desde [50-80] EUR/MWh (en el supuesto 35, sobre la base de hipótesis de precios de mercado elevados de [100-200] EUR/MWh) hasta [100-125] EUR/MWh (en el supuesto 30, sobre la base de un incremento del coste de construcción a [17 000- 18 000] millones EUR).
- (95) El modelo financiero utilizará como hipótesis de partida, en particular sobre las expectativas de precios de mercado, la disponibilidad de EDU II, la expectativas de seguimiento de la carga ⁽⁴⁴⁾, los costes de construcción previstos, los costes de explotación y los costes de clausura y otras hipótesis pertinentes, como las inversiones en activo fijo y la financiación (incluido el préstamo del Estado, véase la sección 3.7), así como la cantidad de referencia inicial para la fórmula de remuneración prevista en el contrato de compra. En la sección 3.6.6 se desarrollan estas hipótesis.

⁽⁴²⁾ Véase el considerando 124.

⁽⁴³⁾ Valor en términos reales a precios de 2020. Las autoridades checas estiman que el valor equivalente en términos reales a precios de 2025 será de [50-100] EUR/MWh.

⁽⁴⁴⁾ El seguimiento de la carga, en este contexto, se refiere al ajuste del volumen de producción de la central para optimizar la producción en respuesta a los precios de la electricidad, que fluctúan a lo largo del día. En el considerando 187 se da más información.

- (96) El modelo financiero permite prever el volumen de producción y calcular el flujo de caja libre cada año desde la firma del contrato de compra hasta el final del proceso de clausura. El precio de ejercicio (que afecta a los ingresos previstos de la central eléctrica a través del componente de liquidación *ex post*) se calcula en el modelo financiero como el valor que produce flujos de caja de valor neto actual igual a cero aplicando el TRI de los recursos propios admisibles.
- (97) La mayoría de las partidas de costes y otros parámetros del modelo (incluidas las previsiones de precios de mercado) estarán indexados a la inflación. El precio de ejercicio del contrato de compra también estará indexado a la inflación. Se aplicará un índice definido o una cesta de índices a todas las partidas de costes pertinentes y otros parámetros del modelo. Algunas partidas de costes no se indexarán, ya que se determinan según la legislación o la RFA (por ejemplo, intereses sobre la RFA, costes de clausura, cumplimiento de las cuentas nucleares o reservas mínimas para casos). Las previsiones de precios de mercado se indexarán al IPC CZ ⁽⁴⁵⁾. Tanto para los costes de construcción como para los de explotación, se utilizará una cesta de índices publicados para determinar la indexación. Esta cesta se basa en la ponderación de cuatro índices de Chequia, a saber, el IPRI CZ ⁽⁴⁶⁾, el IPC CZ, el IPRI UE ⁽⁴⁷⁾ y los salarios CZ ⁽⁴⁸⁾, de la forma siguiente:
- a) Los costes de construcción se indexarán de la siguiente manera: IPRI CZ ([30-50] %), IPC CZ ([0-10] %), IPRI UE ([30-50] %) y salarios CZ ([10-30] %).
 - b) Los costes de explotación se indexarán de la siguiente manera: IPRI CZ ([30-50] %), IPC CZ ([10-30] %), IPRI UE ([0-10] %) y salarios CZ ([30-50] %).
- (98) El mecanismo de indexación del precio de ejercicio se basará en los índices y ponderaciones anteriores en función de si el proyecto se encuentra en fase de construcción o de explotación (es decir, el precio de ejercicio se ajustará en función de la cesta de índices de construcción durante la fase de construcción y de la cesta de índices de explotación durante la fase de explotación). El contrato de compra establecerá un mecanismo de indexación (con el índice y el método de aplicación pertinentes) con arreglo al cual se incrementará anualmente el precio de ejercicio previamente aplicable. La hipótesis de inflación utilizada para el mecanismo de indexación se actualizará como parte de las revisiones de sobrecompensación que se llevan a cabo cada cinco años (véase la sección 3.6.7).
- (99) A modo de ejemplo, esto significa que, con una tasa de inflación hipotética del 2 %, un precio de ejercicio en términos nominales de [60-80] EUR/MWh en 2020 (sin tener en cuenta posibles cambios en los parámetros durante las revisiones periódicas) daría lugar a un precio de ejercicio nominal de [90-110] EUR/MWh en 2036, [130-170] EUR/MWh en 2056 y [200-250] EUR/MWh en 2076. Las autoridades checas sostienen que la finalidad de este método es la equidad intergeneracional, a fin de evitar precios de ejercicio excesivamente elevados al inicio de la explotación y (dada la inflación general) precios de ejercicio excesivamente bajos hacia el final del período de vigencia del contrato de compra. Alegan que, si bien los valores de partida para el cálculo del precio de ejercicio también tienen en cuenta la inflación, esto no ocasiona una doble indexación, ya que, si no se indexa el precio de ejercicio por separado, este debería ser considerablemente más elevado al inicio. Sobre la base del ejemplo anterior, sostienen que el precio de ejercicio alternativo sin indexación en el caso base sería de [100-150] EUR/MWh durante el período de vigencia del contrato de compra.
- (100) Los demás costes se indexan de la siguiente manera: los costes de desarrollo y construcción utilizan el índice de construcción antes mencionado; los costes de explotación y clausura utilizan el índice de costes de explotación antes mencionado.
- (101) El precio de ejercicio y la cantidad de referencia se fijarán sobre la base de los parámetros disponibles tras la firma del contrato de instalación llave en mano, en particular en lo que se refiere al coste de construcción, y solo se revisarán: 1) durante la revisión periódica de los parámetros de la fórmula de remuneración del contrato de compra (véase el considerando 102) y 2) cuando se realicen los ajustes del precio de ejercicio acordados en el contrato de compra (véase el considerando 104).

⁽⁴⁵⁾ El IPC CZ corresponde a un aumento del índice medio anual de precios al consumo de Chequia publicado por la Oficina de Estadística checa (véase https://www.czso.cz/csu/czso/inflation_rate).

⁽⁴⁶⁾ El IPRI CZ corresponde al índice de precios industriales total de Chequia publicado por la Oficina de Estadística checa (total de la industria), véase https://csu.gov.cz/produkty/ipc_ts.

⁽⁴⁷⁾ El IPRI UE corresponde al índice de precios industriales de la Unión Europea (precios de los productores en la industria, total) publicado por Eurostat; véase https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/teis010/default/table?lang=en&category=t_sts.t_sts_ind.t_sts_ind_pric.

⁽⁴⁸⁾ El índice salarial de la industria checa corresponde a una variación porcentual anual del salario bruto medio de la industria publicada por la Oficina de Estadística checa (salario medio de la industria, total), véase https://www.czso.cz/csu/czso/pnz_ts.

- (102) En primer lugar, la revisión periódica de los parámetros de la fórmula de remuneración del contrato de compra tendrá lugar cada cinco años. Está previsto que la primera revisión se realice antes del inicio de las operaciones o a petición escrita de cualquiera de las partes. La revisión actualizará (al alza o a la baja, según proceda) los valores de determinados parámetros de la fórmula de remuneración del contrato de compra, es decir, (c), (k), (f) y (a)), así como algunas de las hipótesis del modelo financiero, por ejemplo en relación con los gastos de explotación («OPEX»), los índices de inflación o el seguimiento de la carga. El precio de ejercicio y la cantidad de referencia se recalcularán en el modelo financiero utilizando las hipótesis actualizadas para alcanzar el TRI de los recursos propios admisibles para el inversor. La revisión será supervisada por un tercero independiente, que previsiblemente será la Oficina Reguladora de la Energía de Chequia.
- (103) En los proyectos de documentos contractuales facilitados por Chequia también se prevé la posibilidad de revisar las definiciones de los parámetros utilizados en la fórmula de remuneración. No obstante, cualquier modificación de estas definiciones deberá notificarse a la Comisión antes de su aplicación.
- (104) En segundo lugar, los ajustes del precio de ejercicio conforme al contrato de compra pueden aplicarse si ocurre algo que genere un incremento de los CAPEX/OPEX o una pérdida de ingresos del proyecto o cualquier otro efecto adverso para el proyecto. Esto es lo que se consideran «motivos legítimos» en el contrato de compra, que incluirá una lista de exhaustiva de tales motivos ⁽⁴⁹⁾. Si se produce un motivo legítimo, se revisarán y actualizarán los valores de determinados parámetros de la fórmula de remuneración del contrato de compra, es decir, (c), (k), (f) y (a), y los parámetros del modelo financiero, a fin de mitigar los efectos del motivo legítimo para EDU II. Estos ajustes del precio de ejercicio están concebidos para hacer posible que EDU II logre, como máximo, el mismo TRI de los recursos propios admisibles que habría logrado si no se hubiera producido el motivo legítimo pertinente. Esto significa que, si se producen otros cambios que no constituyan motivos legítimos y dichos cambios dan lugar a una reducción del TRI, los efectos de los motivos legítimos no permiten compensar los efectos de los motivos no legítimos y el TRI de los recursos propios que se pretende conseguir es inferior al TRI de los recursos propios admisibles del [9-11] %.
- (105) En caso de existir motivos legítimos, en lugar de un ajuste del precio de ejercicio, EDU II y el Estado podrán acordar que EDU II reciba una compensación en forma de pago a tanto alzado (o en varias cuotas) que será pagadera en un período acordado a partir de la fecha en que se produzca el correspondiente motivo legítimo.
- (106) Por otra parte, las autoridades checas explicaron que los motivos legítimos son de aplicación en el caso de que EDU II no pueda superar los efectos adversos mediante la aplicación de la «diligencia debida».

3.6.3. Financiación del contrato de compra y utilización de los ingresos obtenidos del contrato de compra garantizada

- (107) Tal como se establece en el artículo 9 de la LBEC, la financiación de la ayuda a la energía nuclear correrá a cargo del Ministerio con fondos obtenidos mediante: i) los ingresos procedentes de las ventas de electricidad de la EFE; ii) un tributo ⁽⁵⁰⁾ aplicado por los operadores de red a los consumidores finales de electricidad, similar a la financiación existente de las fuentes de energía renovables; y iii) las contribuciones con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.
- (108) Chequia alega que la posibilidad de elegir entre utilizar a los contribuyentes o a los consumidores en relación con cualquier tributo o descuento es una cuestión estratégica y debe seguir quedando a discreción del Estado. Las autoridades checas explicaron que tienen la intención de utilizar todas las fuentes de ingresos descritas en el artículo 9 de la LBEC. El Ministerio o la EFE depositarán los fondos destinados a financiar medidas de transición a un sector energético con bajas emisiones de carbono en cuentas especiales en bancos radicados en Chequia.

⁽⁴⁹⁾ Según la hoja de condiciones del contrato de compra, se consideran motivos legítimos los siguientes: cambios en los costes de financiación de la asistencia financiera reembolsable o revocaciones o cambios unilaterales de dicha asistencia, retrasos en la decisión final de inversión, cambios legislativos, el incumplimiento de obligaciones por parte del Estado o de entidades estatales, requisitos de seguridad, requisitos de autoridades, catástrofes naturales o acontecimientos similares, hechos que escapen al control de EDU II, o problemas en la infraestructura y la red.

⁽⁵⁰⁾ Este posible tributo y las posibles exenciones de su pago quedan fuera del ámbito de aplicación de este procedimiento.

- (109) Las autoridades checas confirmaron que, en caso de que un tributo impuesto por los operadores de red no fuera suficiente para cubrir un déficit entre los fondos obtenidos de la recaudación del tributo y los ingresos procedentes de las ventas de electricidad de la EFE, se utilizarían contribuciones de los Presupuestos Generales del Estado checo para cubrir dicho déficit de conformidad con el artículo 9, apartado 1, letra d), y el artículo 9, apartado 9, de la LBEC. Por el contrario, si hubiera un excedente tras cubrir los costes de la medida, este se incorporaría a los Presupuestos Generales del Estado.
- (110) Además, las autoridades checas explicaron que, si bien un tributo puede contribuir a la financiación de las medidas, la financiación no dependería de dicho tributo y los Presupuestos Generales del Estado cubrirían posibles déficits en caso necesario. En concreto, Chequia se comprometió a que el Estado intervenga para cubrir cualquier déficit entre los fondos obtenidos del posible tributo y la cuantía de la ayuda prevista en el marco del proyecto.
- (111) Por lo que se refiere a los posibles ingresos de la EFE procedentes de los pagos de liquidación *ex post*, de conformidad con la Ley n.º 367/2021, de medidas para la transición de la República Checa a un sector energético con bajas emisiones de carbono, se utilizarán i) principalmente para financiar los pagos de liquidación al beneficiario en el futuro, ii) subsidiariamente para financiar fuentes de energía renovables de conformidad con la Ley n.º 165/2012 Recop., sobre fuentes de energía subvencionadas (con carácter no discriminatorio mediante la reducción del importe que debe financiarse a través del componente regulado del precio de la electricidad), o devueltas a los Presupuestos Generales del Estado.

3.6.4. Los compromisos de comercio de electricidad

- (112) Chequia se ha comprometido a garantizar que al menos el 70 % de la producción total de electricidad de EDU II se venda en los mercados diario, intradiario y de futuros durante toda la vida útil de la central. Por lo tanto, este compromiso se aplica a la EFE durante todo el período de vigencia del contrato de compra y a la beneficiaria EDU II con posterioridad, así como a cualquier entidad en que la EFE o EDU II puedan delegar sus actividades comerciales (toda referencia a la EFE o EDU II en la presente sección 3.6.4 incluye a cualquier entidad en la que se hayan delegado las actividades comerciales).
- (113) Por principio, la EFE o EDU II⁽⁵¹⁾ participarán en los mercados diario e intradiario en la bolsa a corto plazo organizada por el operador del mercado eléctrico checo (OTE) y en los mercados de futuros en la bolsa checa de electricidad (PXE), mientras que solo podrán hacerlo en otras bolsas con carácter excepcional y previo acuerdo de los servicios de la Comisión.
- (114) La EFE o EDU II venderán el resto de la producción total de electricidad de EDU II (es decir, como máximo el 30 %) en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias mediante subastas. El conjunto de normas o el marco por el que se rijan estas subastas deberá ser revisado y aprobado de antemano por el regulador checo de la energía en consonancia con las obligaciones y competencias que incumben al regulador de conformidad con la Ley sobre la energía vigente en Chequia. La EFE o EDU II deberán notificar cualquier subasta al regulador checo de la energía a más tardar un día antes de su anuncio público.
- (115) Chequia se compromete a garantizar que las subastas de energía nuclear sean abiertas, claras, transparentes y no discriminatorias, se basen en criterios objetivos, se definan *ex ante* y minimicen el riesgo de ofertas estratégicas. Las subastas se llevarán a cabo en una plataforma ampliamente disponible para garantizar la accesibilidad, al tiempo que se eliminan las barreras geográficas y se permite una amplia participación de una gran diversidad de agentes del mercado. Dicha plataforma se diseñará de manera que se simplifique el proceso de subasta y se mejore la facilidad de uso para todos los participantes, al tiempo que se garantiza la confidencialidad e integridad de los datos de las subastas. La plataforma cumplirá los requisitos reglamentarios y las normas pertinentes que rigen los mercados de la electricidad, incluidas las normas sobre la configuración, el funcionamiento y la transparencia del mercado y la

⁽⁵¹⁾ Durante el período de vigencia del contrato de compra, la responsabilidad de la venta de la producción recaerá en la EFE o en una entidad ajena al Grupo ČEZ en que la EFE haya delegado esta actividad. Con carácter excepcional, si la EFE no efectúa la compra garantizada del volumen de producción o parte de él, EDU II venderá la electricidad como seguidor de precios en el mercado al contado (véase el considerando 83). Una vez finalizado el período de vigencia del contrato de compra, la responsabilidad de la venta de la producción recaerá en EDU II o en la entidad en que esta delegue la actividad comercial. Los compromisos de comercio de electricidad se aplican a cualquiera de las dos entidades que venden electricidad producida por la central a lo largo de su vida útil prevista, así como a cualquier entidad en la que puedan delegar sus actividades comerciales.

competencia leal. Todos los operadores autorizados y registrados podrán participar en las subastas en las mismas condiciones. No se impondrán restricciones al uso final de la electricidad vendida mediante subastas. Los criterios aplicables a las subastas se publicarán con suficiente antelación a la fecha límite para la presentación de ofertas, el número previsto de licitadores deberá ser suficiente para permitir una competencia efectiva, y el volumen de electricidad vendida en la subasta representará una restricción vinculante. Se evitarán los ajustes *ex post* del resultado del proceso de licitación. El regulador checo de la energía supervisará el proceso de subasta y el cumplimiento de las normas de subasta aprobadas. Asimismo, informará de cualquier incumplimiento a la Comisión Europea.

- (116) Chequia explicó que los parámetros previstos de las futuras subastas de energía nuclear incluirán lotes con un tamaño estimado de 1 a 10 MW y contratos de duración anual o trimestral o más cortos. Las subastas se organizarán aplicando el modelo *pay-as-bid* (el precio se fija con arreglo a la oferta), con un precio mínimo predefinido que se anunciará entre uno y dos días antes del cierre de la oferta. Además, la frecuencia de las subastas se fijará con una periodicidad entre trimestral y anual, con normas transparentes sobre el período de anuncio de treinta días antes del inicio de la subasta. Por último, la duración de las subastas no excederá de siete días naturales y los resultados se anunciarán en la semana siguiente. Esto se aplica tanto a las subastas celebradas durante el período de vigencia del contrato de compra como a las celebradas posteriormente.
- (117) En circunstancias excepcionales, la EFE o EDU II podrán desviarse de las normas comerciales antes descritas. Así pues, si el factor *churn* ⁽⁵²⁾ correspondiente a la bolsa en que la EFE o EDU II están obligadas a vender al menos el 70 % de la producción total de electricidad de EDU II cae por debajo del 40 % (en lo sucesivo, «el umbral») durante un período de treinta días consecutivos, la EFE o EDU II tendrán derecho a vender hasta el 50 % de la producción total de electricidad de EDU II a través de subastas que cumplan las condiciones especificadas en la presente sección durante un período de treinta días, que comenzará el trigésimo primer día posterior a la fecha en que el regulador checo de la energía haya establecido que el factor *churn* se ha reducido por debajo del umbral. Para evitar dudas, en estas circunstancias, Chequia se compromete a que al menos el 50 % de la producción total de electricidad de EDU II se venda en las bolsas, de conformidad con el considerando 113.
- (118) Chequia informará sin demora indebida a los servicios de la Comisión cuando el factor *churn* descienda por debajo del umbral y cuando la EFE o EDU II tengan la intención de vender hasta el 50 % del volumen de producción total de EDU II a través de subastas.
- (119) En caso de que la EFE haga uso de la excepción para vender hasta el 50 % del volumen de producción total de EDU II a través de subastas en un año natural, Chequia presentará a la Comisión un informe anual de seguimiento relativo a dicha excepción, en el que se detallen los motivos de esta y su duración.

3.6.5. Tipo de rendimiento

- (120) Chequia había notificado inicialmente ⁽⁵³⁾ un objetivo de TRI de los recursos propios (o TRI de los recursos propios admisibles) del [9-11] % ⁽⁵⁴⁾, justificado por una estimación del modelo de valoración de activos financieros («CAPM», por sus siglas en inglés) para el ROE requerido del [...] al [...] %. Esto se basaba en datos del mercado contemporáneo y de homólogos e incluía una prima de construcción y explotación de instalaciones nucleares para incorporar riesgos relacionados específicamente con una central nuclear.
- (121) En la Decisión de incoación ⁽⁵⁵⁾, la Comisión expresó dudas sobre si las hipótesis utilizadas para estimar el ROE requerido reflejaban correctamente la exposición al riesgo del inversor. En particular, la Comisión tenía dudas en cuanto a la prima de construcción y explotación de instalaciones nucleares, dada la menor exposición al riesgo del beneficiario.
- (122) Para resolver las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación, Chequia presentó varios escritos y actualizó el ROE sobre la base de:
- los datos más recientes del mercado: como consecuencia de ello, Chequia actualizó las hipótesis del tipo libre de riesgo, la prima de riesgo de mercado y los coeficientes beta; y

⁽⁵²⁾ El factor *churn* es una medida de la liquidez del mercado y se define como el volumen total comercializado a través del mercado expresado como múltiplo del consumo físico.

⁽⁵³⁾ Considerando 67 de la Decisión de incoación.

⁽⁵⁴⁾ Considerando 71 de la Decisión de incoación.

⁽⁵⁵⁾ Considerandos 207 y 208 de la Decisión de incoación.

- b) la exposición al riesgo del proyecto: para reconocer la protección de los ingresos y otras medidas de apoyo público asumidas en la estructura contractual y comercial del proyecto, la prima del 3-3,5 % por grandes proyectos independientes (antes denominada prima de construcción y explotación de instalaciones nucleares) se eliminó del cálculo del ROE de Chequia.
- (123) Chequia sostiene que el ROE modificado —u objetivo de recursos propios— del [9-11] % a lo largo de la vida útil del proyecto proporcionará una remuneración adecuada a los accionistas de EDU II.
- (124) Chequia presentó numerosos documentos en apoyo de su punto de vista. Además, el Gobierno checo también presentó un modelo financiero. La última versión de este modelo se presentó a la Comisión el 15 de marzo de 2024.
- (125) La Decisión de incoación recoge una evaluación de la posición de Chequia sobre cada cuestión clave, tal como se refleja en sus escritos hasta la fecha de la Decisión de incoación ⁽⁵⁶⁾. El resto de esta sección ofrece una visión general de la posición de Chequia sobre las cuestiones clave planteadas tras la publicación de la Decisión de incoación, en lo que respecta a la estimación del ROE, el coste de la deuda y el coste medio ponderado del capital (CMPC), así como el TRI de los recursos propios y del proyecto.

3.6.5.1. Rendimiento para los tenedores de recursos propios

- (126) El modelo financiero descrito en la sección 3.6.2 tiene por objeto estimar el precio de ejercicio del contrato de compra necesario para alcanzar el objetivo de ROE del [9-11] %.
- (127) Las autoridades checas explicaron que evaluaron el ROE exigido en consonancia con las prácticas de mercado aceptadas. En particular, Chequia llevó a cabo el denominado análisis ascendente sobre la base del CAPM y lo comparó con proyectos e inversiones con perfiles de riesgo similares.
- (128) La fórmula estándar del CAPM es la siguiente:

$$R_e = R_f R + \beta (R_m - R_f R)$$

Donde:

- 1) $R_f R$ es la sigla inglesa de «tipo exento de riesgo», es decir, el rendimiento esperado de la inversión en activos sin riesgo;
 - 2) R_m es el rendimiento previsto del mercado, que incluye la denominada prima de riesgo país, para reflejar el riesgo de invertir en un país concreto;
 - 3) $(R_m - R_f R)$ es la prima de riesgo de mercado (PRM); y
 - 4) β (o beta apalancada) es una medida del riesgo idiosincrático y no diversificable del proyecto ⁽⁵⁷⁾.
- (129) Las autoridades checas estimaron que el ROE del mercado para un proyecto similar al de Dukovany se sitúa en la horquilla del [...] al [...] % si se incluye una prima de riesgo importante independiente («PRII») ⁽⁵⁸⁾, y del [...] al [...] % si se excluye dicha prima. Estas cifras y sus hipótesis subyacentes se muestran en el *cuadro 2* y se explican a continuación.

⁽⁵⁶⁾ Sección 4.4.2.5 de la Decisión de incoación.

⁽⁵⁷⁾ Véase el escrito de Chequia de 1 de marzo de 2024. Las autoridades checas explican que utilizaron el método de Harris-Pringle para estimar la beta apalancada. Con arreglo a este método, el escudo fiscal por intereses (es decir, la reducción fiscal resultante de la deducción admisible de la renta imponible) no se utiliza en los ajustes de apalancamiento de la beta. La fórmula Harris-Pringle es la siguiente: $\beta_L = \beta_U + \frac{D}{E}(\beta_U - \beta_D)$, donde β_L es la beta apalancada, β_U es la beta desapalancada, β_D es la beta de la deuda, D es la deuda y E son los recursos propios. Chequia afirma, además, que este método se corresponde con el modelo financiero, en el que todos los flujos de caja descontados al coste del capital son después de impuestos e incluyen cualquier tipo de escudo fiscal.

⁽⁵⁸⁾ Esta es la «prima de construcción y explotación de instalaciones nucleares» descrita en la Decisión de incoación, rebautizada por Chequia «prima de riesgo importante independiente» o «PRII».

Cuadro 2

Estimación del ROE de Chequia

Coste de los recursos propios	RFR contemporáneo		RFR promedio histórico a largo plazo	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
RFR	[...] %	[...] %	[...] %	[...] %
PRM	[...] %	[...] %	[...] %	[...] %
Beta desapalancada	[...]	[...]	[...]	[...]
Apalancamiento	[...] %	[...] %	[...] %	[...] %
ROE	[...] %	[...] %	[...] %	[...] %
Beta de la deuda	[...]	[...]	[...]	[...]
ROE, con beta de la deuda	[...] %	[...] %	[...] %	[...] %
PRII	3,0 %	3,5 %	3,0 %	3,5 %
ROE, con PRII	[...] %	[...] %	[...] %	[...] %

Fuente: autoridades checas

- (130) En relación con el RFR ⁽⁵⁹⁾, las autoridades checas utilizaron medias a dos y veinte años de eurobonos y bonos alemanes a treinta años, así como bonos empresariales europeos AAA a más de diez años ⁽⁶⁰⁾. Chequia afirma que han considerado datos medios contemporáneos y a largo plazo para garantizar la validez del análisis, ya que proporciona una indicación de lo que es el RFR para las perspectivas tanto a corto como a largo plazo ⁽⁶¹⁾. Como resultado de esta decisión, las autoridades checas han elaborado dos supuestos: en uno se tienen en cuenta datos contemporáneos y en el otro, medias a más largo plazo del RFR. Además, Chequia afirma que, tras haber seleccionado eurobonos y bonos alemanes como referencias sustitutivas del RFR, es necesario realizar ajustes para convertir este RFR en un RFR para Chequia, es decir, debe añadirse una prima ⁽⁶²⁾. Esta prima es igual a la prima de riesgo media de Chequia a dos años ⁽⁶³⁾. De este análisis se deriva un RFR del orden del [2-5] %.

⁽⁵⁹⁾ Véanse los escritos de Chequia de 1 de marzo de 2024 y 26 de febrero de 2024.

⁽⁶⁰⁾ En el caso de los eurobonos AAA, el bono a diez años es el que tiene el vencimiento más largo.

⁽⁶¹⁾ Chequia explica que, si bien las medias a corto plazo reflejan de manera más fiel las condiciones imperantes en el mercado y la actitud de los inversores, dada la volatilidad observada en los datos de los bonos de deuda pública, puede que simplemente basar el tipo exento de riesgo en datos volátiles del mercado al contado no sea prudente en proyectos de infraestructuras de muy larga duración, como una central nuclear. Tomar una media a más largo plazo atempera la volatilidad asociada de los datos y puede ofrecer una visión más equilibrada y tener en cuenta la posibilidad de corrección de los mercados (por ejemplo, la reversión a la media). Escrito presentado por Chequia el 9 de enero de 2024.

⁽⁶²⁾ El método utilizado por el regulador checo para establecer el RFR se basa en una cesta de bonos estatales emitidos por Chequia con un vencimiento residual medio a diez años. Estos bonos están denominados en coronas checas. Sin embargo, dado que las finanzas del proyecto de EDU II se cifran en euros, el RFR se basó en bonos públicos europeos y en bonos empresariales de alta calificación.

⁽⁶³⁾ Véase el modelo financiero de Chequia y el escrito presentado por este país el 9 de enero de 2024, que recoge una prima del 0,6 %. Damodaran (julio de 2023), <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly23.xlsx>.

- (131) En relación con la PRM, Chequia presupone una horquilla del [5-7] %⁽⁶⁴⁾. El [...] % es la media del método de Damodaran basado en la permuta de cobertura por incumplimiento crediticio ([...] %) y del método basado en la calificación crediticia ([...] %) ⁽⁶⁵⁾. El [...] % es la media de: a) la cifra del [...] % del profesor Damodaran; y b) el estudio más reciente de la PRM del profesor Fernández, publicado en junio de 2022, que indica una PRM media y mediana del [...] % y del [...] %, respectivamente ⁽⁶⁶⁾.
- (132) En relación con la estimación de la beta ⁽⁶⁷⁾, Chequia consideró las betas de un conjunto comparativo de empresas. Para formar este conjunto, Chequia hizo una lista de empresas europeas de servicios energéticos que cotizaban en bolsa y después filtró dicha lista para dejar principalmente empresas que tuvieran operaciones de energía nuclear en cartera ⁽⁶⁸⁾. De este análisis se obtiene una beta desapalancada de [...] ⁽⁶⁹⁾. Chequia explica que, aunque estas son las empresas más adecuadas para efectuar una comparativa con EDU II, solo proporcionan una estimación indicativa de la beta para un proyecto puramente nuclear y que esta horquilla de betas es conservadora. En particular, Chequia explica que muchas de las empresas comparativas incluidas en esta lista llevan a cabo otras actividades, aparte de las operaciones nucleares. En este sentido, Chequia afirma además que, dado que algunos de los datos reflejan el riesgo asociado a los activos regulados de transporte y distribución (en lugar del riesgo puro de una central nuclear), los datos deben interpretarse con un elemento de juicio. Por este motivo, Chequia alega que es probable que la beta de una central nuclear en la República Checa esté más cerca del extremo superior de la gama de betas de las empresas comparativas ⁽⁷⁰⁾.
- (133) Para estimar la beta de la deuda ⁽⁷¹⁾, Chequia ha considerado oportuno presuponer una estimación cero y una estimación distinta de cero establecida en [...] ⁽⁷²⁾, conforme a las recientes determinaciones reglamentarias efectuadas en los sectores del agua y la energía en el Reino Unido ⁽⁷³⁾. El objetivo de ROE del [9-11] % se calculó a partir de la beta de la deuda establecida en [...].

⁽⁶⁴⁾ Véanse los escritos de Chequia de 1 de marzo de 2024 y 26 de febrero de 2024.

⁽⁶⁵⁾ Estas cifras se han tomado de la base de datos mundial de primas de riesgo de los recursos propios de julio de 2023, desarrollada en Excel por el profesor Aswath Damodaran («Damodaran») de la Universidad de Nueva York (<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly23.xlsx>). Para ello, Damodaran utiliza la prima de riesgo de los recursos propios implícita del índice S&P 500. Una vez definida la prima para un mercado maduro (5 % en esta hoja de datos), Damodaran calcula el diferencial por defecto o la prima de riesgo país correspondiente al país de que se trate. La prima de riesgo de mercado de Chequia viene dada por la suma de la prima de riesgo de los recursos propios del país a largo plazo (5 %) y la prima de riesgo checa (del 0,3 y del 0,9 %). La prima de riesgo país checa se calcula por medio de dos metodologías. La primera metodología, por la que se obtiene una prima del 0,3 %, se basa en el diferencial CDS (sigla inglesa de «permuta de cobertura por incumplimiento crediticio») entre Alemania (0,22 %, en la pestaña *10-year CDS Spreads* del archivo Excel antes mencionado) y Chequia (0,45 %, en la pestaña *10-year CDS Spreads* del archivo Excel antes mencionado), al que se aplica a continuación un factor multiplicador de 1,4, como se muestra en la hoja de datos de Damodaran. La segunda metodología, por la que se obtiene una prima del 0,9 %, se basa en la calificación crediticia de Chequia de Aa3, que da lugar a un diferencial del 0,64 %, al que se aplica a continuación el factor multiplicador de 1,4, como se ha indicado anteriormente.

⁽⁶⁶⁾ Base de datos desarrollada por el profesor Pablo Fernández («Fernández») de la IESE Business School de la Universidad de Navarra. Esta base de datos es el resultado de un estudio realizado por Fernández *et al.* sobre el tipo exento de riesgo y la prima de riesgo de mercado utilizados en 2023 para ochenta países [véase Fernández *et al.* (2023), *Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023*, publicado en SSRN por Pablo Fernández, Diego García de la Garza y Javier Fernández Acín, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4407839].

⁽⁶⁷⁾ Véase el escrito de Chequia de 1 de marzo de 2024.

⁽⁶⁸⁾ Las empresas consideradas son: RWE, ČEZ, Fortum, EDF, Engie, Iberdrola, Uniper, Centrica y Nuclearelectrica. Véase el escrito de Chequia de 27 de febrero de 2024.

⁽⁶⁹⁾ Chequia explica que su análisis aplica el teorema de Modigliani-Miller, que utiliza el universo de evaluación comparativa establecido para obtener una estimación de la beta desapalancada (de los activos) de EDU II. A continuación, este valor se vuelve a apalancar para obtener la estimación correspondiente de la beta apalancada (de los recursos propios) (basada en la hipótesis de la beta con deuda cero). Para estimar la beta desapalancada, Chequia ha basado su análisis en estimaciones semanales a dos y cinco años. En particular, la beta se ha calculado mediante la aplicación del método de Damodaran, que consiste en seleccionar las betas de las empresas homólogas para precios semanales a dos años (con un factor de ponderación del 66,7 %) y precios semanales a cinco años (con un factor de ponderación del 33,3 %). Véase https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm. Véase el escrito de Chequia de 27 de febrero de 2024.

⁽⁷⁰⁾ Escrito de Chequia sobre el ROE de 10 de enero de 2024.

⁽⁷¹⁾ La beta de los activos puede dividirse en beta de los recursos propios (la exposición de los accionistas a un riesgo sistemático) y beta de la deuda (la exposición de los tenedores de bonos a un riesgo sistemático). Al calcular la beta de los activos, las betas de la deuda y de los recursos propios se ponderan según la proporción de deuda y recursos propios en la estructura de capital.

⁽⁷²⁾ Véase el escrito de Chequia de 9 de enero de 2024.

⁽⁷³⁾ La fuente de Chequia es el sector regulado de los servicios de suministro de agua en el Reino Unido, en el que se utiliza una beta de la deuda de 0,15 a 0,05 (véase la metodología final de revisión de los precios aplicada por el regulador del sector del agua, Ofwat, a diciembre de 2022, https://www.ofwat.gov.uk/wp-content/uploads/2022/12/PR24_final_methodology_Appendix_11_Allowed_return.pdf).

- (134) Para estimar el apalancamiento ⁽⁷⁴⁾, Chequia utiliza una cifra del [...] % que refleja la media simple de apalancamiento a lo largo de la vida útil de la central y el objetivo de apalancamiento del proyecto ⁽⁷⁵⁾. Chequia señala que esta hipótesis es conservadora, en primer lugar, en la medida en que la estructura de capital del proyecto prevé el 98 % de deuda y, en segundo lugar, porque el «apalancamiento efectivo» del proyecto se sitúa en una horquilla del 67 al 78 % ⁽⁷⁶⁾.
- (135) En relación con la prima de riesgo importante independiente (PRII), Chequia alegó que las centrales nucleares son grandes proyectos independientes con determinadas características y riesgos singulares en comparación con otros proyectos de generación de electricidad, que deben tenerse en cuenta mediante la inclusión de una PRII en el ROE derivado del CAPM. La estimación del 3-3,5 % de las autoridades checas tendría en cuenta estos riesgos no reflejados en las betas estimadas de los servicios energéticos diversificados ⁽⁷⁷⁾. Sin embargo, habida cuenta de las importantes medidas de mitigación del riesgo introducidas en la estructura financiera y contractual propuesta, incluida la protección del precio de ejercicio a largo plazo, no se ha incluido la PRII en el ROE objetivo.
- (136) A partir de las hipótesis anteriores, Chequia estima una horquilla de ROE objetivo de [...] a [...], sin incorporar la PRII. Chequia sostiene que el ROE objetivo se ha definido como el límite inferior de la horquilla por las siguientes razones: está más cerca del punto medio de la horquilla en las referencias comparativas (véase el considerando 137) y el proyecto tiene un buen perfil de riesgo gracias a la protección de los ingresos y otras medidas de mitigación incluidas en la estructura comercial.
- (137) Con el fin de cotejar su análisis, Chequia compara el objetivo de tipo de rendimiento del proyecto establecido en el [9-11] % con el de las referencias sustitutivas, entre ellas otros proyectos nucleares, grandes proyectos de infraestructuras comerciales, empresas checas de servicios energéticos regulados y empresas *yieldco* británicas. A continuación se recoge un cuadro con estos resultados ⁽⁷⁸⁾.

⁽⁷⁴⁾ En este contexto, el apalancamiento se define como la relación entre deuda y capital, donde el capital es la suma de la deuda y los recursos propios.

⁽⁷⁵⁾ Véase el escrito de Chequia de 21 de marzo de 2024.

⁽⁷⁶⁾ En su escrito de 9 de enero de 2024, Chequia explica que, en la estructura de financiación de EDU II, el nivel de apalancamiento del proyecto varía con el tiempo. Durante la construcción, el apalancamiento es superior al 90 % y disminuye a lo largo de la vida útil del proyecto a medida que se reembolsa la asistencia financiera reembolsable. Chequia explica, además, que la implicación de la variabilidad en el tiempo del apalancamiento de EDU II es que, en el marco del CAPM estándar, el rendimiento de los recursos propios exigido ha de presentar una correlación positiva con el apalancamiento, ya que los inversores en recursos propios tienden a exigir un rendimiento más elevado cuando aumenta el apalancamiento. Como consecuencia de ello, en el marco CAPM se esperaría un ROE variable en el tiempo para reflejar esta dinámica relativa entre el rendimiento de los recursos propios y el apalancamiento efectivo. A continuación, Chequia afirma que, dado que la actual mecánica del modelo financiero presupone que el ROE anual es constante durante toda la vida útil del proyecto, esto no es coherente con la forma en que debe valorarse el ROE, dada la variabilidad en el tiempo del apalancamiento anual de EDU II. Para resolver esta cuestión, sería necesario calibrar un nivel de apalancamiento anual «efectivo» constante a fin de garantizar que 1) se valore con exactitud la evolución de la exposición al riesgo de los recursos propios a lo largo de la vida útil del proyecto de EDU II y 2) se utilice un ROE anual constante en el marco del CAPM coherente con la mecánica actual del modelo financiero. Por lo tanto, una media simple del apalancamiento a lo largo del tiempo no refleja verdaderamente el nivel de riesgo al que está expuesto el proyecto y tampoco el nivel de rendimiento de los recursos propios que exigirían los inversores. Por ejemplo, considerando una media simple de apalancamiento anual del mismo nivel, la exposición al riesgo de los recursos propios del proyecto, que tiene un apalancamiento más elevado durante la fase de construcción, sería mayor que durante la fase de explotación, cuyo apalancamiento es más bajo. Esto se debe a que la fase de construcción conlleva un riesgo significativamente mayor para los inversores en recursos propios que la fase de explotación. En vista de ello, Chequia presentó los tres métodos alternativos como referencias sustitutivas del apalancamiento efectivo que se utiliza en la estimación del ROE. Estos métodos alternativos se detallaron en los escritos de Chequia de 9 de enero de 2024 y 8 de noviembre de 2023.

⁽⁷⁷⁾ Véase el escrito de Chequia de 9 de enero de 2024.

⁽⁷⁸⁾ Véase el escrito de Chequia de 9 de enero de 2024.

Cuadro 3

Referencias comparativas de Chequia ⁽⁷⁹⁾

Referencia comparativa	Apalancamiento (%)	ROE apalancado (%)
Proyectos de generación nuclear		
Hinkley Point C ⁽¹⁾	n.d.	11,0 a 11,5
Paks II ⁽²⁾	40,0 a 50,0	10,9 a 12,5
Grandes proyectos de infraestructuras comerciales		
Hulla alemana ⁽³⁾	60,0	11,0
TGCC alemana ⁽³⁾	60,0	10,0
Energía eólica marina ⁽⁴⁾		7,0 a 9,0
Controles de precios reglamentarios de Chequia ⁽⁵⁾		
Distribución y transporte de electricidad (2021-2025)	48,9	7,9
Distribución y transporte de gas (2021-2025)	48,9	7,8
Empresas <i>yieldco</i> británicas ⁽⁶⁾	34,0 a 65,0	7,2 a 11,0

⁽¹⁾ Véase la Decisión de la Comisión, de 8 de octubre de 2014, relativa a la medida de ayuda SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que el Reino Unido tiene previsto ejecutar en favor de la central nuclear de Hinkley Point C.

⁽²⁾ Véase la Decisión de la Comisión, de 6 de marzo de 2017, sobre la medida/el régimen de ayudas/la ayuda estatal SA.38454 — 2015/C (ex 2015/N) que Hungría tiene previsto ejecutar en apoyo de la construcción de dos nuevos reactores en la central nuclear Paks II.

⁽³⁾ Fraunhofer ISE (2021), *Levelised cost of electricity renewable energy technologies* [Coste normalizado de la electricidad generada por las tecnologías de energía renovable], <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>.

⁽⁴⁾ World Forum Offshore Wind (2022), *Financing Offshore Wind* [Financiación de la energía eólica marina], WFO_FinancingOffshoreWind_2022.pdf (wfo-global.org).

⁽⁵⁾ ERÚ (2020), página 154, (<https://www.eru.cz/en/price-control-principles-2021-2025-regulatory-period-electricity-and-gas-industries-and-market>). ERÚ (2020), página 154, (<https://www.eru.cz/en/price-control-principles-2021-2025-regulatory-period-electricity-and-gas-industries-and-market>).

⁽⁶⁾ Chequia informa de que las *yieldco* son una clase de activos de empresas cotizadas que se centran en activos operativos de energías renovables. Seis empresas consideradas de junio de 2022 a junio de 2023, dos de las cuales habían publicado informes en 2023 e indicaban el apalancamiento correspondiente y los valores de ROE apalancados. El apalancamiento del límite inferior se tomó del rendimiento de la cartera, y el límite superior se refiere al máximo permitido en el marco de su política de inversión. Apalancamiento de TRIG: <https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/08/TRIG-H1-2023-Interim-Results-Presentation.pdf>; ROE apalancado de TRIG: <https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/02/TRIG-2022-Annual-Report.pdf>; Apalancamiento y ROE apalancado de UKW: https://www.greencoat-ukwind.com/~media/Files/G/GreenCoat-UKWind/documents/Results/2911%20Greencoat%20Interim%20Report_CL.pdf.

Fuente: escrito de las autoridades checas de 9 de enero de 2024.

- (138) Chequia afirma que las conclusiones de esta comparación indican que las estimaciones de ROE para la central propuesta en Dukovany son coherentes con las de otras centrales nucleares y proyectos de infraestructuras energéticas. Chequia afirma, además, que cabe prever que el ROE de EDU II sea superior al de las demás centrales nucleares recientes, entre otras cosas, debido al mayor apalancamiento de EDU II. El ajuste de los rendimientos regulados de las empresas de servicios energéticos en Chequia teniendo en cuenta las diferencias en la correlación riesgo/beneficio (es decir, incorporando la PRII del 3-3,5 %) dará lugar a un rendimiento comparable ⁽⁸⁰⁾.

⁽⁷⁹⁾ Chequia observa, además, que los resultados están en general de acuerdo con el análisis de riesgos, por el que los proyectos nucleares se sitúan en el extremo superior del espectro de riesgo y, en consecuencia, presentan un alto nivel de rendimiento, las referencias comparativas nucleares se solapan con la horquilla de ROE estimada, y los controles de precios reglamentarios de Chequia registran rendimientos relativamente estables a lo largo de los períodos de control de 2021-2025. Esta es una de las referencias comparativas más bajas y coincide con la categorización de riesgo «bajo» del ejercicio de análisis de riesgos. Además, dos de los proyectos comparativos alemanes de generación de electricidad (hulla y TGCC) tienen unos niveles de rendimiento de los recursos propios que están en la línea y ligeramente por debajo de los proyectos de generación nuclear, debido principalmente a que el riesgo de construcción y explotación es significativamente menor. Véase el escrito de Chequia de 9 de enero de 2024.

⁽⁸⁰⁾ Escrito de Chequia de 9 de enero de 2024.

- (139) Las autoridades checas concluyen que el objetivo de TRI de los recursos propios del [9-11] % es adecuado habida cuenta del riesgo de mercado y de las medidas de mitigación asociadas. Chequia afirma, asimismo, que el objetivo de ROE del [9-11] % se corresponde con la estructura financiera propuesta para el proyecto, en la que EDU II es la responsable de las actividades previas a la construcción, la construcción es financiada por el préstamo del Estado y existe un contrato de compra garantizada a cuarenta años ⁽⁸¹⁾.
- (140) Además, las autoridades checas explican que, al aplicar un supuesto realista del 10 % de sobrecostos causados por motivos no legítimos, el TRI de los recursos propios se reduciría al [...] %.

3.6.5.2. Coste de la deuda

- (141) Chequia explica que el coste de la asistencia financiera reembolsable durante la construcción y el período de garantía es del 0 % anual, mientras que durante las operaciones comerciales será igual a los costes de financiación de la deuda del Estado más el 1 %, pero no menos del 2 % anual. Además, Chequia explica que, a la luz de los recientes movimientos de los costes de endeudamiento del Estado, así como de la inflación, el coste de la deuda es del 3,5 % durante las operaciones ⁽⁸²⁾. Chequia calcula que el coste de la deuda («COD») del proyecto es igual al [2-4] % ⁽⁸³⁾.

3.6.5.3. Tipo de rendimiento total

- (142) Chequia se basó en la siguiente fórmula clásica del CMPC ⁽⁸⁴⁾:

$$WACC = CoE \times \left(1 - \frac{D}{D + E}\right) + CoD \times \left(\frac{D}{D + E}\right)$$

Donde:

- 1) COE es la sigla inglesa de «coste de los recursos propios», o el rendimiento de los recursos propios del [9-11] %, que se analiza en la sección 3.6.5.1;
- 2) COD es la sigla inglesa de «coste de la deuda» del [2-4] %, que se analiza en la sección 3.6.5.2; y
- 3) $\left(\frac{D}{D + E}\right)$ es el coeficiente de apalancamiento del proyecto del [...] %, que se analiza en la sección 3.6.5.1.

⁽⁸¹⁾ Escrito de Chequia de 9 de enero de 2024.

⁽⁸²⁾ Chequia explica que el coste de la deuda del 3,5 % se estimó utilizando datos recientes de la curva de rendimientos de los bonos de deuda pública de Chequia. Utilizando una aproximación lineal entre las cotizaciones disponibles a veinte y cincuenta años, el tipo a treinta años pertinente es del 4,04 % en coronas checas. Dado que el Gobierno checo no tiene obligaciones a largo plazo en EUR, para calcular el tipo de interés fijo se calculó un tipo de interés pertinente en EUR utilizando cotizaciones de precios con los tipos de cambio a plazo de CZK/EUR. Sobre la base de este análisis, el tipo fijo pertinente en EUR es de alrededor del 2,5 %. La adición del citado margen del 1 % da como resultado un coste estimado de la deuda del 3,5 %. Véanse los escritos de Chequia de 1 y 7 de marzo de 2024.

⁽⁸³⁾ Véase el escrito de Chequia de 7 de marzo de 2024. Con posterioridad al contrato de compra, Chequia explica que el proyecto podría aumentar la deuda comercial de 2081 a 2095 por un importe de 304 millones EUR (es decir, el 3 % de la RFA) para reflejar la expectativa de que el inversor intentaría refinanciar el proyecto al finalizar el contrato de compra con el fin de gestionar su cartera de activos de manera más eficiente. Es previsible que se contraiga deuda comercial después del período de vigencia del contrato de compra a un coste del 5,5 %. Esta cifra se estimó utilizando como referencia el coste de la deuda correspondiente a la RFA (es decir, el 3,5 %). Dada la plena exposición a los precios de mercado hacia el final de la vida útil del proyecto, al 3,5 % se le sumó un margen del 2 % a fin de estimar el coste de la deuda comercial en esa fase. Véase también el modelo financiero de Chequia.

⁽⁸⁴⁾ Véanse los escritos de Chequia de 13 de octubre de 2023 y 1 de marzo de 2024.

- (143) Con esta fórmula se obtiene un CMPC del [4,5-7] %. Chequia explica que en su fórmula del CMPC no se tiene en cuenta ningún efecto de escudo fiscal porque todos los efectos fiscales se reconocen en el modelo financiero y se reflejan en los flujos de caja utilizados para calcular las ratios del modelo financiero ⁽⁸⁵⁾. Sin embargo, si se incluyera el efecto de escudo fiscal y se aplicase su tipo impositivo efectivo del 21 %, el CMPC sería del [4-7] % ⁽⁸⁶⁾.

3.6.6. Ingresos y costes del proyecto

- (144) Como se explica en la sección 3.6.2, el modelo financiero presentado por Chequia se basa en varias hipótesis relativas a las expectativas de precios de mercado, la disponibilidad de la central, los costes de construcción, los costes de explotación y los costes de clausura y otras hipótesis pertinentes, como las relativas a las inversiones en activo fijo y la financiación del proyecto.
- (145) Los ingresos de la central eléctrica se calculan teniendo en cuenta las previsiones de precios de mercado y presuponiendo un funcionamiento limitado de seguimiento de la carga, según el cual la central ajusta su producción de energía —dentro de determinadas limitaciones técnicas y teniendo en cuenta los precios horarios del mercado al contado— según los incentivos financieros que ofrece la fórmula de remuneración descrita en el considerando 88.
- (146) Las autoridades checas explicaron que la capacidad de seguimiento de la carga de la central estará determinada por limitaciones técnicas, que dependerán en parte de la tecnología seleccionada. En la modelización del despacho de la central en respuesta a los precios de mercado, la hipótesis de Chequia es que la central cumplirá, como mínimo, los requisitos europeos relativos a los servicios públicos aplicables a las centrales nucleares que operan con reactores de agua ligera. ⁽⁸⁷⁾ Si las capacidades técnicas de la central superan esos requisitos mínimos, esto se reflejará en las hipótesis de ingresos utilizadas para calcular el precio de ejercicio tras la celebración del contrato de instalación llave en mano. Esta mayor flexibilidad permitiría optimizar mejor el seguimiento de la carga y, por tanto, tendría un efecto a la baja en el precio de ejercicio.
- (147) Para realizar las estimaciones centrales de los precios de mercado, Chequia se basó en las hipótesis comerciales de ČEZ relativas a la evolución de los precios medios anuales del mercado eléctrico de la República Checa entre 2035 y 2050. En relación con el período 2051-2096, que abarca toda la vida útil prevista de la central, las autoridades checas presuponen que los precios de mercado disminuirán gradualmente a un ritmo constante del [...] % anual, a fin de reflejar la expectativa de que los precios de mercado tenderán a bajar a largo plazo debido al aumento de las fuentes de energía renovables en el sistema. Sin ajustes por inflación, la hipótesis central de precios de mercado comienza en [...] EUR/MWh en 2036, baja a [...] EUR/MWh hasta 2050 y posteriormente disminuye gradualmente hasta [...] EUR/MWh en 2076 y [...] EUR/MWh en 2096.
- (148) Las autoridades checas han presentado análisis de sensibilidad a los precios en el marco del modelo financiero, con la ayuda de nuevos supuestos en los que se parte de unas expectativas de precios medios anuales constantes con una horquilla de – 10 a 150 EUR/MWh. En los supuestos con precios de mercado de – 10 EUR/MWh, 10 EUR/MWh y 20 EUR/MWh, esperan que la central cierre cuando expire el contrato de compra. En la horquilla de todos los supuestos de sensibilidad a los precios, las autoridades checas estiman que la horquilla de precios de ejercicio necesaria para alcanzar el objetivo de rendimiento de los recursos propios del [9-11] % a lo largo de la vida útil del proyecto oscila entre [50-80] EUR/MWh y [75-90] EUR/MWh. Si se presupone un precio de ejercicio fijo de [65-80] EUR/MWh (en términos reales de 2020), el TRI de los recursos propios previsto con arreglo a los diferentes cálculos de sensibilidad sería del [...] % antes del reparto de beneficios a lo largo del período contractual, del [...] % antes del reparto de beneficios a lo largo de la duración del proyecto y del [...] % después del reparto de beneficios a precios de mercado de 150 EUR/MWh, del [...] % tanto antes como después del reparto de beneficios a 40 EUR/MWh, del [...] % tanto antes como después del reparto de beneficios a 20 EUR/MWh y del [...] % tanto antes como después del reparto de beneficios tanto a 10 EUR/MWh como a – 10 EUR/MWh.

⁽⁸⁵⁾ Chequia explica que este método es diferente del método de financiación empresarial, por el que la valoración se realiza sobre el flujo de caja libre para la empresa, y que el ajuste del escudo fiscal en el CMPC [de modo que el COD se multiplica por un factor de (1-t), donde la t es el tipo impositivo] es necesario para reflejar las implicaciones de la estructura financiera en los impuestos, que no se reflejan directamente en el modelo. Por lo tanto, este ajuste no es aplicable al modelo de financiación del proyecto utilizado en este caso. Véase el escrito de Chequia de 21 de febrero de 2024.

⁽⁸⁶⁾ Véanse el escrito de Chequia de 1 de marzo de 2024 y el modelo financiero de Chequia.

⁽⁸⁷⁾ Disponible para miembros en <https://europeanutilityrequirements.eu/>.

- (149) Como se explica en el considerando 145, Chequia elaboró un modelo de ingresos anuales que calcula los ingresos de la central eléctrica por cada hora de funcionamiento sobre la base de los precios horarios de mercado estimados y presuponiendo que se optimiza la producción en respuesta a las señales de precios del mercado, teniendo también en cuenta el mantenimiento planificado y no planificado. Las curvas de precios horarios se establecieron sobre la base de la volatilidad de los precios a lo largo del ejercicio de 2035 según el supuesto central de precios de ČEZ, que se aplicó a las previsiones anuales de precios a lo largo de la vida del activo. A continuación, para cada curva de precios horarios, se calculan los ingresos de la central utilizando la fórmula de remuneración descrita en la sección 3.6.1, presuponiendo que la producción se optimiza en respuesta a las señales del mercado con arreglo a la capacidad técnica de la central.
- (150) Chequia estimó la incidencia en la rentabilidad de la central presuponiendo el funcionamiento con seguimiento de la carga antes descrito, en comparación con un supuesto de explotación sin seguimiento de la carga en el que la producción se mantiene a una disponibilidad media anual del [75-100] % de la capacidad de la central. Con el seguimiento de la carga, las autoridades checas estiman que la central eléctrica funciona con una disponibilidad media del [70-90] % de su capacidad (que resulta de la reducción prevista de la producción al 75 % en períodos en que los precios de mercado p son inferiores a los costes c), registrándose una media del 101,24 % de los ingresos y del 96,59 % de los costes que la central eléctrica habría registrado sin seguimiento de la carga durante la vida útil del proyecto. Las autoridades checas subrayan que el resultado del análisis se debe en gran medida al perfil de los precios de mercado supuestos, que son de naturaleza hipotética, y que solo pueden considerarse indicadores teóricos del rendimiento de la planta.
- (151) La fórmula de remuneración descrita en el considerando 88 proporciona a EDU II unos ingresos estables con independencia de las condiciones medias del mercado durante el período de vigencia del contrato de compra (2038-2078).
- (152) Dado que, en el momento de adoptarse la presente Decisión, no se conoce el resultado de la licitación de la instalación llave en mano, Chequia presentó estimaciones indicativas de costes basadas en la evaluación comparativa y en la información publicada sobre el desarrollo del diseño y el funcionamiento de las centrales existentes. Chequia reconoce que la fiabilidad de las predicciones de costes es limitada, ya que no existen en Chequia proyectos precedentes recientes que sean susceptibles de comparación directa y el trabajo de diseño aún no está suficientemente detallado. Sin embargo, Chequia sostiene que cabe esperar que la licitación para seleccionar al contratista de la instalación llave en mano se resuelva con la solución económicamente más ventajosa, que debería minimizar los costes.
- (153) En el supuesto de base, las inversiones totales en activo fijo, es decir, los costes de construcción («coste instantáneo»), se estiman en [...] EUR/kW, lo que corresponde a [...] 000] millones EUR a precios reales de 2020 (y [...] 000] millones EUR a precios nominales).
- (154) Además, Chequia sostiene que, dada la complejidad y las especificidades técnicas de las centrales nucleares, no es infrecuente que los costes de construcción sean mucho más elevados de lo previsto inicialmente. Chequia señaló que, en el peor de los casos, si se produjeran sobrecostes similares a los contraídos en relación con las centrales nucleares de Vogtle (EE. UU.) y Hinkley Point C (Reino Unido), los costes instantáneos del proyecto podrían elevarse a [14 000-15 000] EUR por kW, es decir, [17 000-18 000] millones EUR (a precios reales de 2023).
- (155) Las estimaciones de los costes variables de explotación incluyen los costes de combustible, las tasas de gestión de residuos abonadas al Estado, los costes de operación y mantenimiento sin contar los costes de combustible, y un requisito de dotación regular de provisiones para los gastos de clausura. En total, las autoridades checas estiman los costes variables de explotación en aproximadamente [10-15] EUR/MWh (estimándose los costes de adquisición de combustible en [...] EUR/MWh, los costes de clausura y gestión de residuos en [...] EUR/MWh y los costes variables de operación y mantenimiento en [...] EUR/MWh). Los costes variables de explotación se utilizan como variable de partida (c) en la fórmula de remuneración del contrato de compra y con el fin de estimar el funcionamiento con seguimiento de la carga sobre la base de los precios horarios del mercado al contado.
- (156) Los costes totales de explotación según el modelo financiero cubren también los costes del ciclo de vida en curso de [...] EUR/MWh, que son, según las autoridades checas, costes de sustitución y renovación importante de componentes de la central eléctrica, pero no incluyen los costes de prolongación de la vida útil. Además, los costes de explotación previstos en el modelo financiero cubren unos costes de explotación fijos de [10-20] EUR/MWh, que incluyen, según las autoridades checas, sueldos y salarios, servicios adquiridos, seguros e impuestos, comisiones, gastos de inspección y revisión, gastos de clausura y costes diversos.

- (157) A fin de reflejar la incidencia del seguimiento de la carga en los costes, las autoridades checas han sumado unos costes de explotación de [...] EUR/MWh. Según las autoridades checas, los costes adicionales relacionados con el seguimiento de la carga en las centrales nucleares cubren el incremento de la complejidad operativa, el mantenimiento y la eficiencia en el uso de combustible, mientras que dependen de factores como el diseño específico de la central nuclear, su antigüedad, el entorno normativo en el que opera y sus prácticas de explotación. La hipótesis actual de [...] EUR/MWh representa una perspectiva inicial y se revisará tras la licitación de la instalación llave en mano y en el marco de las revisiones periódicas.
- (158) Una vez concluida la licitación de la instalación llave en mano, Chequia actualizará determinadas hipótesis de costes descritas anteriormente (véase el anexo). En concreto, el coste instantáneo, los costes variables de explotación (costes de combustible, costes de operación y mantenimiento, costes de clausura y gestión de residuos), los costes del ciclo de vida, los costes de explotación fijos, los costes de seguimiento de la carga y las hipótesis de disponibilidad se actualizarán y utilizarán en el modelo financiero para calcular el precio de ejercicio inicial.
- (159) Durante las revisiones periódicas, pueden actualizarse determinadas hipótesis (es decir, ajustarse al alza o a la baja), incluidas las hipótesis de inflación, los costes variables de explotación, los costes del ciclo de vida, los costes de explotación fijos, los costes de seguimiento de la carga y las estimaciones de rentabilidad del seguimiento de la carga (véase el anexo). La revisión será supervisada por un tercero independiente, que previsiblemente será la Oficina Reguladora de la Energía de Chequia.
- (160) Además, algunas hipótesis pueden actualizarse por motivos legítimos, según se explica en la sección 3.8.

3.6.7. Control de la sobrecompensación

- (161) Como se explica en la Decisión de incoación, las autoridades checas propusieron inicialmente un mecanismo de control de la sobrecompensación consistente en repartir beneficios en función de un objetivo de ROE fijado en el umbral del [9-11] % y con un factor de reparto de 50:50.
- (162) A raíz de los cambios propuestos en la medida 1, en particular habida cuenta de la reducción de la duración del contrato de compra de sesenta a cuarenta años, que, en opinión de Chequia, expone al beneficiario al riesgo de variación de los precios de mercado durante los veinte últimos años de vida del activo, las autoridades checas sostienen que sería adecuado establecer un mecanismo de reparto de beneficios en función del rendimiento de los recursos propios ligeramente modificado, ya que reflejaría con más precisión la mayor exposición del beneficiario al riesgo de variación de los precios de mercado tras la expiración del contrato de compra. Por lo tanto, gracias a este mecanismo de reparto de beneficios:
- a) Cualquier beneficio por encima del nivel de ROE del [9-11] % (financiación nominal, después de impuestos y precomercial) se repartirá entre el beneficiario y la EFE a partes iguales, a lo largo de un período de cuarenta años que comenzará en la fecha de puesta en servicio de la central.
 - b) Cualquier beneficio por encima del nivel de ROE del [9-11] % (financiación nominal, después de impuestos y precomercial) se repartirá entre el beneficiario y la EFE en una proporción de 60:40, a lo largo de un período de veinte años inmediatamente posterior al período de cuarenta años antes mencionado.
- (163) Chequia explicó que los rendimientos reales del proyecto se evaluarán a intervalos quinquenales a lo largo de su vida útil para comprobar si se han registrado beneficios excedentarios. Esta evaluación se llevará a cabo i) en primer lugar, una vez finalizado el ejercicio financiero en el que entre en vigor la licencia obtenida para la explotación de la central nuclear o, si es anterior, después del final del ejercicio inmediatamente anterior a que se cumplan cinco años desde que se comenzó a suministrar electricidad de la central a la red (la «revisión inicial de la sobrecompensación») y ii) a partir de entonces, con periodicidad quinquenal (una «revisión posterior de la sobrecompensación») hasta que el proyecto cese las operaciones comerciales.
- (164) La evaluación se basará en la versión más reciente del modelo financiero actualizado de conformidad con las cifras reales de ingresos y costes al final del ejercicio financiero anterior a la evaluación («la fecha de evaluación»).

- (165) La evaluación determinará si los rendimientos reales de los recursos propios («el TRI de los recursos propios real») superan un umbral de TRI de los recursos propios («el umbral de TRI de los recursos propios con sobrecompensación»). El TRI de los recursos propios real será el tipo de rendimiento alcanzado al precio de ejercicio y con los ingresos de mercado y otros parámetros de la fórmula de remuneración aplicables en la fecha de evaluación. En la determinación del TRI de los recursos propios real se tomará como base el rendimiento real del proyecto desde el inicio de este hasta el momento de la evaluación respectiva. No tendrá en cuenta los flujos de caja previstos hasta el final de las operaciones. El umbral de TRI de los recursos propios con sobrecompensación se ha fijado *ex ante* en un valor del [9-11] % a lo largo de la vida útil del proyecto (es decir, durante y después del período de compra garantizada previsto en el contrato de compra).
- (166) Si el TRI de los recursos propios real excede el umbral de TRI de los recursos propios con sobrecompensación, se considera que se ha producido dicha sobrecompensación (una «incidencia de sobrecompensación de los recursos propios»). En caso de incidencia de sobrecompensación de los recursos propios, se reembolsará al Estado y a ČEZ un importe a tanto alzado en efectivo («importe de sobrecompensación de los recursos propios»). El abono de un importe de sobrecompensación de los recursos propios se efectuará únicamente justo después de una revisión de sobrecompensación, y no en el ejercicio en que se haya producido la sobrecompensación.
- (167) Si se considera que se ha producido una incidencia de sobrecompensación de los recursos propios, el importe de sobrecompensación se calculará de la forma siguiente:
- (168) El primer paso consiste en cuantificar ese importe en efectivo en una cifra igual a la diferencia entre el TRI de los recursos propios real y el TRI de los recursos propios con sobrecompensación, teniendo en cuenta el calendario de los flujos de caja y sin contar ningún importe de sobrecompensación de los recursos propios anteriormente abonado al Estado.
- (169) El segundo paso consiste en multiplicar este importe por el coeficiente de reparto para determinar el pago que se abona al beneficiario, y el saldo se abona al Estado. Además, Chequia confirmó que los ajustes de sobrecompensación pueden realizarse a través de un pago a tanto alzado o de un ajuste del precio de ejercicio del contrato de compra.

3.7. Medida 2: Préstamo del Estado (la RFA)

- (170) Chequia tiene la intención de conceder un préstamo estatal, la RFA, para financiar la fase 2 (desarrollo del proyecto) y la fase 3 (construcción). Chequia sostiene que la inversión en activo fijo prevista para las fases 2 y 3 en el supuesto de base es de [...] millones EUR (nominales, a precios de 2020). Dicho esto, Chequia también presentó supuestos basados en una mayor inversión en activo fijo. Sobre la base de proyectos nucleares precedentes con el mayor coste de finalización (es decir, Vogtle y HPC), la inversión en activo fijo para las fases 2 y 3 se ha estimado en [17 000-18 000] millones EUR (en valores reales de 2023). El importe exacto del préstamo se definirá sobre la base del resultado de la licitación y la firma del contrato de instalación llave en mano para financiar el desarrollo del proyecto.
- (171) Chequia sostiene que la concesión de un préstamo tiene las siguientes ventajas en comparación con la concesión de una garantía estatal sobre un préstamo obtenido en el mercado. *En primer lugar*, la RFA elimina el riesgo de que no exista un mercado comercial en el que se pueda conseguir financiación para el proyecto. *En segundo lugar*, la RFA ofrece una solución más oportuna que un instrumento de préstamo comercial para organizar el paquete financiero global. *En tercer lugar*, la RFA implicaría un menor coste de la deuda, habida cuenta de que el préstamo vendría directamente del Estado, así como unas comisiones más bajas en relación con la organización y el compromiso de financiación a lo largo de todo el período de construcción. Además, las autoridades checas explicaron que, dada la gran magnitud de la deuda y la aversión del mercado al riesgo de los proyectos nucleares, el mayor coste de los préstamos que pudieran obtenerse en el mercado haría que el precio de ejercicio del contrato de compra fuera más elevado. Por otra parte, las autoridades checas indicaron que el Estado tiene más flexibilidad que los prestamistas del mercado a la hora de decidir el importe final de la financiación y que esta flexibilidad es necesaria dado que aún no se ha concluido la instalación llave en mano.

- (172) Se espera que la RFA cubra el 100 % de los costes correspondientes a las fases 2 y 3 (véase el considerando 67). La RFA estará garantizada por activos de EDU II y no se recurrirá a ČEZ ni este avalará la RFA. El beneficiario pagará un tipo de interés del 0 % durante la fase de construcción del proyecto ⁽⁸⁸⁾. Posteriormente, el tipo de interés anual corresponderá al coste de la deuda estatal determinado por el Ministerio de Hacienda en forma de porcentaje para el ejercicio de que se trate y aumentado en 1 punto porcentual, pero no inferior al 2 % anual ⁽⁸⁹⁾. La RFA finalizará en el momento en que finalice el proceso de licitación del contrato de instalación llave en mano.
- (173) La RFA estará disponible para utilizarse a partir de la fecha en que surtan efectos el contrato de compra, el acuerdo de inversión y la RFA. La disposición de fondos se producirá periódicamente (por ejemplo, anualmente) en consonancia con el presupuesto actualizado de EDU II.
- (174) La RFA se amortizará sobre la base de hitos, fases y cambios previstos en el proyecto a lo largo de treinta años. La amortización de la RFA comenzará con la concesión de la licencia de conformidad con la Ley Atómica. Hasta ese momento, en el período previo al inicio de la amortización, se creará una reserva para el servicio de la deuda destinada exclusivamente a la amortización y el pago de intereses de la RFA («la reserva para el servicio de la deuda») y, posteriormente, EDU II mantendrá dicha reserva durante el período de amortización y la utilizará exclusivamente para la amortización de la RFA y el pago de intereses en caso de falta de liquidez. Si no se utiliza durante el período de amortización, la reserva de servicio de la deuda se consumirá para atender los pagos de las últimas cuotas e intereses.
- (175) En caso de que EDU II notifique al Estado que es preciso suspender la amortización de la RFA a fin de evitar que el proyecto entre en impago financiero ⁽⁹⁰⁾ y que EDU II ha agotado la reserva para el servicio de la deuda y que ČEZ no ha incumplido sus obligaciones de compromiso de recursos propios ⁽⁹¹⁾ (una «comunicación de suspensión»), la amortización de la RFA y el pago de intereses se suspenderán durante el período que sea necesario para evitar el impago financiero.
- (176) Se permitirá el pago anticipado voluntario de la RFA o su refinanciación con arreglo a las condiciones de la RFA.
- (177) En caso de cambio de control sobre EDU II, esta vendrá obligada a reembolsar el importe del préstamo más los intereses en el plazo especificado en la decisión relativa a la RFA, a menos que el Estado checo adquiera todas las acciones de EDU II.
- (178) EDU II tendrá derecho a distribuir dividendos desde el inicio del contrato de compra de conformidad con los parámetros acordados y con sujeción al pago previo de las cuotas de reembolso de la RFA vencidas. EDU II también podrá pagar a ČEZ con cargo a su flujo de caja libre a través de otros canales (por ejemplo, mediante pagos en concepto de deuda con los accionistas o deuda interempresa realizados por EDU II a ČEZ).
- (179) Hasta que reembolse íntegramente la RFA (incluidos los intereses vencidos), EDU II no podrá efectuar distribuciones o pagos de ningún tipo ni a ČEZ ni a ningún miembro del Grupo ČEZ, a excepción de los pagos destinados a la remuneración de los suministros o servicios intragrupo necesarios para EDU II o para la operación y el mantenimiento de la central. Sin embargo, en la medida en que se especifique en la RFA, si EDU II participa en algún tipo de centralización de tesorería del Grupo ČEZ, la frase precedente no supondrá una prohibición o limitación de que EDU II realice o reciba pagos en relación con dicha centralización de tesorería.
- (180) Por último, si se produjeran sobrecostes, no cabe descartar que el reembolso de la RFA pueda en parte requerir una refinanciación a través de préstamos privados obtenidos en el mercado. En este supuesto, el reembolso del coste de inversión ya no estaría directamente vinculado al período de la RFA.

⁽⁸⁸⁾ Este tipo de interés se aplicará hasta la concesión de la licencia de explotación de la central. Véanse el artículo 9, apartado 1, letra f), y el artículo 4, apartado 2, de la Ley Atómica (la explotación de una instalación nuclear).

⁽⁸⁹⁾ Este tipo de interés se aplicará tras la concesión de la licencia para la explotación de la central por parte del beneficiario. Véanse el artículo 9, apartado 1, letra f), y el artículo 4, apartado 2, de la Ley Atómica (la explotación de una instalación nuclear).

⁽⁹⁰⁾ El concepto de «impago financiero» se define en el apartado 6 de la hoja de condiciones del acuerdo de inversión.

⁽⁹¹⁾ Según la hoja de condiciones del acuerdo de inversión, las obligaciones de compromiso de recursos propios de ČEZ se refieren a su obligación de proporcionar la financiación contingente acordada para el proyecto mediante la transmisión de acciones hasta un límite máximo total de 1 950 millones EUR.

3.8. Medida 3: Mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos

- (181) La tercera medida de ayuda al proyecto es una medida de protección para la recuperación de costes por parte de ČEZ en caso de que Chequia decida modificar su política nacional en materia de energía nuclear o no conceder las medidas 1 o 2, o en caso de que se produzcan motivos legítimos («mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos») ⁽⁹²⁾.
- (182) El mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos consiste en una opción de venta ⁽⁹³⁾ para ČEZ o una opción de compra ⁽⁹⁴⁾ para el Estado en el caso de que se produzcan determinadas circunstancias. Esta medida está recogida en un contrato celebrado entre las autoridades checas y ČEZ y EDU II, junto con la obligación de ČEZ de proporcionar financiación para el proyecto mediante recursos propios.
- (183) Hasta la firma del contrato de inversión, el primer contrato de ejecución establece el marco de cooperación en relación con el proyecto, en particular el mecanismo de protección frente a cambios normativos o estratégicos para la fase 1 del proyecto. En concreto, el primer contrato de ejecución fija los procedimientos y las modalidades de renegociación de las condiciones del contrato, si se dan motivos legítimos, y de la venta de acciones al Estado por motivos legítimos durante la fase 1 del proyecto. El primer contrato de ejecución detalla las modalidades de los acuerdos de adquisición de acciones con el fin de garantizar que la operación sea neutra para ambas partes (por ejemplo, garantizando que el precio de adquisición corresponda a los fondos invertidos en EDU II, que no haya transferencias de ingresos de EDU II a ČEZ, etcétera).
- (184) Las autoridades checas explican que el precio de adquisición en caso de venta de todas las acciones al Estado hasta el final de la fase 1 se ha fijado en 4 509 591 000 CZK, con un posible complemento por motivos legítimos no superior a 200 000 000 CZK, correspondiente al importe total de las aportaciones de capital que realizará ČEZ. En otro contrato, las partes han establecido las condiciones en las que estos importes incluirán el rendimiento económico de la inversión y las condiciones en las que no lo harán. Como norma general, si el proyecto se cancela por motivos legítimos, ČEZ también tendrá que obtener un rendimiento de la inversión.
- (185) Además, las autoridades checas explican que el mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos garantizará la protección de EDU II en relación con hechos que escapen a su control (por ejemplo, en caso de «motivos legítimos» ⁽⁹⁵⁾), tal como se establece en el contrato de compra (véase el considerando 104). En concreto, en el caso de motivos legítimos que impidan o retrasen el cumplimiento de EDU II con sus obligaciones legales, esta quedará excusada de tal incumplimiento o retraso. Del mismo modo, si un motivo legítimo provoca retrasos en la ejecución del proyecto, la fecha prevista de puesta en servicio se prorrogará día a día. Por último, EDU II tendrá derecho a una compensación económica en caso de que se produzca un motivo legítimo.
- (186) Las autoridades checas explican que el objetivo de esta medida es minimizar el importe de la ayuda necesaria en el momento de determinar el precio de ejercicio mediante la creación de un marco aceptable de asignación del riesgo. La incidencia de esta medida es limitar el riesgo para el inversor y, al mismo tiempo, reducir la horquilla de rendimiento de la inversión. El objetivo es proteger a EDU II frente a determinados riesgos (véase el anexo de la Decisión de incoación). Al mismo tiempo, EDU II asumirá el riesgo de sobrecostes del proyecto por motivos

⁽⁹²⁾ Véase una definición de motivos legítimos en el considerando 104.

⁽⁹³⁾ La «opción de venta» se refiere al derecho de ČEZ a vender al Estado todas las acciones de EDU II en caso de que se produzcan determinados acontecimientos.

⁽⁹⁴⁾ La «opción de compra» se refiere al derecho del Estado checo a comprar a ČEZ todas las acciones de EDU II en caso de que se produzcan determinados acontecimientos.

⁽⁹⁵⁾ Por «motivos legítimos» se entienden los hechos y circunstancias especificados en el contrato de compra (y ya recogidos en el primer contrato de ejecución) que están relacionados con cambios en las condiciones de la RFA, retrasos en la decisión final de inversión por parte del Gobierno checo, la adopción, modificación o derogación de cualquier ley o reglamentación aplicable relacionada con el proyecto, el incumplimiento de obligaciones específicas por parte del Estado o entidades estatales que causen problemas en el proyecto y en infraestructuras y redes, los requisitos del Estado relacionados con sus intereses de seguridad nacional y sus implicaciones conexas, etcétera.

distintos de los motivos legítimos. Las autoridades checas han realizado una descripción general de los cambios que se aceptarían como motivos legítimos. Entre ellos se incluyen cambios en los parámetros de cálculo del precio de ejercicio en función de los resultados de la licitación de la instalación llave en mano (en lo que se refiere a los costes del capital, la duración de los períodos de construcción, los períodos de disponibilidad ⁽⁹⁶⁾, los costes de operación y mantenimiento, consumo de combustible y ciclo de vida ⁽⁹⁷⁾, y la capacidad y las características técnicas de la instalación) o de la finalización de la RFA [el tipo de interés, el importe del préstamo y las condiciones de pago determinadas en el marco de la RFA (véase el considerando 172), así como las hipótesis sobre préstamos comerciales basadas en el importe y las condiciones de la RFA]. A este respecto, las autoridades checas confirman que el modelo financiero se basa en la flexibilidad jurídica mínima requerida de la instalación, y que cualquier aumento de esa flexibilidad generaría hipótesis de seguimiento de la carga más eficientes, reduciendo así el precio de ejercicio.

- (187) También incluyen cambios durante la vida útil del proyecto que, en la medida en que se basen en motivos legítimos, se actualizarán en las revisiones periódicas de las condiciones del contrato de compra, incluidos los costes de explotación y variaciones en los costes de inversión (tanto al alza como a la baja) y cambios legislativos, como los parámetros de clausura y los tipos impositivos. Las autoridades checas reconocen que utilizar (o no) la flexibilidad técnica de la planta para optimizar la producción a la vista de la evolución de los precios de mercado (seguimiento de la carga) no es un motivo legítimo para justificar aumentos de costes adicionales al margen de la actualización general de los costes de explotación que se produce en la revisión periódica quinquenal (véase la sección 3.6.7). Por lo tanto, las limitaciones técnicas relativas al seguimiento de la carga se excluyeron de la lista de motivos legítimos. El mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos tiene por objeto garantizar la aceptabilidad general del proyecto para el inversor y para el Estado.

3.9. Base jurídica y transparencia

- (188) La base jurídica nacional de esta medida es la Ley de medidas para la transición de Chequia a un sector energético con bajas emisiones de carbono y por la que se modifica la Ley n.º 165/2012 ⁽⁹⁸⁾.
- (189) Las autoridades checas explicaron que la ayuda también se registrará por la Ley n.º 218/2000 Recop. sobre normas presupuestarias y por la que se modifican algunas leyes conexas (normas presupuestarias), en su versión modificada, así como por los diversos contratos y acuerdos celebrados con el beneficiario, tal como se explica a continuación.
- (190) El acuerdo marco de cooperación para la construcción de nuevas fuentes nucleares en Chequia, firmado entre el Ministerio, ČEZ y EDU II el 28 de julio de 2020, estableció un marco general para el inicio y posterior desarrollo de la cooperación entre las partes en el proyecto de construcción de nuevas fuentes nucleares en el emplazamiento de Dukovany. No contiene ninguna obligación jurídicamente vinculante específica de las partes. En este acuerdo marco, el proyecto está condicionado a la aprobación previa de la ayuda estatal.
- (191) El primer contrato de ejecución entre el Ministerio, ČEZ y EDU II contiene disposiciones jurídicamente vinculantes relativas a los derechos y las obligaciones de las partes para la fase 1 del proyecto, es decir, hasta la selección del contratista de la instalación llave en mano. Se firmó el 28 de julio de 2020 y se modificó el 24 de diciembre de 2022, el 20 de diciembre de 2023 y el 30 de enero de 2024.
- (192) El 26 de enero de 2024, las autoridades checas facilitaron copias de:
- a) El proyecto de hoja de condiciones del contrato de compra, que establece los derechos y las obligaciones de las partes en relación con el proyecto y sustituirá, una vez firmado, al acuerdo marco y al primer contrato de ejecución. En concreto, el contrato establecerá las condiciones de la obligación de compra de electricidad del Estado checo (en particular en lo que se refiere al cálculo del precio de ejercicio y sus ajustes y las condiciones de la obligación de reparto de beneficios), la obligación del Estado de constituir la EFE, la obligación de EDU II de desarrollar, construir y explotar la central, y las condiciones aplicables en caso de cambio de propiedad.

⁽⁹⁶⁾ El objetivo de disponibilidad del [75-100] % se fija como base para la remuneración. Sin embargo, las diferencias en los calendarios de disponibilidad según la tecnología seleccionada pueden tener incidencia en el modelo financiero.

⁽⁹⁷⁾ Los costes del ciclo de vida cubren la sustitución y la renovación importante de los componentes de la central. La oferta de instalación llave en mano seleccionada detallará el calendario previsto de sustitución y renovación importante. Estos costes no incluyen los costes de prolongación de la vida útil.

⁽⁹⁸⁾ Esta Ley se modificó por última vez en 2023 y está disponible en: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165>.

- b) El proyecto de hoja de condiciones del acuerdo de inversión entre el Estado checo, ČEZ y EDU II, en el que se establecen las obligaciones relativas a la financiación del proyecto mediante recursos propios de ČEZ, con la transmisión de acciones a terceros, así como los detalles de las opciones de compra y de venta.
 - c) El proyecto de hoja de condiciones de la asistencia financiera reembolsable que se concederá mediante decisión del Ministerio de Industria y Comercio.
- (193) Las autoridades checas declaran que las condiciones de los contratos mencionados finalizarán una vez se cierre el procedimiento de selección del contratista de la instalación llave en mano y se confirmen los costes de inversión y explotación del proyecto, así como sus características técnicas. Por la misma razón, algunos parámetros del modelo financiero que se utilizarán para recalcular el precio de ejercicio del contrato de compra se actualizarán para reflejar las condiciones del contrato de instalación llave en mano (véase el anexo).
- (194) Además, las autoridades checas declaran que el resto de las condiciones de los documentos contractuales señalados en el considerando 191, así como los documentos de financiación definitivos, contendrán cláusulas estándar que cualquier inversor plantearía y sobre las que podría esperar razonablemente llegar a un acuerdo para un proyecto similar. Si los documentos contractuales definitivos respectivos mejoran las condiciones contractuales modificando el equilibrio de riesgos, el tipo de rendimiento esperado o la cobertura de costes en relación con el proyecto y sus infraestructuras conexas en favor de los beneficiarios, o si contienen otros elementos que puedan constituir ayuda estatal, las autoridades checas se comprometen a notificarlos a la Comisión Europea antes de su ejecución.
- (195) Las autoridades checas explicaron que la información sobre el proyecto se publicará en el sitio web del Ministerio <https://www.mpo.cz/cz/energetika/>.

3.10. Estructura de financiación del proyecto

- (196) La necesidad total de financiación del proyecto en el marco del caso inicial se ha estimado en [...] millones EUR en términos reales (precios de 2020) o [...] millones EUR en términos nominales, y se financiará con una aportación inicial de recursos propios de 180 millones EUR en la fase 1, y mediante un préstamo del Estado (la RFA) de [9 800-10 800] millones EUR en las fases 2 y 3.
- (197) ČEZ aportará recursos propios contingentes adicionales de 1 770 millones EUR para financiar cualquier posible sobrecoste no causado por motivos legítimos. ČEZ y el Estado acordarán los detalles sobre el método de financiación de cualquier sobrecoste. El compromiso máximo de recursos propios totales de ČEZ para el proyecto en la fase de desarrollo y construcción será de 1 950 millones EUR.
- (198) Las autoridades checas explican que el límite máximo de los sobrecostes es el resultado de la negociación comercial entre las partes y de una asignación de riesgos eficaz y óptima para el proyecto. Consideran que el proyecto no puede llevarse a cabo con un compromiso financiero de duración indefinida.
- (199) Como se ha mencionado en la sección 3.6.6, las autoridades checas prevén que los costes de construcción del proyecto serán de [...] EUR/kW (costes instantáneos, es decir, sin intereses durante el período de construcción, al nivel de precios de 2020) y asumen que los costes de explotación se situarán en torno a una cifra de [25-50] EUR/MWh (al nivel de precios de 2020), cifra que incluye los costes de consumo de combustible, operación y mantenimiento, renovación del ciclo de vida, y clausura y gestión de residuos. En un supuesto alternativo ⁽⁹⁹⁾, las autoridades checas estiman que los costes de construcción del proyecto serán un 10 % más elevados, sin que se trate de sobrecostes causados por motivos legítimos.
- (200) Como se expone en el considerando 154, las autoridades checas explicaron que, en el peor de los casos, si se produjeran sobrecostes similares a los de Vogtle y Hinkley Point C, los costes instantáneos del proyecto podrían alcanzar una cifra de [17 000-18 000] millones EUR en términos reales (precios de 2023) o [...] millones EUR en términos nominales. En tal caso, si los sobrecostes se debieran en su totalidad a motivos legítimos, el importe de la RFA alcanzaría los [...] millones EUR en términos nominales.

⁽⁹⁹⁾ «Supuesto realista» es el término que utiliza ČEZ para referirse a un supuesto alternativo en el que se produce un aumento del 10 % de los costes instantáneos del proyecto, por costes clasificados como no legítimos.

- (201) En esta fase, las estimaciones de costes son indicativas y se han basado en los precedentes. Los costes reales vendrán determinados por el resultado de la licitación de la instalación llave en mano y la tecnología seleccionada.

3.11. Acumulación

- (202) La medida no puede acumularse a otras ayudas recibidas para cubrir los mismos costes contraídos en el marco del proyecto.

3.12. Transparencia

- (203) Las autoridades checas alegaron que toda la información pertinente relativa a la medida se publicará en un sitio web nacional ⁽¹⁰⁰⁾, así como en el Registro de transparencia de la Comisión.

3.13. Motivos para incoar el procedimiento

- (204) La Comisión adoptó la Decisión de incoación el 30 de junio de 2022. La Comisión llegó a la conclusión preliminar de que las medidas constituyen ayuda estatal y planteó dudas sobre la compatibilidad de las medidas con el mercado interior en virtud del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE. En concreto, la Comisión planteó dudas en la Decisión de incoación en relación con la idoneidad y proporcionalidad de la ayuda y el posible falseamiento de la competencia y del comercio.
- (205) Por lo que se refiere a las dudas recogidas en la Decisión de incoación en cuanto a la idoneidad, la Comisión preguntó si la combinación del contrato de compra garantizada a precio fijo propuesto inicialmente junto con la RFA y el mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos era un instrumento adecuado para proporcionar ayuda, especialmente en comparación con otros instrumentos que se consideraron adecuados para anteriores inversiones en energía nuclear. La Comisión expresó sus dudas sobre si no habría sido más apropiado que existiera un mayor grado de riesgo para el beneficiario. En concreto, la Comisión señaló en la Decisión de incoación que el hecho de aislar al beneficiario frente a importantes riesgos del mercado puede haberle restado incentivos para que se comporte de forma competitiva, y consideró que las tres medidas (es decir, la protección frente a cambios legislativos, el contrato de compra garantizada y la asistencia financiera reembolsable) reducen considerablemente el riesgo del mercado. En vista de lo anterior, la Comisión determinó que no estaba claro si el equilibrio propuesto por Chequia en el uso de las tres medidas era el adecuado, y si podía ser necesario utilizar instrumentos alternativos o modificar los instrumentos propuestos para garantizar un mayor grado de exposición al riesgo de mercado ⁽¹⁰¹⁾.
- (206) En cuanto a la proporcionalidad del proyecto, la Comisión planteó en la Decisión de incoación dudas sobre si los sesenta años de duración del contrato de compra constituían el mínimo necesario para garantizar el desarrollo del proyecto. En particular, la Comisión señaló que la duración es notablemente superior al período de reembolso de la asistencia financiera (treinta años después de la explotación comercial en este caso), así como a la duración de la ayuda aceptada en casos anteriores ⁽¹⁰²⁾. Además, la Comisión señaló que, si bien los contratos a largo plazo son un requisito común para hacer posibles grandes inversiones a largo plazo, la duración del contrato no siempre abarca toda la vida económica de un proyecto.
- (207) Por otra parte, la Comisión expresó dudas en la Decisión de incoación en cuanto a si las hipótesis utilizadas para estimar el rendimiento requerido reflejaban correctamente la exposición al riesgo del inversor. En particular, la Comisión expresó sus dudas en relación con la prima de construcción y explotación de instalaciones nucleares que incorporó a la estimación del CAPM, dada la menor exposición al riesgo del beneficiario gracias a las tres medidas de ayuda, así como las posibilidades de ajustar el precio del CCE. A continuación, la Comisión cuestionó si el ROE

⁽¹⁰⁰⁾ Disponible en: <https://mpo.cz/cz/energetika/novy-jaderny-zdroj/rozvoj-novych-jadernych-zdroju/>.

⁽¹⁰¹⁾ Véase la Decisión de incoación, considerandos 191-193.

⁽¹⁰²⁾ *Ibidem*, considerandos 197 a 198. En concreto, el contrato de compra garantizada de Hinkley Point C se celebró por un período de treinta y cinco años, mientras que el período de reembolso de la RFA en PAKS II era de tan solo veintiún años y la medida no fue acompañada de ninguna otra forma de ayuda a la explotación.

requerido refleja correctamente los riesgos asumidos por el beneficiario y corresponde a un rendimiento razonable para un inversor en una actividad de esta índole, ya que el contrato de compra garantizada transfiere tanto los riesgos de precio como los riesgos de mercado a la EFE y, por tanto, al Estado ⁽¹⁰³⁾.

- (208) Además, la Comisión planteó en la Decisión de incoación dudas sobre si el mecanismo de reparto de beneficios en función del rendimiento de los recursos propios propuesto por Chequia sería suficiente para evitar la sobrecompensación, en particular porque incluye un factor de reparto de 50:50 entre el Estado y EDU II ⁽¹⁰⁴⁾.
- (209) Por otra parte, la Comisión señaló, con respecto a ČEZ en tanto que promotor del proyecto, que quizá la existencia de un proceso abierto de selección del promotor hubiera permitido reducir la ayuda necesaria para la realización del proyecto ⁽¹⁰⁵⁾.
- (210) Por lo que se refiere a las dudas relacionadas con los posibles efectos negativos sobre el comercio y la competencia, la Comisión cuestionó la selección de ČEZ como beneficiario del proyecto y el hecho de que hubiera sido elegido sin licitación ni proceso de selección, y posiblemente sin tener verdaderamente en cuenta a otros operadores potenciales. A raíz de ello, la Comisión planteó la cuestión de por qué ČEZ sería el operador más eficiente, por qué no se llevó a cabo una licitación u otro mecanismo de selección y por qué motivos técnicos o económicos fue elegido. La selección de ČEZ plantea dudas sobre una posible distorsión de la estructura del mercado, habida cuenta de la sólida posición de ČEZ en el mercado eléctrico checo ⁽¹⁰⁶⁾.
- (211) Por otra parte, la Comisión indicó que no se pueden descartar por completo las posibilidades de manipulación de los precios y retención de capacidad por parte de ČEZ. Por ejemplo, en períodos en que los precios de mercado son superiores al precio fijo del CCE, no se descartó que el Grupo ČEZ pudiera tener un incentivo económico para reducir la producción de EDU II, de modo que otras unidades de ČEZ pudieran vender más energía a precios de mercado más elevados. La Comisión consideró que no cabía descartar una posible manipulación del mercado, en particular debido a la fuerte posición actual de ČEZ en el mercado con respecto a la capacidad de generación de electricidad y a la producción real en Chequia. En vista de lo anterior, la Comisión planteó dudas sobre si ČEZ o EDU II tendrían incentivos o capacidad para manipular el mercado ⁽¹⁰⁷⁾.
- (212) Por último, la Comisión planteó dudas sobre el papel de la EFE en el mercado. En particular, la Comisión señaló que, dado que la EFE puede compensar sus pérdidas con fondos del Estado, no estaba claro si la EFE tendría incentivos suficientes para actuar como una entidad privada que busque el máximo beneficio, a menos que ese papel sea efectivamente asumido por una empresa independiente, impulsada por una estrategia de maximización de beneficios y seleccionada mediante una licitación abierta que no ocasione la reintegración de las actividades comerciales de la EFE en ČEZ. Además, la Comisión consideró que existe el riesgo de que la ayuda a la EFE pueda beneficiar a los grandes consumidores de electricidad. Este riesgo puede verse agravado por el hecho de que la EFE estará controlada por el Estado. Dado que aún no está del todo claro ni cómo ni a quién venderá la EFE la electricidad, no cabe descartar que esta celebre contratos bilaterales en condiciones ventajosas con consumidores industriales ⁽¹⁰⁸⁾. Por último, la Comisión indicó que podría producirse una distorsión del mercado porque no está claro si la estructura EFE-CCE podría impedir que las señales del mercado lleguen al operador de la central eléctrica ⁽¹⁰⁹⁾.

⁽¹⁰³⁾ *Ibidem*, considerandos 207 a 208.

⁽¹⁰⁴⁾ *Ibidem*, considerando 205.

⁽¹⁰⁵⁾ *Ibidem*, considerando 209.

⁽¹⁰⁶⁾ *Ibidem*, considerando 215.

⁽¹⁰⁷⁾ *Ibidem*, considerandos 217 a 218.

⁽¹⁰⁸⁾ *Ibidem*, considerandos 221 a 223.

⁽¹⁰⁹⁾ *Ibidem*, considerando 224.

4. POSICIÓN DEL GOBIERNO CHECO

- (213) Chequia envió su respuesta a la Decisión de incoación el 30 de agosto de 2022. El escrito de Chequia presentaba varios análisis en respuesta a las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación en relación con la idoneidad, la proporcionalidad y el efecto de la medida en el comercio y la competencia.
- (214) Cabe señalar que la respuesta de Chequia a la Decisión de incoación aborda las medidas de ayuda estatal descritas en la Decisión de incoación. Las medidas de ayuda actuales, que incluyen cambios en comparación con las medidas inicialmente previstas que se introdujeron para resolver las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación, se exponen detalladamente en la sección 3 de la presente Decisión.
- (215) Los argumentos presentados por Chequia se exponen con más detalle a continuación.

4.1. Posición de Chequia sobre la idoneidad de la ayuda

- (216) En su respuesta a la Decisión de incoación, Chequia alegó que, dada la actual incertidumbre de las condiciones del mercado y su rápida evolución, las tres medidas del proyecto son necesarias para abordar las deficiencias del mercado asociadas a las características del desarrollo de la energía nuclear (es decir, la magnitud de los requisitos de capital, la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado, que a su vez están distorsionadas por intervenciones, y la longevidad de la exposición a decisiones políticas), tal como reconoció la Comisión en la Decisión de incoación ⁽¹¹⁰⁾. Según Chequia, se requieren intervenciones estatales separadas pero interrelacionadas para abordar las deficiencias del mercado antes mencionadas.
- (217) En primer lugar, a falta de financiación en condiciones de mercado por parte de fuentes privadas debido a la gran magnitud de las inversiones y otros riesgos asociados al desarrollo de proyectos nucleares, la RFA mitigaría el riesgo de la importante magnitud de los requisitos de capital.
- (218) En segundo lugar, la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado expone el proyecto a un alto riesgo de los ingresos frente a importantes costes fijos, lo que ocasiona un apalancamiento operativo muy elevado, para el que los inversores privados carecen de apetito. Este riesgo se abordaría mediante la protección de los precios a largo plazo ofrecida en las condiciones del contrato de compra ⁽¹¹¹⁾.
- (219) En tercer lugar, la longevidad de la exposición a las decisiones políticas, que está presente en todas las fases del proyecto (a saber, desde el desarrollo hasta la clausura), se abordaría mediante el mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos, que incluye la protección por «motivos legítimos» establecida en el contrato de compra.
- (220) En apoyo de lo anterior, las autoridades checas facilitaron una lista de proyectos nucleares abandonados como consecuencia de alguna de las deficiencias del mercado antes mencionadas en relación con el desarrollo de proyectos de producción de energía nuclear. ⁽¹¹²⁾
- (221) Por otra parte, las autoridades checas explicaron que, además de estas deficiencias principales del mercado, las condiciones actuales de este han aumentado de forma significativa los riesgos para los promotores de nuevos proyectos nucleares. Entre ellos se incluyen los siguientes: i) el actual cambio tecnológico, que promueve, por ejemplo, las energías renovables y el hidrógeno, y que puede desplazar la tecnología nuclear y sustituirla por fuentes

⁽¹¹⁰⁾ *Ibidem*, considerando 182-184.

⁽¹¹¹⁾ En la Decisión de incoación, se utilizó el término «contrato de compra de energía» para describir el contrato de compra garantizada. Durante la investigación formal, Chequia actualizó este término en sus contratos y optó por el término «contrato de compra». Por razones de coherencia, en esta Decisión se utiliza el término actualizado que refleja correctamente la medida actual.

⁽¹¹²⁾ En primer lugar, las autoridades checas indicaron varios ejemplos de proyectos abandonados como consecuencia de deficiencias del mercado asociadas a la gran magnitud de los requisitos de capital. En concreto, señalaron Horizon en el Reino Unido, Belene en Bulgaria y el proyecto Virgil C. Summer en los Estados Unidos. En segundo lugar, las autoridades checas alegaron que, en su país, el proyecto Temelín II (unidades 3 y 4) se abandonó parcialmente debido a la ausencia de un mecanismo de ayuda estatal que mitigara los riesgos de volatilidad de los precios de mercado. En tercer lugar, Chequia explicó que los nuevos proyectos nucleares pueden verse influidos por cambios políticos a lo largo de su vida útil, que pueden afectar negativamente a su viabilidad y financiación. Las autoridades checas mencionaron los proyectos Olkiluoto 4 y Hanhikivi 1 en Finlandia, que fueron abandonados como consecuencia de decisiones estratégicas.

con un coste marginal de producción mínimo; ii) el panorama macroeconómico, que estaba experimentando presiones inflacionistas, así como variaciones en los tipos de interés y de cambio, entre otros; iii) la volatilidad de los precios de mercado de las materias primas fungibles, que genera volatilidad en los precios de la electricidad, y acontecimientos del tipo «cisne negro», como la agresión rusa contra Ucrania, que provocó perturbaciones en el mercado y en la cadena de suministro.

- (222) Además, las autoridades checas presentaron supuestos contrafactuales según los cuales, si se suprimiera alguna de las tres medidas de ayuda al proyecto, los principales riesgos antes descritos quedarían sin mitigar. Esto iría en menoscabo de la viabilidad del proyecto, entrañaría un riesgo inaceptable para su promotor y, en última instancia, impediría su ejecución.
- (223) En el primer supuesto contrafactual, las autoridades checas explicaron que la RFA proporciona el capital necesario para la construcción de la nueva unidad nuclear y mitiga el riesgo de deficiencia del mercado derivado de la importante magnitud de los requisitos de capital y del alto riesgo de construcción. Sin RFA, las autoridades checas alegan que el promotor del proyecto no podría captar capital en los mercados de deuda empresarial para la fase de construcción debido a los riesgos mencionados, lo que daría lugar al fracaso del proyecto. Además, Chequia alega que, aunque fuera posible obtener capital en los mercados de deuda empresarial, es muy probable que el acceso a esta financiación privada exigiera un coste de endeudamiento significativamente superior al de la medida propuesta por el Estado, por lo que, al final, los niveles de ayuda estatal serían más elevados. En particular, para lograr el mismo nivel de rendimiento de los recursos propios, sería necesario aumentar el precio de ejercicio del contrato de compra.
- (224) En el segundo supuesto contrafactual, las autoridades checas indicaron que el contrato de compra actúa como factor mitigador clave de la gran magnitud de los requisitos de capital y de la longevidad de la exposición a la volatilidad de los precios de mercado. En opinión de Chequia, en ausencia del contrato de compra, los inversores no estarían interesados en fiar sus rendimientos al mercado a lo largo de toda la vida del proyecto, y la plena exposición al riesgo de que los costes de combustible o los costes de explotación superen los precios de la electricidad, la volatilidad de los flujos de caja y los costes de cobertura adicionales durante la explotación les desincentivarían todavía más.
- (225) Por último, en el tercer supuesto contrafactual, las autoridades checas explicaron que los cambios jurídicos, estratégicos y reglamentarios escapan al control de los promotores de proyectos nucleares, y que estos cambios constituyen un riesgo significativo para los nuevos proyectos de este tipo, habida cuenta de su longevidad y de la disparidad de opiniones sobre el papel de la tecnología nuclear. De no existir el mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos, las autoridades checas alegan que el promotor del proyecto probablemente se retiraría, lo que provocaría retrasos en los plazos de puesta en servicio o impediría la ejecución del proyecto.
- (226) Durante la investigación formal, Chequia decidió modificar la medida con el fin de inyectar más riesgo de mercado al proyecto sustituyendo la remuneración a precio fijo prevista en el contrato de compra⁽¹¹³⁾ por una fórmula de remuneración actualizada que refleje las condiciones del mercado y responda a las señales de este. Véase una descripción detallada de la fórmula de remuneración en los considerandos 83-106.

4.2. Posición de Chequia sobre la proporcionalidad de la ayuda

4.2.1. Duración de la ayuda

- (227) En respuesta a las dudas sobre la duración del contrato de compra planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación, las autoridades checas alegaron, en primer lugar, que el contrato debe ser proporcionado al actual entorno de riesgo para la inversión. En concreto, las autoridades checas explicaron que el panorama de inversión para el desarrollo de la energía nuclear ha experimentado cambios significativos como consecuencia del aumento de los riesgos derivados de la escasez en la cadena de suministro mundial, la presión inflacionista, la volatilidad de los mercados de divisas y el deterioro del entorno geopolítico en Europa (como la agresión rusa contra Ucrania).

⁽¹¹³⁾ Véase la Decisión de incoación, considerandos 60-65.

Los mercados de la energía son sensibles a estos riesgos geopolíticos, que han dado lugar recientemente a una elevada volatilidad de los precios de la energía. Los inversores nucleares se ven especialmente afectados por estos cambios debido a la longevidad de los proyectos y al importante capital necesario al inicio de la vida útil de estos. En vista de lo anterior, Chequia alega que el vencimiento a sesenta años propuesto para el contrato de compra se corresponde con el entorno de riesgo actual y que cualquier acortamiento de ese vencimiento se traduciría en una mayor exposición al riesgo para los inversores y, en consecuencia, en una ROE más elevada. Según las autoridades checas, esto se traduciría en un precio de ejercicio más elevado en el contrato de compra, que iría en menoscabo del objetivo del proyecto de suministrar electricidad asequible.

- (228) En segundo lugar, las autoridades checas explicaron que cuanto mayor sea la duración del contrato de compra garantizada, menor será el precio de ejercicio del contrato de compra y menor será el riesgo de que la electricidad sea más cara. Chequia alegó que un contrato de compra de duración inferior a sesenta años exponería el proyecto a riesgos amplificados. Uno de estos riesgos sería que el promotor del proyecto tendría que ordenar un precio de ejercicio del contrato de compra significativamente más elevado para establecer mayores reservas de capital circulante, así como para hacer mayores contribuciones a la reserva de clausura ⁽¹¹⁴⁾ durante un período más corto, a fin de gestionar los riesgos en condiciones de mercado adversas (como la volatilidad de los precios de mercado) tras la expiración del contrato de compra garantizada. Al mismo tiempo, las autoridades checas destacaron la importancia de que los precios de la electricidad sean estables y asequibles para los consumidores, lo que se lograría mediante un contrato de compra de energía con un vencimiento a largo plazo. Por último, Chequia alegó que sería necesario que el vencimiento del contrato de compra fuera más largo que el período de reembolso de la RFA a treinta años para garantizar que el proyecto no se viera comprometido por el aumento de los riesgos y que el precio de ejercicio del contrato siguiera siendo razonable y estable a largo plazo.
- (229) En tercer lugar, las autoridades checas alegaron que la distribución de la ayuda a la explotación a lo largo de toda la vida de la central evita el riesgo de que el beneficiario reciba beneficios extraordinarios o «caídos del cielo». En concreto, Chequia explicó que el mecanismo de control de sobrecompensación, junto con el mecanismo de ajuste del precio de ejercicio del contrato de compra a intervalos regulares para garantizar una remuneración proporcionada, garantiza que se minimice el riesgo de que se obtengan este tipo de beneficios. Asimismo, las autoridades checas mencionaron que un contrato de compra a sesenta años también limitaría los beneficios extraordinarios que pudieran producirse tras la expiración del contrato de compra garantizada si el vencimiento fuera más corto.
- (230) En cuarto lugar, Chequia explicó que la distribución de la ayuda a lo largo de la vida útil de la central minimiza su incidencia específica sobre los precios y reduce el riesgo de que se produzcan transferencias económicas intergeneracionales injustas. En particular, las autoridades checas indicaron que el contrato de compra es una herramienta importante para proteger a los consumidores frente a la volatilidad de los acontecimientos del mercado. Además, que el contrato de compra del proyecto tuviera una duración coincidente con la vida útil de la central favorecería una mayor estabilidad del suministro y de los precios para los consumidores de energía, mientras que una duración más corta exponería al promotor del proyecto y a los consumidores a la incertidumbre de los precios y de la oferta. Si el contrato de compra tuviera una duración inferior a sesenta años, existiría un mayor riesgo de que se produjeran transferencias económicas intergeneracionales injustas, que podrían derivarse de la incertidumbre de los precios o de la oferta. Además, Chequia mencionó que en muchos casos relacionados con fuentes de energía renovables es frecuente que la ayuda a la explotación dure toda la vida de la central. Este enfoque reduce el riesgo de las inversiones, ya que proporciona un nivel de rendimiento garantizado a los inversores.
- (231) En quinto lugar, las autoridades checas alegaron que un contrato de compra con un vencimiento largo reforzaría la confianza en que la central opere a todo lo largo de su vida útil y fomentaría la seguridad energética checa. En concreto, las autoridades checas explicaron que un contrato de compra de larga duración enviaría al mercado una señal que indicaría el compromiso del Estado con la seguridad energética hipocarbónica a largo plazo. Esta confianza podría traducirse en costes más bajos para el proyecto.

⁽¹¹⁴⁾ Véase el artículo 51, apartado 2, de la Ley Atómica, disponible en: https://sujb.gov.cz/fileadmin/sujb/docs/legislativa/zakony/Act_263_2016_web.pdf.

- (232) En sexto lugar, Chequia alega que las medidas (incluida la duración propuesta del contrato de compra) permiten asignar al promotor del proyecto y al contratista el máximo riesgo viable que dichas partes pueden asumir. En el marco del paquete de ayuda propuesto, las autoridades checas mencionaron que el promotor del proyecto presenta riesgos importantes (como retrasos, sobrecostos, problemas de la cadena de suministro, rendimiento e interrupciones del suministro de la central, así como cambios no recogidos en los motivos legítimos). Así pues, en opinión de Chequia, las medidas propuestas constituyen una ayuda proporcionada, que se establece en el importe mínimo que no excede de lo necesario.
- (233) En el curso de la investigación formal, Chequia decidió acortar la duración del contrato de compra de sesenta a cuarenta años (véanse los considerandos 83-85).

4.2.2. *Riesgo de sobrecompensación*

- (234) En respuesta a las dudas con respecto al riesgo de sobrecompensación planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación, las autoridades checas alegaron que el mecanismo de control de sobrecompensación propuesto es suficiente para evitar dicha sobrecompensación. El mecanismo de control de sobrecompensación propuesto consta de tres instrumentos principales que ofrecen una sólida protección: i) el mecanismo de reparto de beneficios que, en opinión de Chequia, excede y es más estricto que las disposiciones equivalentes de los proyectos nucleares aprobados anteriormente, ii) el proceso de licitación de la instalación llave en mano, que contribuirá a calibrar el precio del contrato de compra⁽¹¹⁵⁾, y iii) el aislamiento respecto de los mercados de la energía a través de la estructura del contrato de compra, que impide que EDU II obtenga una sobrecompensación a raíz de cambios sustanciales en el precio de la energía a largo plazo.
- (235) Por lo que se refiere a la primera medida, las autoridades checas mencionaron que el mecanismo propuesto valora el rendimiento del proyecto a lo largo de su vida útil y garantiza que todo rendimiento excesivo esté incluido en su ámbito de aplicación. En particular, todos los rendimientos obtenidos por encima del retorno negociado para EDU II en el caso inicial están sujetos a un factor de reparto del 50 %. Además, las autoridades checas subrayaron que el mecanismo de reparto de beneficios propuesto anima a EDU II a obtener mayores rendimientos y ofrece al Estado la posibilidad de recibir ingresos a través de ese reparto en caso de que el proyecto tenga un rendimiento excesivo.
- (236) Por otra parte, las autoridades checas alegaron que el mecanismo de reparto de beneficios propuesto se basa en el mecanismo de Hinkley Point C, que fue aprobado por la Comisión. Sin embargo, alegan que el reparto entre el Estado y el operador a través del mecanismo del proyecto es mayor que en Hinkley Point C con un menor rendimiento de los recursos propios. En concreto, el mecanismo de reparto de beneficios del proyecto tiene un umbral de reparto notablemente menor que el de Hinkley Point C⁽¹¹⁶⁾. Además, el mecanismo de reparto de beneficios de Hinkley Point C solo se activa cuando el TRI (CMCP) excede del 11,4 % (CMCP del caso base del 9,02 %), mientras que el mecanismo de reparto de beneficios del proyecto se activaría con un rendimiento económico mucho menor (CMCP del caso base del 3,7 %). Asimismo, el mecanismo de reparto de beneficios del proyecto tiene un factor de reparto inicial más elevado que el de Hinkley Point C (el 50 frente al 30 %).

Gráfico 2

Comparación entre los mecanismos de reparto de beneficios de EDU II y Hinkley Point C [...]

Fuente: autoridades checas

- (237) Por lo que se refiere a la segunda medida, las autoridades checas alegan que la licitación de la instalación llave en mano incorpora un mecanismo de mercado competitivo al proceso de formulación de hipótesis. Este mecanismo garantiza que cualquier posible subida incorporada a las hipótesis a largo plazo se reduzca al mínimo como

⁽¹¹⁵⁾ Según Chequia, esto se basaría en hipótesis revisadas durante el proceso de licitación de la instalación llave en mano en el mercado, que incorpora la actitud más reciente del mercado ante cualquier hipótesis a largo plazo que se utilice.

⁽¹¹⁶⁾ Chequia alega que, mientras Hinkley Point C ha de registrar rendimientos un 26,7 % superiores al TRI inicial (9,02 %) para que se pueda efectuar un reparto, el mecanismo de reparto de beneficios del proyecto se aplica a cualquier sobrecompensación por encima del TRI inicial.

resultado del proceso de licitación. Del mismo modo, en opinión de Chequia, el proceso de licitación de la instalación llave en mano garantizaría que se limitase cualquier sobrecompensación derivada de una posible contingencia indebida en las hipótesis subyacentes. Chequia alega, además, que el proceso de licitación del proyecto es diferente del procedimiento de selección utilizado en Hinkley Point C, donde el promotor disponía de más herramientas para generar una sobrecompensación ⁽¹¹⁷⁾.

- (238) Por lo que se refiere a la tercera medida, las autoridades checas explicaron que la estructura propuesta para el contrato de compra reduce el vínculo entre el promotor del proyecto y la exposición a los precios de mercado y, por tanto, elimina la posibilidad de que el promotor reciba una sobrecompensación como consecuencia de cambios en el mercado (ya sean estructurales o relacionados con los precios). En teoría, este riesgo podría materializarse una vez finalizado el contrato de compra y, según Chequia, este es otro motivo a favor de que el CCE tenga una duración de sesenta años, coincidente con la vida útil de la central. Con la estructura propuesta del contrato de compra, EDU II solo podría obtener una sobrecompensación en caso de rendimiento excesivo en términos de capacidad de producción.
- (239) Por otra parte, las autoridades checas explicaron que la capacidad del promotor del proyecto para ganarse una cierta subida por encima del ROE objetivo tiene efectos incentivadores deseables y animará a EDU II a adoptar un comportamiento económico de mercado. Chequia diseñó y negoció la ayuda al proyecto con el objetivo, por una parte, de transferir el máximo riesgo soportable a EDU II y, por otra, de mantener los incentivos para estimular el comportamiento económico adecuado de EDU II y ČEZ. Los incentivos incluidos en la estructura propuesta permiten a EDU II gestionar eficazmente los riesgos, innovar, obtener eficiencias y ejecutar el proyecto en las condiciones establecidas. Por último, Chequia alega que la existencia de mecanismos adicionales de control de la sobrecompensación para limitar posibles subidas aumentaría la posición de riesgo neto de EDU II y, por tanto, podría no ajustarse a la actual posición de ayuda mínima. En concreto, las autoridades checas mencionaron que el mecanismo de reparto de beneficios propuesto protege contra la sobrecompensación reduciendo el potencial de subida, y esto se refleja en el ROE actual y en el precio de ejercicio del contrato de compra acordado entre Chequia y el promotor del proyecto. Cualquier medida adicional para reducir aún más el potencial de subida puede acarrear un mayor riesgo para el promotor del proyecto y, posiblemente, un ROE y un precio de ejercicio del contrato de compra más elevados.
- (240) Durante la investigación formal, Chequia revisó la fórmula de remuneración de ČEZ prevista en el contrato de compra (véanse los considerandos 83-106) para reflejar los riesgos de mercado y actualizó el mecanismo de reparto de beneficios (véanse los considerandos 161-169) para evitar la sobrecompensación.

4.2.3. ROE calculado al mínimo requerido

- (241) Las autoridades checas explicaron que la horquilla de ROE propuesta se ha evaluado teniendo en cuenta los riesgos que afronta EDU II en comparación con otros grandes proyectos de infraestructuras energéticas. En concreto, se evaluaron los riesgos de esos proyectos en seis categorías: desarrollo, construcción, explotación, ingresos, financiación y reglamentación. Las referencias comparativas se dividen en tres secciones: i) proyectos de generación nuclear (EDU II, HPC y Paks II), ii) grandes proyectos de infraestructuras comerciales (centrales eléctricas convencionales y energía eólica marina), y iii) controles de precios reglamentarios de Chequia. La evaluación cualitativa del riesgo llevada a cabo por Chequia concluye que los proyectos de generación nuclear se consideran de riesgo «alto», mientras que el resto de categorías se consideran de riesgo «medio» y «bajo». El cuadro que figura a continuación resume el análisis comparativo de todos los factores de riesgo en los proyectos comparativos de referencia considerados en seis categorías.

⁽¹¹⁷⁾ En concreto, las autoridades checas alegaron que, en el caso de Hinkley Point C, el promotor era también el proveedor tecnológico ya que aportaba gran parte del equipo y realizaba gran parte de las obras de ingeniería, a través de más de 180 contratos directos. Dado que el promotor es, asimismo, una figura destacada en la cadena de suministro tecnológico, Chequia alega que dispone de mayor control y capacidad para generar una sobrecompensación en las hipótesis subyacentes y costes de transferencia.

Cuadro 4

Evaluación resumida del riesgo presentado por todos los factores de riesgo en los proyectos comparativos de referencia

Project	Development	Construction	Operational	Revenue	Financing	Regulatory	Overall
EDU II	High	High	High	Medium (40-year PPA)	Medium	Medium	High
				Low (160-year PPA)			
HPC	High	High	High	Low	High	Medium	High
Paks II	High	High	High	Medium	Medium	Medium	High
Conventional power plant projects (IPPs)	Medium	Medium	Low	High	Medium	Low	Medium

Project	Development	Construction	Operational	Revenue	Financing	Regulatory	Overall
Offshore wind	Medium	Medium	Low	Low	Low	Low	Low
Czech regulated distribution	Low	Low	Low	Low	Low	Medium	Low

Fuente: autoridades checas

- (242) Según Chequia, los rendimientos típicos de estos proyectos comparativos parecen corresponder a los riesgos subyacentes. En los proyectos de generación nuclear, la horquilla de rendimiento es del 9-12,5 % [en Hinkley Point C, del 11-11,5 % (apalancado) o del 9,02 % (sin apalancar) y en Paks II, del 10,9-12,5 %]. En los proyectos de centrales eléctricas convencionales, la horquilla de rendimiento apalancado es del 10-11 %, mientras que en la energía eólica marina es del 7-9 %. Por último, en el caso de la distribución regulada de electricidad y gas en Chequia, la horquilla de rendimiento es del 7,76-7,94 %.
- (243) Por otra parte, las autoridades checas explicaron que se utilizó un análisis detallado basado en variables del mercado para calcular la horquilla de ROE requerida para EDU II. Este análisis indicaba una horquilla de ROE del [...]-%, que se corresponde con la evaluación comparativa cualitativa del riesgo y con los rendimientos de los proyectos comparados. Concretamente, se utilizaron variables de los mercados financieros checo y europeo para calcular los parámetros del CAPM, en particular el tipo exento de riesgo, la prima de riesgo de los recursos propios y los valores beta. Además, en la energía nuclear debe aplicarse una prima sobre la energía convencional o las redes reguladas, habida cuenta del mayor riesgo de los proyectos nucleares. Esto se debe a que los proyectos nucleares presentan un riesgo significativo en su construcción y explotación y, en opinión de Chequia, así lo demuestran el historial de este tipo de proyectos y las dificultades prácticas que presenta su ejecución dentro de plazo y presupuesto. Chequia sostiene que, dadas las protecciones que ofrece el proyecto, es adecuado aplicar una prima del 3-3,5 %, que se ha incluido en el cálculo del CAPM *bottom-up*.
- (244) Además, las autoridades checas mencionaron que los mecanismos de ayuda propuestos están diseñados para transferir el máximo riesgo a EDU II, al tiempo que son suficientes para abordar las principales deficiencias del mercado.
- (245) Durante la investigación formal, Chequia propuso un ROE actualizado, que se ha explicado en la sección 3 (véanse los considerandos 84-99).

4.3. Posición de Chequia sobre la selección de ČEZ

- (246) En su respuesta a la Decisión de incoación, las autoridades checas explicaron que se habían considerado soluciones alternativas en relación con el papel del promotor del proyecto y que se seleccionó a ČEZ como opción preferida (considerandos 147-148). Antes de seleccionar a ČEZ como promotor del proyecto, se llevaron a cabo análisis detallados de las tres opciones consideradas [a saber: i) el consorcio de inversores privados, ii) el Estado checo propietario y gestor de la mayoría del proyecto, y iii) una opción en la que ČEZ era el promotor (véase el considerando 51)]. Chequia eligió la tercera opción.
- (247) Las autoridades checas explicaron, además, que ČEZ es el candidato más adecuado para actuar como promotor del proyecto, habida cuenta de su capacidad e incentivos para ejecutarlo, así como de consideraciones relativas a la seguridad del suministro energético, intereses de seguridad nacional y neutralidad tecnológica. En concreto:
- ČEZ, como promotor de este proyecto, se encuentra en una posición única para llevarlo a término gracias a su amplia experiencia en el mercado como promotor y operador creíble de centrales nucleares en Europa y como generador en Chequia. Además, el Grupo ČEZ es una de las diez mayores empresas energéticas de Europa, tanto por capacidad instalada como por número de clientes. Por otra parte, ČEZ realizará una inversión de hasta 1 950 millones EUR de recursos propios en EDU II. Esto supone un fuerte incentivo para que ČEZ lleve a término el proyecto EDU II de forma satisfactoria.
 - En vista de los objetivos de neutralidad en carbono de Chequia con miras a 2050, las consideraciones relativas a la seguridad del suministro desempeñaron un papel importante en la selección del modelo de inversión para el proyecto. ČEZ se ha comprometido plenamente a ejecutar el proyecto durante un período que proteja la seguridad del suministro de Chequia y, hasta la fecha, ha adoptado todas las medidas necesarias en este sentido (por ejemplo, ha adquirido el emplazamiento y obtenido las autorizaciones y permisos de planificación necesarios).
 - ČEZ, al ser una empresa con participación mayoritaria del Estado checo que cotiza en bolsa y tiene una importante huella en el mercado de la energía de Chequia, garantiza la protección de los intereses de seguridad nacional del país, especialmente en un entorno en el que la economía checa está expuesta en gran medida a amenazas externas para el suministro de recursos energéticos.
 - Por último, si bien ČEZ ha sido seleccionado como promotor del proyecto, el proveedor de tecnología nuclear se contratará mediante un proceso de licitación. El proveedor de la instalación llave en mano se encargará de la construcción y puesta en servicio del proyecto y, por tanto, tendrá una importante responsabilidad a la hora de garantizar su ejecución satisfactoria.
- (248) Además, las autoridades checas explicaron que la selección de ČEZ genera importantes eficiencias, evita costes adicionales y no requiere el acondicionamiento de un emplazamiento distinto. Así pues, esta selección crea una ventaja significativa en el calendario de ejecución del proyecto que no podría reproducirse con estructuras alternativas.
- (249) Las autoridades checas explicaron con más detalle todos los trabajos preparatorios que ČEZ ha llevado a cabo hasta la fecha. El Grupo ČEZ es el propietario del emplazamiento propuesto para la central (EDU II). El proceso de adquisición del terreno necesario para la obra comenzó en abril de 2008 y concluyó en 2021 (considerando 77). Por otra parte, ČEZ llevó a cabo estudios de viabilidad con el objetivo de reducir el tiempo y el coste que supondrá para Chequia el desarrollo del proyecto.
- (250) Además, desde 2021, ČEZ dispone de todas las licencias y permisos clave necesarios para llevar el proyecto adelante según el plan [como la licencia para la ubicación de la instalación nuclear y la EIA (considerandos 78 y 79)]. La licencia de ubicación de la instalación nuclear suele tardar seis o siete años en tramitarse y la EIA de tres a cinco años.

- (251) Por otra parte, las autoridades checas explicaron que ČEZ, como propietaria y operadora de una central nuclear, tiene un profundo conocimiento y comprensión de las exigencias regulatorias aplicables a una nueva central, por ejemplo, en materia de licencias, así como de la legislación checa (considerando 149). Además, ČEZ y EDU II son miembros de varias organizaciones internacionales, entre ellas la Asociación Mundial de Operadores Nucleares («WANO») ⁽¹¹⁸⁾, los Requisitos Europeos Armonizados para Nuevas Centrales Nucleares («EUR») ⁽¹¹⁹⁾, el Instituto de Investigación de la Energía Eléctrica («EPRI») ⁽¹²⁰⁾, la Asociación Mundial de la Energía Nuclear («WNA») ⁽¹²¹⁾ y la Alianza de Generación Nuclear II y III («NUGENIA») ⁽¹²²⁾, y, por esta razón, tienen acceso a normas y procesos reconocidos y favorecidos por los reguladores de todo el mundo para promover la mejora continua.
- (252) Las autoridades checas subrayaron además la importancia crucial del proyecto para la seguridad del suministro eléctrico de Chequia en el futuro, especialmente en vista de la clausura de las centrales de carbón. En concreto, las autoridades checas explicaron que, con un horizonte de desarrollo más corto, el proyecto contribuirá a subsanar el déficit de capacidad previsto ⁽¹²³⁾. El desarrollo de un proyecto diferente en un emplazamiento diferente con un horizonte temporal mucho más largo no respondería a las necesidades inmediatas de seguridad del suministro del sistema.
- (253) Además, Chequia explicó, a modo de hipótesis, que si el promotor de un proyecto alternativo tuviera que adquirir un emplazamiento potencialmente adecuado para una central nuclear en el territorio de Chequia, ello implicaría retrasos significativos en su ejecución en comparación con el proyecto de ČEZ. En concreto, las autoridades checas estiman retrasos de hasta catorce años en este supuesto alternativo (en comparación con el proyecto), sin garantía alguna de que no hubiera problemas en las fases de caracterización o planificación del emplazamiento que EDU II ha completado satisfactoriamente, lo que aumentaría los riesgos y costes para el desarrollo del proyecto. En cualquier caso, las autoridades checas alegan que en Europa no existe constancia de ningún caso en el que un operador neutral desde el punto de vista tecnológico y con experiencia en energía nuclear haya construido una central fuera de su propio país.
- (254) En caso de que un promotor que no fuera ČEZ desarrollara el proyecto, Chequia estima que se contraerían costes adicionales de al menos [200-700] millones EUR, que tendrían que financiarse. Estos costes consisten principalmente en el valor del emplazamiento de la central, los estudios de viabilidad, la concesión de licencias y las actividades de desarrollo que ČEZ ha llevado a cabo hasta la fecha, así como las sinergias con la central ya existente en Dukovany.
- (255) Por último, las autoridades checas mencionaron que la selección de ČEZ como promotor del proyecto estaba en consonancia con anteriores casos nucleares evaluados por la Comisión en los que no se llevaron a cabo procesos de competencia abierta para seleccionar al promotor debido a las especificidades de esos proyectos ⁽¹²⁴⁾.
- (256) En otro escrito de 16 de marzo de 2023, Chequia señaló el historial de ČEZ en la construcción y explotación de centrales nucleares. En el pasado, ČEZ ha desarrollado y construido dos unidades con una capacidad instalada de 1 125 MW en Temelín (Chequia) que entraron en servicio en 2000 y 2002, así como la primera central nuclear de Dukovany, con una capacidad instalada actual de 2 040 MW. Estas unidades entraron en servicio entre 1985 y 1987, y Chequia destaca que la WANO considera que están entre el 20 % de las centrales eléctricas mejor gestionadas.

⁽¹¹⁸⁾ <https://www.wano.info/>.

⁽¹¹⁹⁾ <https://www.europeanutilityrequirements.eu/fr>.

⁽¹²⁰⁾ <https://www.epri.com/>.

⁽¹²¹⁾ <https://www.world-nuclear.org/>.

⁽¹²²⁾ <https://snetp.eu/nugenia/>.

⁽¹²³⁾ Las simulaciones del gestor de red de transporte checo sobre las previsiones de adecuación a medio plazo en tres supuestos [a saber: i) el supuesto avanzado, en el que la clausura de las centrales de carbón está programada para 2033, ii) el supuesto conservador, en el que la clausura de las centrales de carbón está programada para 2038, y iii) el supuesto de referencia, en el que la clausura de las centrales de carbón está prevista para 2040] muestran la importancia de que la puesta en servicio de una nueva fuente nuclear tenga lugar en el momento oportuno para garantizar la seguridad del suministro eléctrico y la autosuficiencia de Chequia.

⁽¹²⁴⁾ A modo de ejemplo, las autoridades checas indicaron que el nombramiento de EDF para Hinkley Point C se realizó a raíz de una consulta de manifestación de interés a la que solo EDF respondió, mientras que, en el caso de Paks II, se designó a MVM Paks II sin un proceso de competencia abierta, ya que en aquel momento no había otras alternativas creíbles en el mercado.

- (257) Por otra parte, además de consideraciones relativas a la seguridad del suministro y a la seguridad nacional, Chequia destaca las perspectivas de seguridad financiera, ya que ČEZ goza de una sólida calificación crediticia en el sector público ⁽¹²⁵⁾.
- (258) Por último, Chequia especificó que una licitación para seleccionar a un promotor del proyecto que pudiera no ser ČEZ conllevaría desventajas significativas. En esencia, Chequia alega que, en este caso, la competencia en este nivel del proyecto no daría resultado alguno con vistas a elegir al operador más eficiente. Señalando las razones expuestas anteriormente, Chequia opina que ni solicitar expresiones de interés de terceros ni organizar una licitación tendrían ventajas de competencia y, por tanto, no se compensarían los inconvenientes de este proceso, en particular los retrasos y los costes adicionales ocasionados, así como los problemas de seguridad relacionados con cualquier otro candidato potencial. Chequia también afirma que ningún tercero formuló quejas ni objeciones sobre el nombramiento de ČEZ como promotor en ningún momento de la planificación del proyecto, ni siquiera en las respuestas de terceros a la Decisión de incoación.

4.4. Posición de Chequia sobre la incidencia del proyecto en el comercio y la competencia

4.4.1. Posibilidad de manipulación de los precios y retención de capacidad por parte de ČEZ

- (259) En respuesta a las dudas de la Comisión planteadas en la Decisión de incoación en relación con la posible retención de capacidad por parte de ČEZ, las autoridades checas explicaron que el Grupo ČEZ no tendrá ni los incentivos económicos ni la capacidad de inflar los precios mayoristas reduciendo la producción de EDU II.
- (260) En primer lugar, las autoridades checas afirman que esto se debe a que la estructura de gobernanza del proyecto EDU II es independiente del Grupo ČEZ; de este modo, se limita efectivamente la capacidad de esta última para interferir indebidamente en las operaciones cotidianas de la central.
- (261) En segundo lugar, según el informe Oxera ⁽¹²⁶⁾, «la puesta en servicio de EDU II tiene un efecto pequeño pero perceptible en el precio de la electricidad checa». Las previsiones de este informe indican que la puesta en servicio de EDU II reduciría los precios de la electricidad checa en unos 2 EUR/MWh entre 2040 y 2050 (considerando 170). Como consecuencia de ello, las autoridades checas estiman que si EDU II estuviera completamente desconectada durante un año, EDU II sufriría una pérdida de ingresos total aproximada de 450 millones EUR ⁽¹²⁷⁾, mientras que ČEZ solo generaría unos 17 millones EUR de ingresos adicionales por la venta de la parte de la producción que carece de cobertura para el ejercicio siguiente ⁽¹²⁸⁾, con lo que el Grupo ČEZ sufriría una importante pérdida financiera.

⁽¹²⁵⁾ Referencia a las respuestas de Chequia de 16 de marzo de 2023, respuesta a la pregunta 20.

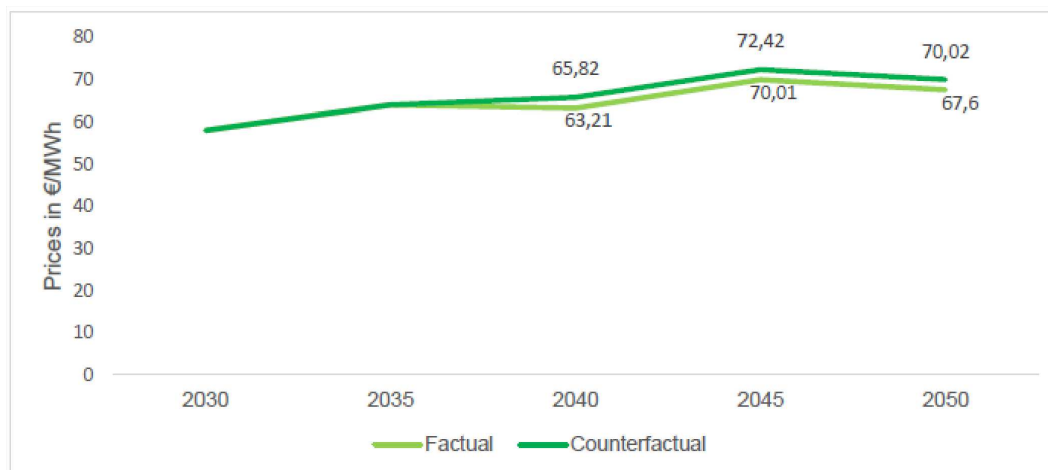
⁽¹²⁶⁾ Oxera Consulting LLP, 2021, *The impact of Dukovany on the Central European Electricity market* [La incidencia de Dukovany en el mercado eléctrico centroeuropeo] (en lo sucesivo, «el informe Oxera»).

⁽¹²⁷⁾ Cifra calculada sobre la base de la generación anual de 9 TWh multiplicada por 50 EUR/MWh.

⁽¹²⁸⁾ Cifra calculada sobre la base del 21 % de la generación anual de 40 TWh multiplicada por 2 EUR/MWh a precios reales de 2020.

Gráfico 3

Diferencia en los precios mayoristas de la electricidad en Chequia entre los supuestos factual y contrafactual (2030-2050)



Note: Projections taken from the Oxera model baseline (factual and counterfactual) scenarios. (In the factual scenario, the planned support measures for the construction and operation of Dukovany II are implemented, while in the counterfactual scenario, the planned measures are not implemented.)

Source: Oxera report

- (262) En tercer lugar, las autoridades checas explicaron que, aunque teóricamente EDU II podría reducir ligeramente su producción ⁽¹²⁹⁾, es improbable que este cambio ocasione una variación significativa de los precios de la electricidad, dado el grado de interconexión de los mercados energéticos en Europa. En concreto, Chequia y sus vecinos inmediatos con mercados de electricidad interconectados son Alemania, Austria, Polonia y Eslovaquia. Chequia alega que la incidencia del proyecto en la determinación de los precios en Chequia entre 2030 y 2050 sería nula o muy limitada. De hecho, estima que el precio de mercado de la electricidad para la región interconectada se determina en función de los precios de la electricidad correspondientes a la energía generada fuera de Chequia (hasta el 98 % de las horas de generadores extranjeros). La energía generada dentro de Chequia estaría cubierta por el gas natural y el lignito, añadiendo cada vez más fuentes de energía renovables. Estas tecnologías radicadas en Chequia solo determinarían los precios durante un pequeño número de horas.
- (263) Las autoridades checas alegan, además, que ČEZ se vería perjudicada si la EFE ordenara a EDU II que limitara la producción —incluso por razones válidas, como el equilibrio del sistema—, ya que esa limitación reduciría los flujos de caja de ČEZ. En cualquier caso, Chequia alega que las centrales nucleares, una vez operativas, tienen bajos costes marginales de explotación y no están bien equipadas para realizar grandes modulaciones de sus volúmenes de producción.
- (264) En cuarto lugar, las autoridades checas explicaron que la línea de actuación económicamente racional tanto para EDU II como para el Grupo ČEZ es que la central siempre funcione a máxima capacidad de producción, ya que EDU II solo obtendrá ingresos por la electricidad suministrada ⁽¹³⁰⁾. Las autoridades checas aludieron al informe Oxera, en el que se dice que «cualquier reducción de la producción de EDU II significará la pérdida de flujos de caja y posibles problemas financieros para EDU II, dado el escaso margen de maniobra de rentabilidad con el que opera el proyecto al precio actualmente propuesto de 50 EUR/MWh CCE» ⁽¹³¹⁾. Además, explicaron que el margen de explotación de EDU II se sitúa en un promedio del [40-50] %, que disminuye al 6 % una vez incluidos el coste y el reembolso de la RFA. Una reducción del factor de carga del [75-100] % previsto a menos del [70-90] % eliminaría el efectivo disponible para el servicio de la deuda y podría ocasionar que EDU II no pudiera reembolsar la RFA. Una reducción inferior al [40-60] % haría que los flujos de caja fueran insuficientes para cubrir los costes de explotación.

⁽¹²⁹⁾ El grado específico de modulación de la central nuclear vendría determinado por la tecnología que se seleccionara para realizar la instalación llave en mano.

⁽¹³⁰⁾ Por el contrario, las autoridades checas explicaron que no sería económicamente racional que EDU II produjera por debajo del límite inferior (es decir, el 84 %), que es el importe con el que el flujo de caja para el servicio de la deuda es insuficiente.

⁽¹³¹⁾ Véase el informe Oxera.

- (265) Por lo que se refiere a las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación acerca de la posible manipulación de precios por parte de ČEZ, las autoridades checas explicaron que la cuota de mercado de ČEZ en Chequia y en los mercados vecinos solo aumentará marginalmente como resultado de la capacidad de generación despachable instalada de EDU II y tendrá una incidencia limitada en el poder de mercado de ČEZ. Además, las autoridades checas explicaron que el aumento de la cuota de mercado a través de la inversión del proyecto en energía nuclear se compensará con la disminución de la cuota de mercado como consecuencia del descenso de la inversión en centrales de carbón y de la clausura prevista de la central nuclear existente. En cualquier caso, Chequia alega que la EFE se ha diseñado específicamente para evitar cualquier posible falseamiento de la competencia.
- (266) Chequia también niega que el mercado de referencia incluya únicamente su propio territorio. Debido a la aplicación continuada de los mecanismos de acoplamiento del mercado y al objetivo de descarbonizar Europa con la integración de las fuentes de energía renovables, Chequia sostiene que cabe esperar que aumente la interconectividad entre los sistemas eléctricos de los Estados miembros ⁽¹³²⁾. También hay que tener en cuenta la posibilidad de que, en el futuro, se revisen las zonas de oferta y se produzcan fusiones transfronterizas de dichas zonas. Por lo tanto, Chequia concluye que el mercado de referencia es más amplio que su propio territorio, lo que afecta a las cuotas de mercado de ČEZ de la forma siguiente:
- (267) En concreto, las autoridades checas alegan que la capacidad que generará EDU II no afectará de forma significativa al poder de mercado del Grupo ČEZ en Chequia ⁽¹³³⁾. En particular, estiman que la capacidad de generación despachable de EDU II solo equivaldrá al 4 % del mercado checo y aproximadamente al 0,8 % del mercado geográfico de referencia para el proyecto en 2040 ⁽¹³⁴⁾. Según Chequia, la cuota de mercado prevista del Grupo ČEZ se reduce significativamente entre 2030 y 2050 y, si EDU II entra en funcionamiento, la cuota de mercado del Grupo en Chequia y en el mercado geográfico de referencia solo aumentaría un 4,08/0,76 % (en 2040) y un 6,97/0,76 % (en 2050), respectivamente. No cabe esperar que este aumento de la cuota de mercado del Grupo basado en la capacidad de EDU II tenga un efecto significativo en el poder de mercado del Grupo en Chequia o en los mercados vecinos.

Cuadro 5

Cuota de mercado de ČEZ en términos de capacidad de generación despachable instalada (2020-2050), supuesto factual

Year	Market shares in Czech Republic	Increase in market shares in Czech Republic due to Dukovany II	Market shares in Czech Republic incl. import capacities	Market shares in Czech Republic and four neighbours incl. import capacities	Increase in market shares in Czech Republic and four neighbours due to Dukovany II
2020	80,20%	-	60,29%	6,50%	-
2030	70,37%	-	50,64%	5,89%	-
2035	70,82%	-	49,25%	5,67%	-
2040	71,43%	4,08%	45,06%	5,38%	0,76%
2045	70,40%	5,37%	42,92%	4,86%	0,77%
2050	44,17%	6,97%	28,40%	3,46%	0,77%

Note: Dispatchable capacity includes all thermal, nuclear, and pumped storage hydro plants. Data for 2020 were provided by ČEPS. Market shares 2030–50 is based on the Oxera model, which takes the ČEPS and TYNDP 2020 data as a basis. Projections taken from the Oxera model baseline (factual) scenario.

Source: Oxera report

⁽¹³²⁾ Véase el considerando 13 y la nota 6.

⁽¹³³⁾ El Grupo ČEZ posee el 61 % de los activos de generación de Chequia, el 35 % de los proveedores y el 53 % de la minería de lignito en diciembre de 2023. Véase Grupo ČEZ, Clean Energy of Tomorrow, Investor presentation [La energía limpia del mañana, presentación de inversor], diciembre de 2023 <https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/ospol/fileexport/investors/investment-stories/2023-12-investment-story-published-en.pdf>.

⁽¹³⁴⁾ El mercado geográfico de referencia para el proyecto está formado por Chequia y sus países vecinos con mercados eléctricos interconectados (a saber, Alemania, Austria, Polonia y Eslovaquia).

Cuadro 6

Estimación de la futura cuota de mercado de ČEZ en términos de generación según Chequia

Year	CEZ market shares in Czech Republic incl. net imports	Dukovany II market shares in Czech Republic incl. net imports	CEZ market shares in Czech Republic and four neighbours	Dukovany II market shares in Czech Republic and four neighbours
2019	70,48%	-	7,32%	-
2020	64,29%	-	6,94%	-
2030	73,02%	-	5,29%	-
2035	71,24%	-	4,92%	-
2040	45,15%	12,83%	2,89%	0,82%
2045	42,61%	12,40%	2,76%	0,80%
2050	18,98%	10,27%	1,40%	0,76%

Note: Projections taken from the Oxera model baseline (factual) scenario.

Source: ČEPS, ENTSO-E Transparency platform, CEZ, APG, SMARD Strommarktdaten, Oxera model.

- (268) Además, las autoridades checas alegaron que el principal objetivo estratégico del Grupo ČEZ ha sido la gestión eficiente de centrales nucleares, así como la extracción de lignito y las centrales de carbón. Sin embargo, está previsto que las centrales de carbón (que representaban el 45 % de la capacidad instalada en GW y el 39 % de la electricidad total producida en TW/h en 2019) se desmantelen gradualmente en consonancia con los objetivos vinculantes de descarbonización de la UE. ČEZ se ha comprometido a alcanzar la neutralidad en carbono para 2050 y tiene previsto reducir la capacidad de generación a base de carbón en casi la mitad, hasta 3 GW en 2025 y hasta 2 GW en 2030. En Chequia, el carbón representa actualmente alrededor de la mitad de la producción de electricidad, y será sustituido en parte por la energía nuclear y, en menor medida, por fuentes de energía renovables ⁽¹³⁵⁾.

Cuadro 7

Cuota de cada combustible en la generación bruta de electricidad en Chequia

	2016	2040 target level according to the State Energy Policy
Coal and other solid non-renewable fuels	50%	11-21%
Nuclear energy	29%	46-58%
Natural gas	8%	5-15%
Renewable and secondary energy sources	13%	18-25%
Total	100%	100%

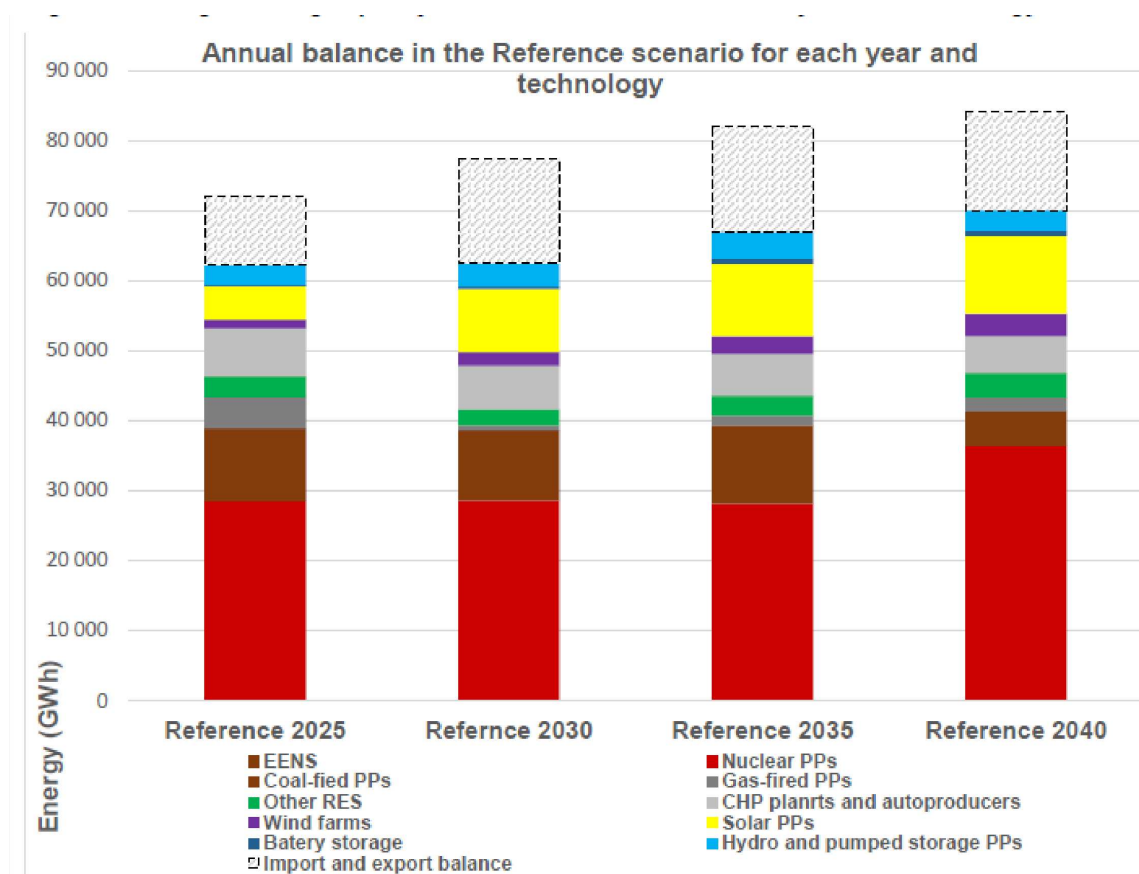
Source: Czech Republic (2019), 'National Energy and Climate Plan of the Czech Republic', November.

⁽¹³⁵⁾ Las autoridades checas explicaron que, aunque Chequia impulsa la implantación de las energías renovables, el país tiene un potencial limitado de expansión de las fuentes renovables a mayor escala debido a su geografía, geología y clima, así como al elevado coste de las tecnologías disponibles.

- (269) Como resultado de los objetivos de reducción de emisiones, Chequia retirará una parte significativa de la capacidad de generación a base de carbón y necesitará nuevas inversiones en capacidad de producción a base de energía nuclear, fuentes renovables y gas natural para subsanar el déficit ⁽¹³⁶⁾. Se espera que la generación a base de hulla y lignito se elimine por completo en 2037, lo que supone una reducción de capacidad de alrededor de 6,5 GW ⁽¹³⁷⁾.
- (270) Las autoridades checas explicaron que EDU II desempeña un papel importante en la consecución de los objetivos del Gobierno de Chequia en materia de reducción de emisiones, al tiempo que contribuye a la necesaria seguridad del suministro en el país. Las nuevas unidades nucleares están destinadas a reemplazar parte de la capacidad actual de generación a base de lignito y hulla, así como las unidades nucleares existentes en el emplazamiento de Dukovany que está previsto retirar entre 2045 y 2047 ⁽¹³⁸⁾. Chequia también sostiene que el proyecto no desplazaría la inversión en la producción de energía eólica terrestre. En todos los supuestos, incorporen o no el proyecto, se prevé la instalación de la misma capacidad de producción de energía eólica entre 2030 y 2050, aunque la instalación se retrasaría un poco si se ejecutara el proyecto.

Gráfico 4

Capacidad de generación neta en el supuesto de referencia para cada año y tecnología



Fuente: autoridades checas

⁽¹³⁶⁾ Se espera que todas las capacidades de generación de lignito y hulla —quizás aparte de algunas plantas de cogeneración— se hayan cerrado en 2038, en el marco de un plan reciente para retirar gradualmente las centrales eléctricas más contaminantes. Véase el acta de la séptima reunión de la Comisión del Carbón checa de 4 de diciembre de 2020, pp. 6-7, disponible en: https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/ministerstvo/kalendar-akci-vse/2021/2/Zapis-z-jednani-UK_4-12-2020_.pdf.

⁽¹³⁷⁾ Basada en los datos facilitados por ČEPS.

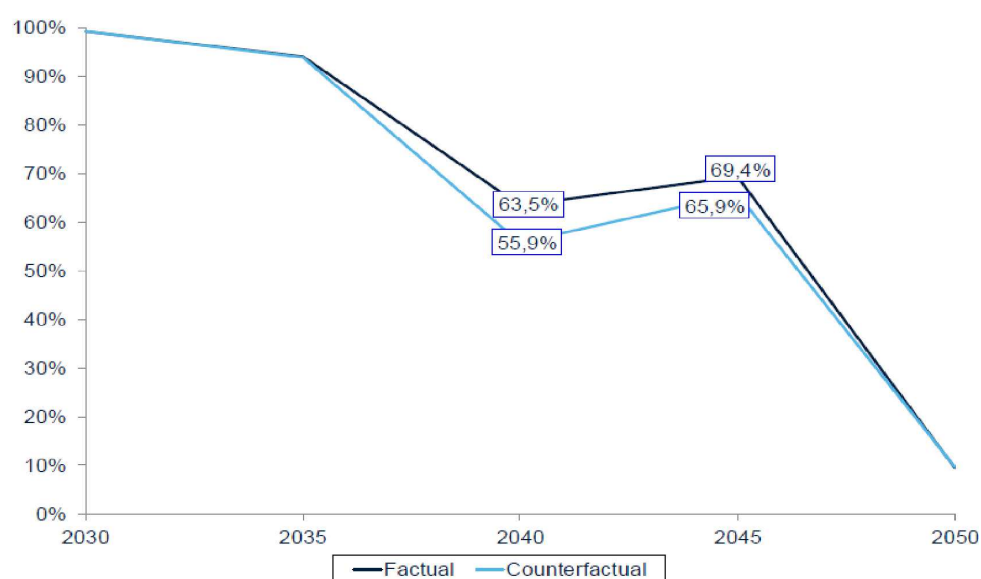
⁽¹³⁸⁾ Según los datos de ČEPS, está previsto clausurar las cuatro unidades nucleares existentes en Dukovany (cada una de ellas con una capacidad aproximada de 510 MW) del siguiente modo: una unidad a finales de 2045, otra a finales de 2046 y las otras dos a finales de 2047.

- (271) En sexto lugar, Chequia alega que, debido a que ČEZ tiene la obligación, en virtud del contrato de compra, de vender toda la producción de EDU II a la EFE, así como a los compromisos de Chequia en relación con el comercio de la electricidad producida por la central durante su vida útil (véase la sección 3.6.4), no cabe esperar que ningún aumento de la capacidad de generación que se obtenga mediante esta inversión ocasione un incremento de la electricidad disponible para vender a los clientes de ČEZ.
- (272) Por último, Chequia alega que la criticidad⁽¹³⁹⁾ de ČEZ según el índice de oferta residual (IOR), que es un índice utilizado a menudo para evaluar la capacidad de un generador para actuar con independencia de sus competidores, disminuiría de forma significativa en el futuro:

Gráfico 5

Criticidad de ČEZ aplicando el IOR según Chequia

Figure 6.10 Share of hours in which CEZ' RSI is below 1, factual and counterfactual scenarios (2030–50)



Note: Projections taken from the Oxera model baseline (factual and counterfactual) scenarios.

Source: Oxera model based on TYNDP 2020 and ČEPS data.

4.4.2. Papel de la EFE en el mercado

- (273) Por lo que se refiere al papel de la EFE en el mercado, las autoridades checas alegaron que el diseño del acuerdo comercial con el que opera la EFE es deliberadamente abierto y flexible a fin de que sea adecuado para evitar posibles distorsiones del mercado.
- (274) Chequia explicó que la EFE será totalmente independiente de EDU II y del Grupo ČEZ y tendrá una estructura de gobernanza y gestión independiente. Sus transacciones con EDU II (y ČEZ, si procede) se realizarán en condiciones de independencia mutua. Las autoridades checas mencionaron que esta estructura de gobernanza establece procesos decisorios separados en relación, por una parte, con la toma de decisiones sobre la estrategia comercial, que corresponde a la EFE y que repercute en la competencia y el comercio en los mercados de la electricidad, y, por otra, con el desarrollo y la explotación de la central, que corresponde a EDU II.
- (275) Además, las autoridades checas distinguieron entre el enfoque de la EFE propuesto por el proyecto y las medidas en otros casos nucleares con respecto a la estructura comercial y los mecanismos de compra garantizada de la central. Las autoridades checas explicaron que la novedad del enfoque de la EFE en comparación con los demás casos radica en la creación de una entidad independiente del operador de la central. EDU II será la propietaria y responsable de la explotación de la central y generará electricidad siendo titular únicamente de una licencia de generación de

⁽¹³⁹⁾ El análisis de la criticidad examina si las centrales eléctricas propiedad de una empresa concreta están obligadas a satisfacer la demanda en un período determinado, es decir, es necesario al menos un megavatio de su producción. De ser así, la empresa podría aprovecharse de este poder de mercado. La criticidad solo tiene en cuenta la posibilidad de disponer de poder de mercado en el conjunto del mercado, y no si puede surgir ese poder de mercado en situaciones específicas, por ejemplo, cuando hay limitaciones de transporte.

electricidad. La capacidad generada por EDU II será absorbida en su totalidad por la EFE, que será titular de una licencia de comercio de electricidad. La EFE venderá la producción de EDU II en el mercado mayorista y será también un sujeto de liquidación responsable del balance con respecto a OTE, en tanto que comerciante de electricidad. Como consecuencia de ello, EDU II no comerciará con otros participantes en el mercado (aparte de la EFE) y no estará expuesta a las condiciones de este. Las autoridades checas subrayaron que el objetivo de esta estructura es limitar el riesgo de posibles distorsiones del mercado causadas por el poder de mercado.

Cuadro 8

Comparación de la estructura comercial entre EDU II (en el cuadro que figura a continuación, denominada «Dukovany II»), HPC y Paks II

	Owner/operator of assets	Trading entity	Price mechanism for the offtake of generated electricity
Dukovany II	State support recipient (EDU II)	The Supply SPV, wholly owned by the State [Counterparty to some of the state support]	Power Purchase Agreement (pre-determined PPA price for the full generation volume)
Hinkley Point C	State aid recipient (the NPP)		Contracts for Difference (market price topped up or reduced to match the pre-determined Strike Price)
Paks II	State aid recipient (the power plant)		Market price (with the condition that at least 30% of the generation must be sold on the open market and bilateral contracts must be limited to less than 70% of the output)

Fuente: autoridades checas

- (276) Además, las autoridades checas explicaron que está previsto que la EFE organice su propio departamento comercial y sus operaciones internamente, si bien, si se considera más adecuado y rentable, la EFE puede considerar la posibilidad de celebrar una licitación para externalizar la función comercial en el futuro.
- (277) Además, las autoridades checas mencionaron que la EFE adoptará una estrategia comercial que minimice el riesgo y que su enfoque consistirá en evitar cualquier incidencia negativa en el mercado. En particular, se espera que el modelo comercial previsto incentive que la EFE obtenga los máximos ingresos de la venta de electricidad para el Estado checo y, en consecuencia, que se minimice el importe de la ayuda recibida por el proyecto. Por lo que se refiere a su estrategia comercial, la EFE operará fundamentalmente en el mercado eléctrico mayorista checo, pero en el bien entendido de que existe un alto grado de interconexión en la región y un acoplamiento del mercado diario con los países vecinos. Dado que cabe esperar que los mercados crezcan y los niveles de liquidez aumenten en el futuro, especialmente teniendo en cuenta que los mercados diarios completaron el acoplamiento entre las regiones de Alemania-Polonia-Austria y Chequia-Hungría-Eslovaquia-Rumanía en junio de 2021, la estrategia comercial se evaluará periódicamente para ajustarla a las condiciones más recientes del mercado. Se espera que la estrategia comercial definitiva, basada en un enfoque transparente y de mínimo riesgo, se adopte a partir de 2030.
- (278) En el curso de la investigación formal, Chequia decidió ofrecer compromisos comerciales de energía nuclear (como se describe en los considerandos 112-119).

5. OBSERVACIONES DE TERCEROS

- (279) La Comisión recibió observaciones de dieciocho terceros consultados durante la encuesta sobre la Decisión de incoación, que se prolongó hasta el 5 de septiembre. Cabe señalar que la mayoría de las observaciones (a saber, doce de los dieciocho encuestados) respaldaban el proyecto. A continuación se ofrece una descripción de las observaciones pertinentes con respecto a la evaluación de la ayuda estatal.
- (280) Se recibieron observaciones de los Estados miembros, empresas, asociaciones y organizaciones no gubernamentales («ONG»). Las observaciones de terceros se tratarán en las secciones pertinentes de la evaluación, sin mencionar específicamente la observación de que se trate.
- (281) Las observaciones de terceros se describirán agrupándolas por temas.

5.1. Observaciones sobre la existencia de ayuda

- (282) No se recibieron observaciones con respecto a la existencia de ayuda.

5.2. Observaciones sobre la compatibilidad de la ayuda

5.2.1. Observaciones relativas a la idoneidad de la medida

- (283) Dos de los terceros consultados reiteraron su apoyo a las preocupaciones de la Comisión planteadas en la Decisión de incoación en relación con la idoneidad de la medida.
- (284) Además, uno de los encuestados alegó que todavía no es posible realizar una estimación de la evolución actual del mercado europeo de la electricidad y sus efectos futuros. En consecuencia, sería muy difícil realizar una evaluación concreta de la idoneidad de la medida.
- (285) Al mismo tiempo, muchos encuestados observaron que no comparten las preocupaciones de la Comisión en relación con la idoneidad de la medida. En su opinión, la medida propuesta es adecuada porque consiste en una combinación adecuada de instrumentos para alcanzar los objetivos previstos del proyecto, al tiempo que se garantiza que no existen políticas o instrumentos con menores efectos distorsionadores que sean capaces de lograr los mismos resultados. Además, algunos de los terceros consultados alegaron que los elementos constitutivos de la medida (a saber, el contrato de compra garantizada, el préstamo y el mecanismo de protección contra cambios legislativos) son inseparables y necesarios para abordar las deficiencias del mercado pertinentes para el proyecto.
- (286) Por otra parte, algunos encuestados observaron que en la decisión final de la Comisión con respecto a Hinkley Point C se aprobó una combinación similar de medidas (es decir, un contrato por diferencia, una garantía estatal y un mecanismo de protección contra decisiones políticas potencialmente perjudiciales) y que el riesgo asumido por el promotor era similar.

5.2.2. Observaciones relativas a la proporcionalidad de la medida

- (287) Dos encuestados reiteraron su apoyo a las preocupaciones de la Comisión planteadas en la Decisión de incoación en relación con la proporcionalidad de la medida.
- (288) Además, uno de los encuestados alegó que todavía no es posible realizar una estimación de la evolución actual de los precios en el mercado europeo de la electricidad y sus efectos futuros. En consecuencia, sería muy difícil realizar una evaluación concreta de la proporcionalidad de la medida.
- (289) Por el contrario, muchos de los terceros consultados respondieron que no comparten las preocupaciones de la Comisión en cuanto a la proporcionalidad de la medida. Según ellos, la medida propuesta es proporcionada.
- (290) Varios encuestados alegaron que las hipótesis utilizadas para estimar el ROE del proyecto reflejan correctamente la exposición al riesgo de CEZ y el riesgo asumido por el beneficiario.
- (291) Por otra parte, la Comisión recibió algunas observaciones en el sentido de que la propuesta de revisión periódica del precio de ejercicio del contrato de compra, basada en evaluaciones del mercado, actúa efectivamente como estabilizador automático suficiente para evitar una sobrecompensación y debería proporcionar incentivos financieros suficientes tanto a EDU II como a la EFE para maximizar la producción y concluir acuerdos comerciales rentables sobre la energía.

- (292) Un tercero observó que la duración propuesta del contrato de compra [a saber, sesenta años que abarcan el período de explotación de la instalación (según la LBEC, treinta años que pueden ir seguidos de varias prórrogas de diez años) con una reevaluación de la proporcionalidad del precio de ejercicio regulada por el Ministerio de Comercio e Industria de Chequia] se ha definido para reflejar las condiciones técnicas, reglamentarias y financieras particulares.

5.2.3. Observaciones relativas a la necesidad de intervención estatal

- (293) Uno de los encuestados observó que el suministro de energía también podría garantizarse mediante tecnologías más baratas y alegó que las subvenciones al sector nuclear ralentizarían los avances en otras tecnologías más baratas, rápidas y respetuosas con el clima. A raíz de ello, sostuvo que no debería subvencionarse la producción de electricidad en centrales nucleares porque esta tecnología está madura y no es rentable.
- (294) La Comisión recibió una observación en la que se apuntaba que la intervención del Estado para producir electricidad en centrales nucleares no está justificada a la vista de la evolución reciente del mercado. En particular, este encuestado alegó que los elevados precios de la electricidad resultantes de las recientes turbulencias del mercado se mantendrán en niveles elevados en las próximas décadas y que, como consecuencia de ello, el importe de la ayuda para la medida no servirá a uno de sus objetivos, como es bajar los precios de la electricidad en el mercado.
- (295) Una de las observaciones hacía referencia a la posibilidad de que Chequia invierta en el desarrollo de fuentes de energía renovables y genere 5,3 TWh en nuevas instalaciones eólicas y 4,9 TWh en nuevas centrales fotovoltaicas con miras a 2030, en lugar de promover el desarrollo de la central nuclear de Dukovany. Además, alegó que la ayuda del Estado para el desarrollo de la energía eólica y solar sería mucho menor que la prestada a la energía nuclear.
- (296) Contrariamente a estas observaciones, varios de los terceros consultados alegaron que la intervención del Estado es necesaria para que la medida alcance sus objetivos.
- (297) Algunos encuestados observaron que, sin la participación del Estado, no sería viable ejecutar un nuevo proyecto de central nuclear en el actual mercado europeo de la electricidad. También alegaron que las deficiencias del mercado existentes (exposición a la magnitud de los requisitos de capital, la volatilidad de los precios del mercado a largo plazo y los riesgos jurídicos, estratégicos y reglamentarios) y el alto grado de incertidumbre asociado a los proyectos nucleares son factores disuasorios para los inversores privados, y que la intervención del Estado es necesaria para garantizar la inversión en centrales nucleares con bajas emisiones de carbono.
- (298) Además, algunos de los terceros consultados señalaron que la reciente volatilidad de los mercados de la energía demuestra la necesidad de que los regímenes de ayudas estatales compensen las distorsiones en el mercado. Asimismo, estos encuestados mencionaron que las condiciones del mercado no incentivan el desarrollo de proyectos de infraestructura energética a gran escala.
- (299) Uno de los encuestados alegó que los nuevos proyectos nucleares deben analizarse desde la nueva perspectiva de seguridad del suministro y considerarse prioritarios, dado su potencial de reducción de la dependencia de las importaciones rusas. También observó que la reciente inclusión de la energía nuclear en la taxonomía de la UE relativa a la sostenibilidad en el sector de los servicios financieros constituye un paso clave para allanar el camino a un mayor desarrollo de la energía nuclear.

5.2.4. Observaciones recibidas sobre la selección de ČEZ

- (300) Algunos de los terceros consultados afirman expresamente que no comparten las preocupaciones de la Comisión sobre la elección de ČEZ sin licitación ni consulta. Por razones tanto de seguridad estatal como de seguridad energética, así como por otras razones (como la experiencia, los conocimientos técnicos y la eficiencia del operador), estas partes consideran plenamente justificado asignar a una empresa energética pública la obligación de realizar una tarea compleja como es la construcción y explotación de una nueva central nuclear, a lo que añaden que se ajusta a la práctica internacional generalizada.

- (301) Ningún competidor ni ningún otro tercero plantearon problema alguno en cuanto a la elección de ČEZ como promotor del proyecto.

5.2.5. *observaciones recibidas sobre el posible falseamiento de la competencia y el comercio entre los estados miembros*

- (302) Uno de los encuestados reiteró en su escrito que compartía las preocupaciones planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación en relación con el posible falseamiento de la competencia en el mercado. Además, consideró que la producción de electricidad a partir de tecnología nuclear está excesivamente subvencionada y, por consiguiente, no es competitiva, y alegó que cualquier subvención daría lugar a un falseamiento significativo de la competencia en el mercado.
- (303) Por otra parte, varios de los terceros consultados observaron que existe un riesgo limitado de que la medida falsee o pueda falsear la competencia en el mercado.
- (304) Algunos encuestados sostuvieron que la arquitectura de la EFE puede tener una incidencia limitada en el mercado, ya que ČEZ y EDU II son dos entidades económicas distintas que serán totalmente independientes entre sí. A continuación, observaron que habría un cierto margen para la manipulación del mercado.
- (305) Uno de los encuestados señaló que ČEZ tiene un gran parque de generación a base de carbón que tiene previsto retirar en la década de 2030, y que espera cerrar las cuatro unidades existentes en el emplazamiento de Dukovany entre 2045 y 2047. Sobre esta base, alegó que las cuotas de mercado de ČEZ en la producción de electricidad no aumentarán de forma significativa.
- (306) Por otra parte, un tercero observó que el riesgo de manipulación cuando los precios de mercado sean superiores al precio de compra contractual y el Grupo ČEZ pueda tener un incentivo económico para reducir la producción de EDU II, de modo que otras unidades vendan más energía a precios de mercado más elevados, parece bajo. Esto se debe a que EDU II se conectará con un elevado factor de carga (90 %) y a que el incentivo económico de EDU II consiste en suministrar al mercado todos sus volúmenes disponibles para asegurarse de recibir su compensación y poder hacer frente al servicio de su deuda. También está la separación entre el Grupo ČEZ y EDU II. Asimismo, el Reglamento RITME prohíbe las conductas de manipulación del mercado.
- (307) Además, un tercero sostuvo que la central nuclear de Dukovany tiene por objeto generar nueva capacidad y cubrir un déficit de producción de electricidad esperado para 2030-2040, lo que tendrá efectos positivos en la seguridad y la diversificación del suministro para los países vecinos. En consecuencia, alegó que estos efectos positivos de la medida contrarrestan cualquier efecto negativo que esta pudiera tener.
- (308) Por último, un tercero observó que cualquier supuesta incidencia sobre la competencia debería evaluarse teniendo en cuenta la ausencia de condiciones de competencia verdaderamente equitativas en el sector de la energía, ya que el desarrollo de nueva capacidad de generación casi nunca se basa exclusivamente en el mercado. Este encuestado mencionó que, por ejemplo, las fuentes de energía renovables no solo se benefician de sistemas de ayuda directa, sino también de una serie de medidas introducidas por el Pacto Verde Europeo y los paquetes REPowerEU.

5.2.6. *Observaciones relativas a la infracción del Derecho de la UE*

- (309) Un tercero sostuvo que el uso de la energía nuclear para la producción de electricidad infringe el principio de que quien contamina paga y el principio de cautela enunciado en el artículo 191 del TFUE.
- (310) Además, dos de los terceros consultados observaron que el proyecto no garantiza el principio de que quien contamina paga, ya que la medida no tiene en cuenta la gestión del combustible nuclear gastado, lo que plantea dudas sobre si habrá recursos disponibles al final de la vida útil estimada de la central nuclear correspondientes al coste estimado de la gestión de los residuos radiactivos y la clausura de la instalación. Asimismo, estos encuestados consideraron que, a menos que el sistema actualmente aplicado de pago de tasas al Fondo Nacional de la Energía Atómica se modifique de forma considerable, no se dispondrá de tales recursos, por lo que no se respetará el principio de que quien contamina paga.
- (311) La Comisión recibió observaciones de otro encuestado que sostuvo que las declaraciones públicas de los funcionarios checos indican que tratarán de modificar o aplazar las condiciones de la taxonomía relativas a la puesta en funcionamiento de un depósito profundo de residuos radiactivos de alta actividad para 2050.

(312) Por otra parte, algunos encuestados alegaron que la medida no infringe el Derecho de la Unión.

5.2.7. Observaciones recibidas en relación con la seguridad del suministro

(313) Dos encuestados observaron que la energía nuclear no puede ofrecer ventajas frente a otras fuentes de energía desde el punto de vista de la seguridad del suministro, porque la disponibilidad de uranio y torio es limitada y la UE tiene una dependencia muy elevada de las importaciones.

(314) Por otra parte, un tercero alegó que la energía nuclear presenta una baja dependencia de las importaciones, que las materias primas representan como máximo el 10 % del coste de producción, y que el mercado internacional del uranio está bien regulado y es estable.

(315) Además, se presentaron a la Comisión muchos argumentos en apoyo de la medida en vista de las preocupaciones sobre la seguridad del suministro, la descarbonización, la asequibilidad de la energía y la evolución del mercado a raíz de la invasión rusa de Ucrania. En concreto, los encuestados observaron que los reactores nucleares son la tecnología mejor situada para garantizar el camino hacia la neutralidad en carbono y mantener la seguridad del suministro de la UE. Además, señalaron que la energía nuclear es también un medio de generación estable y controlable, que permite una gestión fiable de la red eléctrica y contribuye a una elevada seguridad del suministro.

(316) Varias observaciones se referían al desarrollo de proyectos nucleares en toda la UE para cumplir los objetivos de la Unión en relación con el cambio climático, así como para garantizar la seguridad del suministro con una energía estable, fiable, sostenible, hipocarbónica y competitiva.

(317) Muchas observaciones hacían referencia al contexto geopolítico (en particular a las perturbaciones en el suministro de petróleo y gas y a la volatilidad de los precios) y a la importancia de la seguridad del suministro para seguir reduciendo la dependencia energética de la UE con respecto a Rusia. Además, un tercero observó que la agresión de Rusia contra Ucrania pone de relieve la necesidad de la energía nuclear para ganar independencia respecto del suministro de combustible procedente de Rusia.

5.2.8. Otras observaciones formuladas por terceros

(318) Se presentaron a la Comisión argumentos sobre consideraciones de seguridad y protección. Algunos encuestados expresaron su preocupación en relación con la gestión segura y sostenible de los residuos radiactivos de alta actividad en general. Además, aludieron al peligro potencial de las centrales nucleares en conflictos armados, así como a los riesgos que entrañan los accidentes nucleares graves. En algunas observaciones se alega que la situación actual en Ucrania demuestra los riesgos adicionales que plantean las centrales nucleares en materia de seguridad y protección.

(319) Además, algunos encuestados señalaron que, debido a la elevada demanda de agua de refrigeración, las centrales nucleares son muy sensibles al aumento de las temperaturas. Asimismo, alegaron que el río Jihlava proporciona muy poca agua para que los nuevos bloques de producción eléctrica que se instalen en el emplazamiento de Dukovany dispongan de un suministro de agua refrigerante fiable, y señalaron que esto ya se había reconocido durante la planificación del programa nuclear de Checoslovaquia y fue el motivo de que se limitase la potencia de las unidades instaladas en el emplazamiento. En vista del cambio climático, algunos terceros estimaron que la explotación de las nuevas centrales nucleares no será tan estable como se había pensado y que su utilización no alcanzará los niveles previstos.

(320) En algunas observaciones se muestra preocupación por el suministro de agua para la nueva central nuclear y, en particular, por su impacto en el río Jihlava, y también se indica que actualmente falta un plan de gestión del uso y la protección de los recursos hídricos.

(321) Dos terceros manifiestan su preocupación por el hecho de que el proyecto no vaya a completarse según lo previsto, ya que es posible que los tres proveedores tecnológicos potenciales no estén preparados técnicamente para operar en Europa, lo que podría ocasionar retrasos. Los encuestados consideran que esto podría tener consecuencias económicas, así como repercusiones para la protección medioambiental y climática. Los encuestados también plantean la cuestión de la escalada de los costes, que es común a todos los proyectos nucleares de nueva construcción.

- (322) Uno de los encuestados criticó la falta de transparencia en la preparación del proyecto del nuevo reactor, citando a la sucursal checa de Transparencia Internacional, que ha cuestionado la transparencia del proyecto ⁽¹⁴⁰⁾. En particular, este tercero menciona que el Ministerio de Comercio e Industria de Chequia se negó a facilitarle determinados documentos sobre el análisis de los modelos de inversión del proyecto y los procedimientos para la preparación y ejecución de este a raíz de una solicitud de acceso a documentos que dicho tercero presentó.
- (323) Uno de los encuestados alega que la responsabilidad limitada del operador de la central nuclear es insuficiente para cubrir los posibles daños derivados de un accidente nuclear, y señala la negativa de Chequia a adherirse al Protocolo Adicional de la Convención de Viena de 1997, sobre responsabilidad civil por daños nucleares, que exige un nivel mínimo de responsabilidad por daños y perjuicios de 300 millones de DEG (derechos especiales de giro). Además, el encuestado alega que los costes de construcción, transporte y protección policial especial de la planta constituirán una ayuda estatal adicional.
- (324) Según varias observaciones, el proyecto contribuiría al cumplimiento de los objetivos energéticos marcados a escala europea y también al Pacto Verde.
- (325) Por otra parte, varios terceros llamaron la atención sobre los beneficios sociales y económicos de la energía nuclear. En particular, señalaron los puestos de trabajo creados y la gran contribución de la energía nuclear a las economías de los Estados miembros de la UE. En particular, a escala de la UE, según un análisis realizado por Deloitte en 2019, el sector nuclear mantiene más de 1,1 millones de puestos de trabajo directos e indirectos y genera más de medio billón de euros en PIB ⁽¹⁴¹⁾.

6. OBSERVACIONES DE ČEZ

- (326) ČEZ presentó sus observaciones el 5 de septiembre de 2022. En su escrito, ČEZ aporta pruebas y análisis en apoyo de su argumento de que algunas de las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación no estarían fundadas.
- (327) Los principales argumentos de ČEZ se exponen con más detalle a continuación.

6.1. Posición de ČEZ sobre la idoneidad de la ayuda

- (328) En su escrito, ČEZ alega que las medidas propuestas ayudan de manera adecuada y específica a tratar las principales deficiencias del mercado reconocidas por la Comisión (a saber, la magnitud de los requisitos de capital, la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado y la longevidad de la exposición a las decisiones políticas) y debe considerarse que las tres medidas están interrelacionadas y forman un único paquete de ayuda. En particular, ČEZ sostiene que son idóneas todas las medidas que integran el paquete de ayuda estatal propuesto (a saber, el contrato de compra, la asistencia financiera reembolsable y el mecanismo de protección frente a cambios normativos o estratégicos), ya que los riesgos subyacentes no se mitigarían si se eliminase una sola de ellas. En este supuesto, la viabilidad del proyecto se vería comprometida.
- (329) ČEZ mencionó, además, que la Comisión había aprobado en el pasado paquetes de ayuda similares (como en Hinkley Point C).
- (330) Por último, ČEZ explicó que las medidas propuestas son adecuadas para mitigar el riesgo de un posible fracaso del proyecto y los costes públicos conexos.

6.2. Posición de ČEZ sobre ciertos elementos de la proporcionalidad de la ayuda

6.2.1. Riesgo de sobrecompensación

- (331) En respuesta a las dudas de la Comisión en relación con el riesgo de sobrecompensación, ČEZ alegó que las medidas propuestas incluyen un mecanismo adecuado de control de sobrecompensación, que permite que se cumpla el ROE en condiciones de mercado, que es proporcional al riesgo del proyecto. Según ČEZ, la intención de los mecanismos propuestos no es evitar la sobrecompensación por completo, ya que ČEZ se enfrentaría a riesgos significativos asociados al proyecto.

⁽¹⁴⁰⁾ <https://www.transparency.cz/kauzy/netransparentni-projekt-dostavy-jaderne-elektrarny-dukovany/>

⁽¹⁴¹⁾ <https://www.nucleareurope.eu/press-release/investing-in-low-carbon-nuclear-generates-jobs-and-economic-growth-in-europe/>.

- (332) En opinión de ČEZ, la presencia de medidas adicionales para eliminar cualquier posible subida ulterior por encima del mecanismo de reparto de beneficios afectará al equilibrio de la exposición a subidas o bajadas. Las posibles primas de riesgo adicionales tendrían una incidencia al alza en el ROE, lo que aumentaría el precio del contrato de compra y, por tanto, el coste para la ayuda estatal.
- (333) Además, ČEZ alegó que la sobrecompensación se gestionaría a través del mecanismo de reparto de beneficios durante la fase de explotación de EDU II. El mecanismo de reparto de beneficios propuesto se basa en el mecanismo anteriormente aprobado para Hinkley Point C y es más estricto que este, ya que el reparto es mayor con un menor rendimiento de los recursos propios. El mecanismo de reparto de beneficios está diseñado para reflejar el rendimiento neto extraordinario mediante el seguimiento de los resultados reales y el TRI de los recursos propios del proyecto EDU II. Este mecanismo mide el rendimiento del proyecto a lo largo de toda su vida útil y garantiza que se tenga en cuenta todo el rendimiento neto extraordinario.

6.2.2. Estimación del ROE

- (334) ČEZ presentó un análisis de los riesgos comparativos y de los beneficios proporcionados de EDU II con respecto a otros proyectos de infraestructuras energéticas (a saber, Hinkley Point C, Paks II, proyectos de centrales eléctricas independientes convencionales y energía eólica marina). En este análisis se indicaba que la horquilla de ROE adecuada para EDU II sería del [...] %. Además, se mencionaba que la determinación exacta del ROE dependería de una aclaración ulterior de los parámetros del proyecto, de la asignación del riesgo y de las principales características de la participación del Estado.
- (335) En particular, una estimación del ROE más cercana al extremo superior de la horquilla mencionada sería coherente con un supuesto en el que EDU II tiene asignado un riesgo desproporcionadamente elevado y existe un alto riesgo de que el proyecto se abandone. Por el contrario, una estimación del ROE más cercana al extremo inferior de la horquilla mencionada reflejaría un supuesto en el que existe una asignación del riesgo proporcional, reforzada por las protecciones para EDU II en supuestos de bajada y riesgo limitado de abandono del proyecto.

6.3. Posición de ČEZ sobre su selección como promotor del proyecto

- (336) En su respuesta a la Decisión de incoación, ČEZ explicó que tiene una larga experiencia, capacidad y conocimientos en Chequia con respecto al diseño, desarrollo, construcción y explotación de centrales nucleares. En concreto, el Grupo ČEZ ha desarrollado y construido las dos centrales nucleares del país, en Temelín y Dukovany, y también está desarrollando una nueva central nuclear en Eslovaquia.
- (337) Además, ČEZ cuenta con una amplia experiencia de trabajo con la autoridad nuclear checa y tiene un conocimiento profundo de las exigencias regulatorias aplicables a las centrales nucleares. Como propietario y operador de activos de generación de electricidad nuclear en el país, ČEZ tiene un excelente conocimiento del marco legislativo vigente y de los requisitos de concesión de licencias y permisos en Chequia.
- (338) ČEZ es miembro activo de organizaciones internacionales como WANO, EUR, EPRI, WNA y NUGENIA. La empresa aplica normas y procesos establecidos y reconocidos por reguladores de todo el mundo para promover la mejora continua, la seguridad y los conocimientos más avanzados en el funcionamiento de las centrales nucleares.
- (339) Por último, ČEZ alegó que, como propietario actual del emplazamiento y promotor, puede garantizar la ejecución puntual del proyecto de manera eficiente en cuanto a los costes. En particular, según las estimaciones de ČEZ, sus actividades preliminares y facilitadoras en el emplazamiento (como los estudios de viabilidad, la adquisición de terrenos, etcétera) han acelerado el calendario del proyecto al menos en diez o doce años y posiblemente reducido sus costes en unos [200-700] millones EUR en comparación con lo que costaría que un tercer operador construyera una nueva central nuclear.

7. RESPUESTA DE CHEQUIA A LAS OBSERVACIONES DE TERCEROS

- (340) Las autoridades checas enviaron su respuesta a las observaciones presentadas por terceros el 21 de octubre de 2022.

- (341) En general, Chequia constató que la mayoría de las observaciones fueron positivas y abrumadoramente favorables al proyecto. Además, Chequia explicó que la mayoría de las cuestiones planteadas ya se habían tratado en sus escritos anteriores. A continuación se destacan los principales argumentos esgrimidos por Chequia en respuesta a las preocupaciones expresadas por los terceros consultados. Solo se destacan las respuestas a las observaciones directamente pertinentes para la evaluación de la ayuda estatal.
- (342) En respuesta a las observaciones sobre la idoneidad y la proporcionalidad de la ayuda, Chequia aludió a sus observaciones anteriores y mencionó que la ayuda estatal se diseñó con el objetivo de minimizar su importe en la medida de lo posible, garantizando al mismo tiempo la viabilidad del proyecto.
- (343) Además, las autoridades checas afirmaron estar dispuestas a cumplir los criterios técnicos de la taxonomía de la UE en relación con el proyecto, incluida la puesta en marcha de una instalación de almacenamiento profundo de residuos radiactivos de alta actividad en 2050. En particular, Chequia explicó que la política nacional de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, aprobada en 2019, se actualizará en consonancia con los requisitos de la taxonomía de la UE tras el proceso de revisión del programa por homólogos llevado a cabo por el OIEA en el marco de la misión Artemis, en virtud del artículo 14, apartado 3, de la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo, de 19 de julio de 2011, que tendrá lugar en el cuarto trimestre de 2023.
- (344) Por último, en respuesta a las preocupaciones medioambientales específicas planteadas por terceros, las autoridades checas alegaron que i) las actividades relacionadas con la energía nuclear son hipocarbónicas ⁽¹⁴²⁾ y la explotación de una central nuclear es una de las oportunidades de inversión más rentables ⁽¹⁴³⁾, ii) la metodología utilizada para dotar provisiones destinadas a la clausura de instalaciones nucleares se ajusta a las normas de la UE ⁽¹⁴⁴⁾, iii) se ha tenido suficientemente en cuenta la futura eliminación de residuos radiactivos y combustible gastado conforme a la legislación checa, iv) la evaluación de impacto ambiental del proyecto muestra que se han abordado todas las cuestiones medioambientales, incluida la consideración de una masa de agua de superficie suficiente para refrigerar la central (en cualquier caso, las autoridades checas explicaron que la cuestión del suministro suficiente de agua será objeto de supervisión constante de conformidad con las condiciones de la evaluación de impacto ambiental), y v) las normas checas sobre responsabilidad civil por daños nucleares son compatibles con el Derecho internacional ⁽¹⁴⁵⁾.

8. EVALUACIÓN DE LA MEDIDA

8.1. Existencia de ayuda estatal

- (345) Con arreglo al artículo 107, apartado 1, del TFUE, son incompatibles con el mercado interior, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre los Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen con falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.
- (346) Una medida constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE si cumple cuatro condiciones acumulativas. En primer lugar, la medida debe ser financiada por el Estado o mediante fondos estatales. En segundo lugar, debe otorgar una ventaja al beneficiario. En tercer lugar, debe favorecer a determinadas empresas o actividades económicas (es decir, debe haber cierto grado de selectividad). En cuarto lugar, debe poder afectar a los intercambios comerciales entre Estados miembros y falsear la competencia en el mercado interior. En la sección 4.2

⁽¹⁴²⁾ Véase el informe final del Grupo de Expertos Técnicos sobre Finanzas Sostenibles de marzo de 2020, disponible en: https://finance.ec.europa.eu/system/files/2020-03/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf [en inglés]. En dicho informe se afirmaba que «la generación de energía nuclear tiene prácticamente cero emisiones de gases de efecto invernadero en la fase de generación de energía» y que «los datos sobre la potencial contribución sustancial de la energía nuclear a los objetivos de mitigación del cambio climático eran abundantes y claros».

⁽¹⁴³⁾ Véase Agencia Internacional de la Energía (AIE), *Projected Costs of Generating Electricity 2020* [Costes estimados de la generación de electricidad, 2020].

⁽¹⁴⁴⁾ Esta metodología se establece en el Decreto n.º 250/2020 Recop. sobre el establecimiento de una reserva para la clausura de una instalación nuclear y de los centros de trabajo de las categorías III y IV, que, según las autoridades checas, está plenamente en consonancia con la Directiva 2011/70/Euratom.

⁽¹⁴⁵⁾ En particular, la Ley n.º 18/1997 Recop. sobre los usos pacíficos de la energía nuclear y las radiaciones ionizantes (la «Ley Atómica»), en su versión modificada, transpone la Convención de Viena sobre Responsabilidad Civil por Daños Nucleares.

de la Decisión de incoación, la Comisión explicó que las tres medidas notificadas se planificaron conjuntamente y son inseparables ⁽¹⁴⁶⁾. Con arreglo al punto 81 de la Comunicación de la Comisión relativa al concepto de ayuda estatal, varias medidas diferentes podrían considerarse una «única intervención». Este podría ser el caso, en particular, cuando las intervenciones consecutivas tienen vínculos tan estrechos entre sí, especialmente a la luz de su cronología, su finalidad y la situación de la empresa, que resulta imposible disociarlas ⁽¹⁴⁷⁾. Por ejemplo, es posible evaluar como una única intervención una serie de intervenciones estatales que tienen lugar en relación con la misma empresa en un período de tiempo relativamente corto, están vinculadas entre sí, o se planearon o eran previsibles en el momento de la primera intervención.

- (347) La Comisión explicó en la Decisión de incoación que las tres medidas tienen el mismo objeto y el mismo objetivo, a saber, permitir la construcción y explotación de una nueva central nuclear en el emplazamiento de Dukovany ⁽¹⁴⁸⁾. Las medidas se planifican y negocian conjuntamente de manera que cada una de ellas tenga incidencia directa en las demás, y que todas ellas generen conjuntamente las condiciones financieras que hagan posible la construcción y explotación de la instalación. No se discute que el concedente de las tres medidas es el Estado checo y que coinciden cronológicamente. Más concretamente, todas las intervenciones se planificaron (y, por tanto, eran previsibles cuando se negociaron) conjuntamente ⁽¹⁴⁹⁾. Por ejemplo, la reducción de los riesgos comerciales a través de un mecanismo de protección frente a cambios legislativos y la reducción de los requisitos de capital iniciales a través de la asistencia financiera reembolsable afectan al importe de la ayuda necesaria para el contrato de compra garantizada. Las tres medidas en cuestión están estrechamente relacionadas y habría sido imposible separarlas.
- (348) En vista de lo anterior, la Comisión concluyó que las tres medidas debían examinarse conjuntamente como una única intervención, ya que son interdependientes y tienen efectos de refuerzo mutuo para la ejecución del proyecto. La Comisión también llegó a la conclusión preliminar —que se aplica a las tres medidas consideradas conjuntamente— de que la intervención implicaría ayuda estatal, ya que se concedió con cargo a fondos estatales imputables al Estado checo, de que conferiría una ventaja económica selectiva y de que podría afectar al comercio entre Estados miembros y falsear la competencia en el mercado interior.
- (349) Durante la investigación formal la Comisión no ha encontrado ninguna razón para modificar su evaluación con respecto a estos aspectos.

8.1.1. Imputabilidad y existencia de recursos estatales

- (350) Como se explica en la Decisión de incoación, el Estado checo ha determinado las medidas de ayuda para este proyecto sobre la base de las disposiciones de la LBEC (véase el considerando 27) y la celebración del acuerdo marco (véase el considerando 190) y del primer contrato de ejecución (véanse los considerandos 69, 183 y 380). El contrato de compra establece, además, la obligación del Estado checo de crear una entidad de propiedad estatal al 100 %: la EFE (en relación con el contrato de compra, véanse los considerandos 83 a 93). La autoridad concedente de todas las medidas es el Estado checo, que actúa a través del Ministerio.
- (351) Las autoridades checas no cuestionan que las medidas se financiarán con recursos bajo el control del Estado.
- (352) Como se menciona en el considerando 107, el artículo 9 de la LBEC especifica que la nueva capacidad de generación de energía nuclear puede financiarse por una o varias de las siguientes vías: i) los ingresos procedentes de las ventas de electricidad de la EFE, ii) un componente de precio cobrado por los gestores de redes de transporte y distribución a los usuarios de la red, si así se decide, y iii) las contribuciones con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Será el Ministerio quien deba decidir qué fuente de ingresos se utilizará efectivamente para financiar las diferentes medidas. Las autoridades checas no discuten que todas las fuentes de ingresos están o estarán controladas por el Estado.

⁽¹⁴⁶⁾ Considerando 143 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁴⁷⁾ Sentencia de 19 de marzo de 2013, Bouygues y Bouygues Télécom/Comisión y otros, asuntos acumulados C-399/10 P y C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, apartado 104; sentencia del Tribunal General de 13 de septiembre de 2010, Grecia y otros/Comisión, asuntos acumulados T-415/05, T-416/05 y T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, apartado 177; sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 15 de septiembre de 1998, BP Chemicals/Comisión, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, apartados 170 y 171.

⁽¹⁴⁸⁾ Considerando 144 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁴⁹⁾ Sentencia de 15 de diciembre de 2021, Oltchim SA/Comisión, T-565/19, apartados 93 a 197.

- (353) Por otra parte, el artículo 4 de la LBEC especifica que la RFA se proporcionará con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y será concedida por el Banco Nacional Checo. Dado que la RFA se financia directamente con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y que las tres medidas son interdependientes y constituyen una única intervención (véase el considerando 348), es irrelevante para la existencia de recursos estatales si el tributo (aún por establecer, si procede) daría lugar —en caso de que por sí solo financiara la medida 1— a la aportación de recursos estatales. La aportación de varios miles de millones de euros con cargo a los Presupuestos Generales del Estado a través de la RFA en condiciones financieras ventajosas ya es suficiente para demostrar que toda la intervención se basa en la concesión de recursos estatales. Esto se refuerza aún más por la medida de protección frente a cambios legislativos o estratégicos, que proporciona protección jurídica al proyecto al otorgar derechos de valor financiero frente al Estado, que afectan directamente a los recursos estatales en caso de que se ejerzan dichos derechos.
- (354) Habida cuenta de cuanto antecede, la Comisión considera que la medida se concede a través de recursos estatales y que es imputable al Estado en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

8.1.2. *Ventaja económica selectiva*

- (355) Una medida se considera selectiva cuando solo favorece a determinadas empresas o producciones. La Comisión reitera que las medidas en cuestión, evaluadas tanto conjuntamente como por separado, confieren una ventaja selectiva en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE.
- (356) La medida 1 (véase la sección 3.6) protege a EDU II de cualquier volatilidad de los precios en el mercado eléctrico durante el período de vigencia del contrato de compra, ya que EDU II recibe una remuneración estable a un precio de ejercicio predefinido incluso en situaciones en que los precios de mercado se sitúan por debajo de ese nivel. Esto garantiza a EDU II un flujo constante de ingresos durante los primeros cuarenta años de funcionamiento de la central que no reciben otros operadores que no se benefician de una medida de ayuda similar.
- (357) La medida 2 (véase la sección 3.7) constituye un préstamo a un tipo de interés favorable, no acorde con las condiciones de mercado. En concreto, la RFA cubrirá el 100 % de los costes de construcción de la central nuclear, incluidos los sobrecostes debidos a los motivos legítimos y los sobrecostes debidos a hechos basados en motivos no legítimos que superen la financiación máxima del proyecto mediante recursos propios de ČEZ (véase el considerando 197). El préstamo tendrá un tipo de interés cero durante la fase de construcción. El tipo de interés aplicado será el coste de la deuda estatal más un 1 %, pero no inferior al 2 % a lo largo de treinta años, a partir de la fecha de puesta en servicio de la central. Por lo tanto, la medida confiere una ventaja a su beneficiario, ya que libera a EDU II de los costes de financiación que tendría que soportar en condiciones normales de mercado. Otras empresas, incluidas las que realizan inversiones a largo plazo, no reciben préstamos estatales en condiciones similares.
- (358) La medida 3 (véase la sección 3.8) proporciona protección para la recuperación de costes en caso de que se produzcan cambios legislativos o estratégicos u otros hechos que puedan considerarse motivos legítimos, con lo que se reduce el riesgo de la inversión y se transmite al Estado y se confiere un beneficio económico que no podría haberse obtenido en condiciones normales de mercado y que no está a disposición de otros operadores del mercado.
- (359) Por lo tanto, la Comisión concluye que las tres medidas en cuestión constituyen una ayuda individual y confieren una ventaja selectiva al Grupo ČEZ, incluida su filial EDU II.

8.1.3. *Amenaza de falseamiento de la competencia y efecto sobre el comercio*

- (360) Como señaló la Comisión en la Decisión de incoación, el mercado de la electricidad se ha liberalizado y los productores de electricidad participan en el comercio entre los Estados miembros, de modo que una ventaja concedida a los productores de electricidad nuclear puede falsear la competencia y afectar al comercio entre Estados miembros. La electricidad de fuentes nucleares se vende generalmente en el mercado interior de la electricidad, donde entra en competencia con todas las fuentes de electricidad, incluidas las de otros Estados miembros.

- (361) Por lo tanto, la Comisión reitera que la ventaja concedida al beneficiario de las medidas 1 a 3 amenaza con falsear la competencia y afectar al comercio entre Estados miembros. Dado que las tres medidas conceden ventajas a la generación de electricidad como actividad competitiva, se volvería a llegar a la misma conclusión si las medidas se examinaran individualmente.

8.1.4. *Conclusión sobre la existencia de la ayuda*

- (362) Por lo tanto, la Comisión concluye que el contrato de compra, la asistencia financiera reembolsable y el mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos, al ser diferentes medidas que pertenecen a una única intervención estatal, implican ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

8.2. **Legalidad de la ayuda**

- (363) Como señaló la Comisión en la Decisión de incoación ⁽¹⁵⁰⁾, las medidas se notificaron a la Comisión el 15 de marzo de 2022 y no se han aplicado hasta la fecha. Además, su aplicación está supeditada a que sean aprobadas por la Comisión (véase el considerando 190). Por consiguiente, las autoridades checas han cumplido las obligaciones de notificación y suspensión con arreglo al artículo 108, apartado 3, del TFUE.

8.3. **Compatibilidad de las medidas con el mercado interior**

- (364) Puesto que se ha constatado que las medidas implican ayuda estatal, la Comisión ha analizado con más detenimiento si estas podrían considerarse compatibles con el mercado interior.

8.3.1. *Base jurídica de la evaluación*

- (365) La Comisión ha evaluado la medida notificada con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE, que dispone que la Comisión puede considerar compatibles «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».

8.3.2. *Condición positiva: desarrollo de una actividad económica*

8.3.2.1. *Contribución al desarrollo de una actividad económica*

- (366) 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 tanto, de acuerdo con esta disposición del Tratado, para que una ayuda sea compatible debe contribuir al desarrollo de determinadas actividades económicas ⁽¹⁵¹⁾.
- (367) La intervención estatal puede ser necesaria para facilitar o incentivar el desarrollo de determinadas actividades económicas que, de no existir la ayuda, no se produciría o no al mismo ritmo o en las mismas condiciones.
- (368) Como se explica en la sección 2 y en la sección 4.4.1 de la Decisión de incoación, el objetivo de las medidas objeto de la presente Decisión es permitir la inversión en nueva capacidad de generación de energía nuclear y garantizar su funcionamiento durante un período prolongado. En concreto, la ayuda prestada por el Estado se dedica directamente a la construcción, puesta en servicio y explotación de la nueva capacidad. Según las autoridades checas, el contrato de compra pretende garantizar que la central produzca electricidad y permita el reembolso de la RFA (véase el punto 3.6). La RFA es necesaria para que el promotor del proyecto pueda cubrir una gran parte de los costes de inversión de este (véase el punto 3.7). El mecanismo de protección frente a cambios normativos es necesario para reducir el importe de la ayuda necesaria a fin de llevar adelante el proyecto reduciendo determinados riesgos que se considera que escapan al control del inversor (véase la sección 3.8).

⁽¹⁵⁰⁾ *Ibidem*, considerando 157.

⁽¹⁵¹⁾ Sentencia de 22 de septiembre de 2020, Austria/Comisión, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, apartados 20 y 24.

- (369) Las tres medidas reducen los principales factores de riesgo que, de otro modo, afectarían a las inversiones en grandes activos de generación de energía nuclear. En conjunto, reducen considerablemente el riesgo global del proyecto para el inversor. Según lo expuesto por las autoridades checas, estos riesgos han motivado que distintos proyectos de inversión en energía nuclear no se hayan ejecutado (véase el considerando 220). Así pues, las medidas contribuyen al desarrollo de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía nuclear en Chequia.
- (370) La Comisión recuerda que el Tribunal de Justicia ha reconocido que el desarrollo de nuevas capacidades nucleares es una actividad económica en el sentido del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE ⁽¹⁵²⁾ y ha establecido que el artículo 107 del TFUE puede aplicarse a las inversiones en centrales nucleares ⁽¹⁵³⁾.
- (371) Por consiguiente, la Comisión considera que las medidas facilitan el desarrollo de determinadas actividades económicas, tal como exige el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

8.3.2.2. Efecto incentivador

- (372) Solo puede considerarse que una ayuda estatal facilita una actividad económica si tiene un efecto incentivador. El efecto incentivador se da cuando la ayuda induce al beneficiario a modificar su comportamiento para que desarrolle la actividad económica objeto de la ayuda y siempre que el cambio de comportamiento no se fuese a producir sin dicha ayuda.
- (373) Chequia ha explicado que, en ausencia de ayuda, el inversor no tendría los incentivos necesarios para invertir en el desarrollo de nueva capacidad de generación de electricidad nuclear ⁽¹⁵⁴⁾. El mercado se caracteriza por una elevada volatilidad y la inestabilidad del marco regulador, y los parámetros económicos de los recursos nucleares en forma de elevados costes de la inversión también representan un obstáculo para la entrada en el sector. Es poco probable que la inversión en energía nuclear sea rentable sin ayuda estatal debido a la incertidumbre que caracteriza la evolución del mercado eléctrico.
- (374) La Comisión observa que el proyecto no seguiría adelante sin ayuda estatal, habida cuenta de la incertidumbre y la rápida evolución de las condiciones del mercado actual y de las deficiencias del mercado asociadas al desarrollo de la energía nuclear (es decir, la magnitud de los requisitos de capital, la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado y la longevidad de la exposición a las decisiones políticas) ⁽¹⁵⁵⁾.
- (375) Además, la Comisión observa que, sin la ayuda, no se subsanaría el déficit de financiación del proyecto. Esto se debe a los mayores costes de financiación que probablemente tendría el proyecto en ausencia de la RFA y a la ausencia de la estabilidad de los ingresos que proporciona el contrato de compra. Por otra parte, sin la intervención del Estado, el inversor tendría que soportar los importantes riesgos adicionales que se mitigarían con las medidas de ayuda, como el riesgo de variación de los precios de mercado y el riesgo de cambios estratégicos (véase el considerando 498). Esto indica que el inversor esperaría que la ejecución del proyecto sin ayuda le reportase un rendimiento comparativamente superior.
- (376) En vista de lo anterior, la Comisión considera que la ayuda tiene un efecto incentivador, ya que anima al beneficiario a ejercer una actividad económica que no realizaría sin la ayuda.

⁽¹⁵²⁾ *Ibidem*, apartado 63.

⁽¹⁵³⁾ *Ibidem*, apartado 32.

⁽¹⁵⁴⁾ Considerando 163 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁵⁵⁾ Considerando 182 de la Decisión de incoación.

8.3.2.3. Respeto de las disposiciones pertinentes del Derecho de la UE

- (377) Como se explica en la Decisión de incoación, el Tribunal de Justicia dictaminó en la sentencia *Hinkley Point C* ⁽¹⁵⁶⁾ que «una ayuda de Estado que infringe disposiciones o vulnera principios generales del Derecho de la Unión no puede declararse compatible con el mercado interior». En concreto, el Tribunal aclaró que, en relación con el sector de la energía nuclear, «al que es aplicable el Tratado Euratom, una ayuda de Estado en favor de una actividad económica perteneciente a dicho sector cuyo examen ponga de manifiesto que infringe normas del Derecho de la Unión en materia de medio ambiente no puede declararse compatible con el mercado interior con arreglo a dicha disposición» ⁽¹⁵⁷⁾.
- (378) Además, el Tribunal de Justicia destacó que el Derecho derivado, como la Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente ⁽¹⁵⁸⁾, en virtud de la cual determinados proyectos se someten a una evaluación de impacto ambiental, se aplica a las centrales nucleares y a los demás reactores nucleares.
- (379) Asimismo, el Tribunal aclaró que el artículo 194 del TFUE sobre la política energética de la Unión no se opone a las inversiones en energía nuclear ⁽¹⁵⁹⁾. Según la jurisprudencia ⁽¹⁶⁰⁾, toda vez que la elección de la energía nuclear corresponde, en virtud del TFUE, a los Estados miembros, ha de considerarse que los objetivos y los principios del Derecho de la Unión en materia de medio ambiente no están en contradicción con los objetivos que persigue el Tratado Euratom, de modo que no puede considerarse que los principios de protección del medio ambiente, de cautela, de quien contamina paga y de sostenibilidad se opongan, en cualquier circunstancia, a la concesión de ayudas a la construcción o la explotación de una central nuclear.
- (380) Así pues, el hecho de que el proyecto y las medidas se refieran a la energía nuclear no hace que las medidas sean incompatibles con el mercado interior. Chequia ha optado por la energía nuclear para hacer frente al reto de la descarbonización y a los problemas futuros de adecuación de los recursos y a los aspectos de seguridad del suministro (véase la sección 2.2).
- (381) La Comisión no tiene indicio alguno de que el proyecto infrinja las disposiciones de la legislación medioambiental. Las autoridades checas explicaron que el desarrollo del proyecto estuvo precedido de un proceso de evaluación de impacto ambiental amplio y abierto (véase el considerando 78) realizado de conformidad con los requisitos del Derecho derivado de la UE ⁽¹⁶¹⁾.
- (382) Según la jurisprudencia, «cuando la Comisión sigue el procedimiento en materia de ayudas de Estado, está obligada, en virtud del sistema general del Tratado, a respetar la coherencia entre las disposiciones que regulan las ayudas de Estado y las disposiciones específicas diferentes de las relativas a las ayudas de Estado y, de este modo, a apreciar la compatibilidad de la ayuda en cuestión con esas disposiciones específicas». No obstante, tal obligación solo se impone a la Comisión en relación con las modalidades de una ayuda tan indisolublemente vinculadas con al objeto de la ayuda que sea imposible evaluarlas por separado. [...] Por el contrario, si la modalidad en cuestión puede desvincularse del objeto de la ayuda, la Comisión no está obligada a apreciar su conformidad con las disposiciones distintas de las relativas a las ayudas de Estado en el marco del procedimiento previsto por el artículo 108 [del TFUE] ⁽¹⁶²⁾.

⁽¹⁵⁶⁾ Sentencia de 22 de septiembre de 2020, *Austria/Comisión*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, apartados 44 y 45.

⁽¹⁵⁷⁾ La Comisión subraya que esta medida necesita y necesitará aplicarse teniendo en cuenta el Derecho derivado pertinente, especialmente la legislación que todavía no haya sido adoptada en el momento de la presente Decisión. A este respecto, la Comisión desea remitirse a la propuesta de Reglamento por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/943 y (UE) 2019/942 para mejorar la configuración del mercado de la electricidad de la Unión [COM(2023) 148] y, en particular, a las disposiciones relativas a los sistemas de ayuda directa a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencia para las inversiones en instalaciones de generación de electricidad nuclear, en consonancia con el texto final del Reglamento una vez se adopte y comience a aplicarse.

⁽¹⁵⁸⁾ DO L 26 de 28.1.2012, p. 1.

⁽¹⁵⁹⁾ Sentencia de 22 de septiembre de 2020, *Austria/Comisión*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, apartados 48 y 49.

⁽¹⁶⁰⁾ *Ibidem*, apartado 49.

⁽¹⁶¹⁾ Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (DO L 26 de 28.1.2012, p. 1). Véase el considerando 168 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁶²⁾ Véase la sentencia del Tribunal General de 3 de diciembre de 2014, *Castellnou Energía*, asunto T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, apartados 181-184 y referencias adicionales. Véase también la sentencia de 30 de noviembre de 2022, *Austria/Comisión*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, apartado 31.

- (383) En su sentencia relativa a las ayudas estatales a la central nuclear Paks II, el Tribunal General confirmó que la Comisión no está obligada a comprobar si algún aspecto de una medida de ayuda o algún elemento relacionado con una ayuda —a falta de un vínculo indisociable— no es conforme con el Derecho de la Unión ⁽¹⁶³⁾. En el asunto correspondiente, el Tribunal General observó, además, que «[l]a organización de un procedimiento de contratación pública y el eventual recurso a otra empresa para construir los reactores no modificaría ni el objeto de la ayuda [...] ni el beneficiario de esa ayuda [...]» ⁽¹⁶⁴⁾.
- (384) En el presente asunto, la Comisión considera que no existe un «vínculo indisociable» entre la ayuda estatal y los aspectos relativos a la contratación pública, ya que es posible evaluarlos por separado. Las medidas de ayuda estatal (contrato de compra, asistencia financiera reembolsable, mecanismo de protección frente a cambios legislativos o estratégicos) apoyan la actividad (construcción y explotación de una central nuclear) independientemente de cómo se elija al contratista de la instalación llave en mano. La ejecución de las medidas de ayuda tampoco depende de la aplicación exacta de las normas de contratación pública. Las medidas sujetas a evaluación consideran el resultado del proceso de contratación pública (es decir, los costes de inversión) como un parámetro del modelo financiero que determina el precio de ejercicio del contrato de compra ⁽¹⁶⁵⁾. Incluso en el supuesto de que dichos parámetros se inflasen por la aplicación incorrecta de los requisitos de contratación pública, ello no implicaría que las medidas de ayuda sujetas a evaluación creasen distorsiones adicionales. En efecto, un posible incumplimiento de las normas de contratación pública solo podría tener efectos distorsionadores en el mercado de las obras de construcción de instalaciones nucleares y no en el mercado de la electricidad. Por consiguiente, la explotación de la central y las condiciones de comercialización de la electricidad son separables de los aspectos de contratación pública que afectan a la construcción de la central. Por lo tanto, la Comisión puede valorar la medida sin evaluar los aspectos del contrato de instalación llave en mano relativos a la contratación pública, ya que estos aspectos no están vinculados de forma indisociable ni a la actividad económica promovida por la ayuda ni a sus modalidades.
- (385) En el ámbito de la energía, todo tributo que tenga por objeto financiar una medida de ayuda estatal y forme parte integrante de dicha medida deberá cumplir, en particular, los artículos 30 y 110 del TFUE ⁽¹⁶⁶⁾.
- (386) En virtud de la jurisprudencia consolidada, para que se pueda considerar que un tributo forma parte integrante de una ayuda, el destino de este debe estar obligatoriamente vinculado a dicha ayuda con arreglo a la normativa nacional pertinente, en el sentido de que la recaudación del tributo se destine obligatoriamente a la financiación de la ayuda y afecte directamente a la cuantía de esta y, consiguientemente, a la apreciación de su compatibilidad con el mercado común ⁽¹⁶⁷⁾. En particular, el tributo en cuestión debe recaudarse específica y exclusivamente con el fin de financiar la ayuda controvertida ⁽¹⁶⁸⁾.
- (387) Por otra parte, de la jurisprudencia también se desprende que ese vínculo obligatorio puede faltar cuando el importe de las ayudas otorgadas se determina únicamente con arreglo a criterios objetivos, sin relación entre las recaudaciones tributarias de que se trate, y está supeditado a un límite legal máximo imperativo ⁽¹⁶⁹⁾. En particular, el Tribunal de Justicia ha dictaminado que no existe ningún vínculo obligatorio cuando la normativa nacional fija unos importes mínimo y máximo de la ayuda, con independencia de la recaudación del tributo ⁽¹⁷⁰⁾. Además, el Tribunal ha dictaminado recientemente que no existía un vínculo obligatorio entre el tributo y la ayuda concedida en un caso

⁽¹⁶³⁾ Sentencia de 30 de noviembre de 2022, Austria/Comisión, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, apartado 32.

⁽¹⁶⁴⁾ Sentencia de 30 de noviembre de 2022, Austria/Comisión, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, apartado 37. El razonamiento relativo a la necesidad de un «vínculo indisociable» para que la Comisión evalúe la compatibilidad del Derecho de la Unión con determinadas modalidades de ayuda ha sido aprobado por el Tribunal de Justicia en el asunto Braesch. Véase la sentencia de 31 de enero de 2023 en el asunto C-284/21 P, Comisión/Braesch y otros, apartados 96-99.

⁽¹⁶⁵⁾ En concreto, las medidas relativas al proyecto solo tendrán en cuenta el resultado del proceso de contratación pública de la instalación llave en mano en la medida en que repercuta en el cálculo del CAPEX del proyecto, que equivaldría a un parámetro de cálculo de los importes de la ayuda (por ejemplo, para el cálculo del importe exacto de la asistencia financiera reembolsable o para el cálculo del precio de ejercicio del contrato de compra), así como en lo que respecta a las capacidades técnicas de la central eléctrica resultantes de la tecnología elegida en el contrato de instalación llave en mano.

⁽¹⁶⁶⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 17 de julio de 2008, Essent Netwerk Noord y otros, C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, apartados 40-59.

⁽¹⁶⁷⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 22 de diciembre de 2008, Régie Networks, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, apartado 99 y jurisprudencia citada.

⁽¹⁶⁸⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 22 de diciembre de 2008, Régie Networks, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, apartados 100 y 104.

⁽¹⁶⁹⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 20 de septiembre de 2018, Carrefour Hypermarchés y otros, C-510/16, ECLI:EU:C:2018:751, apartado 21.

⁽¹⁷⁰⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 27 de octubre de 2005, Distribution Casino France y otros, asuntos acumulados C-266/04 a C-270/04, C-276/04 y C-321/04 a C-325/04, ECLI:EU:C:2005:657, apartado 52.

en el que el importe de esta se determinó con arreglo a criterios ajenos a los ingresos fiscales asignados y en el que la normativa nacional preveía que cualquier excedente relacionado con dicha ayuda debía ser reasignado, según los casos, a un fondo de reserva o al Tesoro Público, estando dichos ingresos, además, sometidos a un límite absoluto, de tal modo que cualquier excedente es asimismo reasignado a los Presupuestos Generales del Estado⁽¹⁷¹⁾. Para excluir la existencia de un vínculo obligatorio, el Tribunal también tuvo en cuenta el hecho de que, cuando la recaudación del tributo es insuficiente para cubrir el importe total de la ayuda, el Estado miembro de que se trate está obligado a completar la diferencia mediante contribuciones con cargo a sus presupuestos generales.

- (388) En el presente caso, la financiación de la medida 1, como se ha señalado anteriormente (considerando 107), será sufragada por el Ministerio con fondos generados por: i) los ingresos procedentes de las ventas de electricidad de la EFE; ii) un tributo aplicado por los gestores de red a los consumidores finales de electricidad, similar a la financiación existente de las fuentes de energía renovables; y iii) contribuciones con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Sin embargo, como se ha indicado anteriormente (considerando 41), en caso de que el precio de ejercicio del contrato de compra sea superior a los precios de mercado de la electricidad, el Estado tendrá que financiar la diferencia con recursos públicos, es decir, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y con tributos que graven el consumo.
- (389) Además, Chequia confirmó que, si bien un tributo puede contribuir a financiar las medidas, la financiación no dependería de dicho tributo y los Presupuestos Generales del Estado cubrirían los costes cuando fuera preciso. En concreto, los superávits del tributo, en su caso, se reasignarán a los Presupuestos Generales del Estado y los déficits, en su caso, se cubrirán en última instancia con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (véase el considerando 42).
- (390) De ello se deduce que la posible introducción de un tributo en el proyecto en el marco de la financiación del contrato de compra no tiene una influencia directa sobre el importe de la ayuda y, por tanto, no forma parte integrante de la medida, ya que no está vinculada obligatoriamente a la ayuda con arreglo a la normativa nacional pertinente. En consecuencia, la conformidad del tributo con los artículos 30 y 110 del TFUE no se evalúa en la presente Decisión.
- (391) Por último, la Comisión observa que las autoridades checas se comprometieron a cumplir su obligación de notificar el proyecto a la Comisión de conformidad con el artículo 41 del Tratado Euratom.
- (392) Por consiguiente, la Comisión concluye que ni las medidas propuestas ni la actividad subvencionada infringen, de por sí, ninguna disposición pertinente del Derecho de la Unión.

8.3.2.4. Conclusión

- (393) A la luz de lo anterior, la Comisión concluye que el proyecto cumple la primera condición (positiva) de la evaluación de compatibilidad (es decir, que la ayuda facilite el desarrollo de una actividad económica).

8.3.3. *Condición negativa: la ayuda no puede alterar indebidamente las condiciones de los intercambios comerciales en forma contraria al interés común*

8.3.3.1. Determinación del mercado afectado por la ayuda

- (394) Como se señala en la Decisión de incoación, el proyecto se diseñó para ayudar a descarbonizar el sistema energético de Chequia y abordar un problema de seguridad del suministro eléctrico en el mercado checo (véanse los considerandos 8 y siguientes). Al mismo tiempo, se ha establecido que el mercado checo está bien interconectado en la región central⁽¹⁷²⁾ (véase el considerando 16).
- (395) En vista de lo anterior, los mercados pertinentes para la evaluación de las medidas en cuestión son los mercados eléctricos de Chequia y el mercado eléctrico de la región central.

⁽¹⁷¹⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 20 de septiembre de 2018, Carrefour Hypermarchés y otros, C-510/16, ECLI:EU:C:2018:751, apartado 22, y sentencia del Tribunal de Justicia de 10 de noviembre de 2016, DTS Distribuidora de Televisión Digital/Comisión, C 449/14 P, ECLI:EU:C:2016:848, apartados 70 a 72.

⁽¹⁷²⁾ La región central está delimitada por las fronteras entre las zonas de oferta de Bélgica, Chequia, Alemania, Francia, Croacia, Luxemburgo, Hungría, Países Bajos, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia. Para más detalles, véase la nota 8.

8.3.3.2. Determinación de los efectos positivos de la medida de ayuda

- (396) Como se explica en la sección 4.4.2.2 de la Decisión de incoación, la transición hacia la neutralidad climática implica la eliminación progresiva de los combustibles fósiles, empezando por los más contaminantes. La mayoría de los Estados miembros ya han anunciado sus planes de eliminación progresiva del carbón para los próximos años ⁽¹⁷³⁾. El PNIEC más reciente de Chequia establece el objetivo estratégico de eliminar por completo el uso del carbón para la generación de electricidad con miras a 2033. Según los estudios de ČEPS (véase el considerando 12), estos planes conllevan problemas de adecuación a medio y largo plazo. Cabe esperar que esta tendencia se observe en otros Estados miembros que eliminen progresivamente el carbón.
- (397) A través de inversiones adicionales en fuentes de energía nuclear se obtienen activos de generación fiables con bajas emisiones de carbono que tienen cierto grado de flexibilidad. Al garantizar la seguridad del suministro cuando se retiren los combustibles más contaminantes y reducir la dependencia del gas natural, la generación nuclear, gracias a sus bajas emisiones de carbono por MWh de electricidad producida, contribuye (junto con el desarrollo de las energías renovables) a la consecución de los objetivos nacionales y europeos de descarbonización.
- (398) Como explicó Chequia, el proyecto también apoyará directamente los objetivos de REPowerEU, ya que reducirá la dependencia de los combustibles fósiles importados, que están sujetos a fluctuaciones de precios y riesgos geopolíticos, y con ello reforzará la seguridad energética.
- (399) Además, la instalación de nuevas capacidades de generación nuclear contribuye a mantener la oferta necesaria. Esto es necesario para atender el aumento previsto de la demanda de electricidad en Chequia, paralelamente a las medidas para reducir la demanda adoptadas de con arreglo a la Directiva de eficiencia energética (véase el considerando 15).
- (400) La Comisión observa que las autoridades checas velarán por que el proyecto cumpla los criterios técnicos de selección de actividades económicas en el sector de la energía nuclear establecidos en el Reglamento sobre la taxonomía de la UE ⁽¹⁷⁴⁾. Aunque este Reglamento no crea obligaciones jurídicamente vinculantes para la construcción o explotación de centrales nucleares, ni requisitos adicionales para la concesión de ayudas estatales, sí que establece los criterios para determinar si una actividad económica se puede considerar sostenible desde el punto de vista medioambiental. El compromiso de Chequia de cumplir esos requisitos permite concluir que el proyecto es sostenible, no causará un perjuicio significativo a ninguno de los demás objetivos medioambientales y está en consonancia con una trayectoria de cero emisiones netas con miras a 2050.
- (401) En concreto, para la construcción y la explotación segura de nuevas centrales nucleares destinadas a la generación de electricidad o calor —incluida la producción de hidrógeno— mediante el uso de las mejores tecnologías disponibles, el anexo I, sección 4.27, del Reglamento Delegado de la Comisión ⁽¹⁷⁵⁾ establece una serie de criterios de selección para las inversiones en nuevos activos de generación nuclear. Dichos criterios incluyen que el Estado miembro demuestre que dispondrá de recursos al final de la vida útil estimada de la central nuclear correspondientes al coste estimado de la gestión de los residuos radiactivos y de la clausura de las instalaciones nucleares, que el Estado miembro dispondrá de instalaciones de almacenamiento definitivo operativas para todos los residuos radiactivos de actividad muy baja, baja e intermedia, que el Estado miembro dispondrá de un plan documentado con medidas detalladas para poner en funcionamiento, con miras a 2050, una instalación de almacenamiento definitivo de residuos radiactivos de alta actividad y que el proyecto que aplique la mejor tecnología disponible y, a partir de 2025, combustible tolerante a accidentes. Las autoridades checas se han comprometido a cumplir todos estos requisitos (véanse los considerandos 81 y 82).

⁽¹⁷³⁾ https://energy.ec.europa.eu/topics/clean-energy-transition/eu-coal-regions-transition_en.

⁽¹⁷⁴⁾ Véase el Reglamento Delegado (UE) 2022/1214 de la Comisión, de 9 de marzo de 2022, por el que se modifica el Reglamento Delegado (UE) 2021/2139 en lo que respecta a las actividades económicas en determinados sectores energéticos y el Reglamento Delegado (UE) 2021/2178 en lo que respecta a la divulgación pública de información específica sobre esas actividades económicas (DO L 188 de 15.7.2022, p. 1).

⁽¹⁷⁵⁾ Reglamento Delegado (UE) 2021/2139 de la Comisión, de 4 de junio de 2021, por el que se completa el Reglamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se establecen los criterios técnicos de selección para determinar las condiciones en las que se considera que una actividad económica contribuye de forma sustancial a la mitigación del cambio climático o a la adaptación al mismo, y para determinar si esa actividad económica no causa un perjuicio significativo a ninguno de los demás objetivos ambientales.

- (402) Aunque algunos terceros habían alegado que las declaraciones públicas de los funcionarios checos indican que tratarán de influir en el proceso legislativo con el fin de modificar o aplazar las condiciones de la taxonomía relativas a la puesta en funcionamiento de un depósito profundo de residuos radiactivos de alta actividad para 2050, la Comisión no dispone de información que ponga en tela de juicio el compromiso de las autoridades checas. El 11 de enero de 2023, el Gobierno checo adoptó su Resolución n.º 24 en relación con el requisito de cumplir los criterios técnicos de selección relativos a la gestión de residuos radiactivos. Según esta Resolución, Chequia hará todo lo posible por cumplir los criterios técnicos establecidos en la legislación pertinente de la UE, incluida la puesta en funcionamiento del depósito geológico profundo para la instalación de residuos nucleares con miras a 2050 (véanse los considerandos 81 y 82).
- (403) A la luz de las consideraciones anteriores, la Comisión concluye que el proyecto tiene efectos positivos en el mercado, ya que contribuirá a la descarbonización de la combinación energética de una manera sostenible desde el punto de vista medioambiental y aumentará la seguridad del suministro. Dado que la región central está bien interconectada, es probable que estos efectos positivos beneficien a los Estados miembros vecinos que importan electricidad de Chequia.

8.3.3.3. Necesidad de la intervención estatal

- (404) Para determinar si una medida de ayuda es necesaria, la Comisión debe evaluar si la medida se encuadra en una situación en la que la medida podría aportar una mejora sustancial que el mercado por sí solo no puede lograr. Una ayuda que mejore la situación financiera de la empresa beneficiaria, pero que no sea necesaria para alcanzar el objetivo perseguido, no puede considerarse compatible con el mercado interior.
- (405) En el caso que nos ocupa, Chequia promueve nuevas inversiones nucleares tal como está previsto en el Tratado Euratom con el fin de abordar su reto de descarbonización y subsanar el déficit de capacidad instalada nacional global al que pronto se enfrentará debido a la retirada prevista de la capacidad de generación de electricidad a base de combustibles fósiles y energía nuclear (véanse los considerandos 8 y 19). La Comisión debe determinar si es necesaria la ayuda estatal para conseguir el objetivo de promover nuevas inversiones en energía nuclear.
- (406) En la Decisión de incoación, la Comisión explicó que la existencia de deficiencias del mercado es un factor pertinente para evaluar la necesidad de la ayuda y reconoció determinadas deficiencias del mercado que requieren una intervención estatal en relación con el desarrollo de la energía nuclear⁽¹⁷⁶⁾. En concreto, en el caso de las nuevas inversiones en energía nuclear, las deficiencias del mercado son principalmente tres: i) la magnitud de los requisitos de capital, ii) la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado, que a su vez están distorsionadas por las intervenciones, y iii) la longevidad de la exposición a las decisiones políticas.
- (407) En primer lugar, la magnitud de los requisitos de capital para las inversiones nucleares es especialmente elevada. Si bien el coste normalizado de la energía en la generación nuclear no es necesariamente superior al de otras tecnologías⁽¹⁷⁷⁾, la larga vida útil y la gran capacidad de producción de las centrales nucleares solo podrían compararse con el mayor de los proyectos hidroeléctricos. Estas necesidades de capital, que alcanzan varios miles de millones de euros, se ven acrecentadas todavía más por el aumento frecuente y significativo de los costes de inversión en instalaciones de generación nuclear de nueva construcción. De hecho, las inversiones pioneras de generación III en los países de la OCDE se han visto especialmente afectadas por retrasos en la construcción e incrementos de costes⁽¹⁷⁸⁾.
- (408) En segundo lugar, los períodos previstos de explotación de sesenta años dificultan la concordancia entre la duración típica de las inversiones privadas o los préstamos comerciales y la vida útil del proyecto. Esto es aún más pertinente en los mercados eléctricos actuales, sujetos a cambios significativos a causa de la transición energética y del rápido despliegue de las energías renovables, así como de las reformas normativas que acompañan a esta transición. En consecuencia, incluso los participantes en el mercado más experimentados tienen dificultades para hacer predicciones convincentes de los precios de la electricidad en un futuro lejano y la mayoría de las operaciones de comercialización de electricidad no tienen un horizonte superior a cinco años.

⁽¹⁷⁶⁾ Decisión (UE) 2015/658 de la Comisión, de 8 de octubre de 2014, relativa a la medida de ayuda SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que el Reino Unido tiene previsto ejecutar en favor de la central nuclear de Hinkley Point C (considerandos 382 a 385).

⁽¹⁷⁷⁾ Véase AIE, *Projected Costs of Generating Electricity 2020* [Costes estimados de generación de electricidad, 2020], <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, p. 46.

⁽¹⁷⁸⁾ AIE, *Projected Costs of Generating Electricity 2020* [Costes estimados de generación de electricidad, 2020], p. 145.

- (409) Por último, la energía nuclear sigue siendo objeto de controversia social y política, y las inversiones en activos de generación nuclear deben tener en cuenta el riesgo de que se produzcan cambios estratégicos.
- (410) La Comisión también reconoció que la combinación de estos elementos es una circunstancia exclusiva de la tecnología nuclear ⁽¹⁷⁹⁾ y constituye una característica general de todos los mercados de la UE, incluido el mercado eléctrico checo.
- (411) Las observaciones de las partes interesadas corroboraron la evaluación preliminar que hizo la Comisión en la Decisión de incoación. La Comisión señala que, en sus observaciones sobre la Decisión de incoación, Chequia hizo referencia a condiciones de mercado desfavorables más recientes que están aumentando de forma significativa los riesgos para los promotores de nuevos proyectos nucleares, que incluyen el panorama macroeconómico y las presiones inflacionistas, las alzas de los tipos de interés y acontecimientos singulares como la invasión rusa de Ucrania, que provocó perturbaciones significativas en el mercado y en la cadena de suministro. Por lo tanto, las autoridades checas sostienen que es poco probable que la construcción de centrales nucleares se lleve a cabo sin ayuda estatal.
- (412) Las autoridades checas también señalaron la mayor volatilidad de los mercados de la energía, causada en parte por el aumento de las cuotas de recursos con cero costes marginales, como la energía eólica y la solar, pero también por las fluctuaciones de los precios del gas, que generan rendimientos impredecibles para los participantes en el mercado y, por tanto, limitan los incentivos para el desarrollo de proyectos nucleares a gran escala, a menos que los inversores puedan cubrirse contra la exposición a los precios de mercado. Sin embargo, la cobertura mediante contratos a largo plazo requiere que las contrapartes estén dispuestas a aceptar precios suficientemente elevados para garantizar a los inversores un rendimiento adecuado a muy largo plazo. Varios de los terceros encuestados expusieron opiniones similares en sus observaciones, en las que llegaban a la conclusión de que, en el actual mercado europeo de la electricidad, no es posible construir nuevos proyectos nucleares sin ayuda estatal.
- (413) Como se explica en un informe conjunto de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Agencia de la Energía Nuclear (AEN) ⁽¹⁸⁰⁾, las tendencias recientes en la construcción de nuevas instalaciones nucleares en los mercados occidentales muestran una escalada significativa de los costes y retrasos en la construcción. Esto puede explicarse, por una parte, porque se iniciaron nuevos proyectos tras una larga pausa en la construcción de centrales nucleares que erosionó significativamente la cadena de suministro nuclear y las capacidades del sector y, por otra, por una falta de madurez del diseño y de planificación de la ejecución en el momento de iniciar la construcción, así como por un contexto político cada vez más incierto. En el informe se concluye que esta situación ha minado la confianza de las partes interesadas en la capacidad del sector nuclear para ejecutar proyectos de nueva construcción y ha aumentado el nivel de riesgo percibido de la inversión, lo que ha intimidado a los inversores y reducido aún más las posibilidades de captar financiación para futuros proyectos.
- (414) Sin embargo, el informe explica que en otros países, como China y Corea, las nuevas inversiones nucleares se ejecutan dentro de plazo y presupuesto, y concluye que la brecha con los países occidentales no puede explicarse únicamente por las condiciones específicas del emplazamiento. Por lo tanto, las dificultades experimentadas en los países occidentales no son inherentes a la tecnología en sí, sino que dependen de las condiciones en las que se desarrollan y ejecutan los proyectos y de las interacciones entre las distintas partes interesadas.
- (415) La Comisión recuerda las observaciones de terceros que alegaron que el suministro de energía también podría garantizarse mediante tecnologías más baratas y consideraron que las subvenciones en el sector nuclear ralentizarían los avances en otras tecnologías más baratas y respetuosas con el clima. Las autoridades checas explican que el potencial de las energías renovables en Chequia es limitado, pero que los incrementos de la generación nuclear y de la generación renovable son muy importantes para la estrategia nacional de energía y clima (véase el considerando 21). También explican que, si bien las inversiones eólicas llegarían más tarde con el proyecto que sin él, el desarrollo total de la energía eólica sería idéntico en ambos supuestos (véase el considerando 270). Esta explicación es verosímil. De hecho, las inversiones en capacidad de generación de energía eólica y solar pueden realizarse con mucha más rapidez y con menor coste de capital que el proyecto. Sin embargo, están limitadas por

⁽¹⁷⁹⁾ Decisión (UE) 2015/658 de la Comisión, de 8 de octubre de 2014, relativa a la medida de ayuda SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que el Reino Unido tiene previsto ejecutar en favor de la central nuclear de Hinkley Point C (considerando 385).

⁽¹⁸⁰⁾ *Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition* [Costes estimados de generación de electricidad, edición de 2020], disponible aquí: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition.

otros factores, como los emplazamientos disponibles y la capacidad de conexión a la red. Por otra parte, la limitada incidencia prevista del proyecto sobre los precios del mercado mayorista (2 EUR/MWh) sugiere que tendría una incidencia mínima en las inversiones en renovables. Sin embargo, los incentivos que ofrece la fórmula del contrato de compra para maximizar la producción en horas de precio elevado y reducirla en momentos de precios bajos también reducen el efecto competitivo de la medida en las inversiones en energías renovables en condiciones de mercado, ya que cabe esperar que los activos de generación de energías renovables funcionen con especial frecuencia en los períodos de menor precio (dado que, en esos períodos, los recursos renovables disponibles son elevados, lo que reduce los precios de mercado).

- (416) Otro encuestado argumentó que se espera que los precios de la electricidad sean elevados en las próximas décadas. La previsión de los precios de la electricidad durante largos períodos de tiempo implica una incertidumbre significativa. En caso de que los precios de la electricidad sean considerablemente más elevados de lo esperado, el mecanismo de reparto de beneficios proporcionará ingresos al Estado checo, con lo que se limitará la sobrecompensación en beneficio de ČEZ. Si, por el contrario, los precios de mercado son inferiores a lo previsto, sobre todo en vista de una demanda inferior a la prevista o del rápido despliegue de las energías renovables, el proyecto, en ausencia de la medida, no podría soportar sus costes de capital.
- (417) La Comisión concluye que existen deficiencias del mercado claramente establecidas con respecto a las inversiones en nuevas fuentes de energía nuclear en Chequia. Debido a que el período de inversión es muy largo, no existe certeza suficiente de que los elevados precios actuales de la energía sigan siendo elevados durante un período suficientemente largo para afectar a esta evaluación. En vista de que Chequia no dispone de capacidad de generación de electricidad suficiente, de estas deficiencias del mercado y del objetivo estratégico de la política energética checa, que aspira a conseguir una relativa autosuficiencia en la generación de electricidad en paralelo a la descarbonización a largo plazo de la generación de electricidad, la ayuda estatal para la construcción del proyecto en Chequia parece necesaria.
- (418) De hecho, sigue siendo poco probable que las fuerzas del mercado por sí solas sean capaces de garantizar la creación de la misma capacidad nuclear que el proyecto en el momento oportuno, lo que es necesario para facilitar el desarrollo de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía nuclear en Chequia.
- (419) En vista de lo anterior, la Comisión concluye que la ayuda estatal es necesaria para garantizar el desarrollo de nuevas capacidades nucleares en Chequia. Además, la Comisión concluye que las medidas producen un efecto incentivador para el beneficiario, lo que garantiza que el proyecto se lleve a cabo con éxito.

8.3.3.4. Idoneidad

- (420) La Comisión debe determinar en su evaluación si la medida propuesta es un instrumento estratégico adecuado para alcanzar su objetivo, que en este caso es promover el desarrollo de la generación de energía nuclear para compensar un futuro déficit de suministro.
- (421) En la Decisión de incoación, la Comisión señaló que Chequia había considerado varios mecanismos de apoyo alternativos para incentivar las inversiones en la producción de energía nuclear, como los créditos fiscales, los mecanismos de capacidad, las ayudas directas a la inversión, el establecimiento de un modelo de precios de inversión regulados (RAB), etcétera, todos ellos considerados menos adecuados que las medidas finalmente seleccionadas para proporcionar ayuda.
- (422) La Comisión está de acuerdo en que estos otros instrumentos estratégicos serían probablemente insuficientes por sí solos para lograr los mismos resultados, dadas las características específicas del proyecto y la magnitud de los recursos financieros necesarios. En particular, la mera supresión de una de las tres medidas sin ajustes adicionales dejaría sin respuesta importantes riesgos para el inversor, ya que cada una de ellas abordaría una deficiencia del mercado diferente ⁽¹⁸¹⁾. Cuando los mecanismos de ayuda alternativos se refieren principalmente a otras fuentes de financiación (créditos fiscales), no reducen necesariamente la incidencia sobre la competencia. Los mecanismos de capacidad y los modelos RAB son conceptos generales que pueden adoptar muchas formas. La investigación formal no ha aportado pruebas de que, para la medida concreta en cuestión, estos conceptos hubieran proporcionado soluciones más adecuadas a las deficiencias del mercado planteadas.

⁽¹⁸¹⁾ Considerando 187 de la Decisión de incoación.

- (423) Sin embargo, la Comisión cuestionó en su Decisión de incoación si la combinación de las tres medidas (es decir, la asistencia financiera reembolsable, el contrato de compra garantizada y el mecanismo de protección frente a cambios legislativos) podía considerarse adecuada para proporcionar ayuda estatal y preguntó si un mayor grado de exposición a los riesgos de mercado habría sido más apropiado. Más concretamente, la Comisión consideró que la combinación de las tres medidas y la configuración inicial del proyecto pueden eliminar importantes riesgos de mercado y, por tanto, anular determinados incentivos de comportamiento competitivo.
- (424) La Comisión también planteó dudas sobre si la combinación de estas tres medidas es adecuada para garantizar el desarrollo del proyecto, dado que, en otras ocasiones, parece que ha sido suficiente un número más limitado de medidas, que pueden haber sido menos intervencionistas, para hacer posible la inversión.
- (425) Además, la Comisión cuestionó si el equilibrio propuesto por Chequia en el uso de varios instrumentos es el adecuado y si con los instrumentos alternativos —o la consideración de solo algunos de ellos— se podrían alcanzar los mismos objetivos con menos ayuda o menor falseamiento de la competencia.
- (426) Los argumentos de las autoridades checas en apoyo de la combinación de las medidas propuestas están relacionados con las principales deficiencias del mercado que las medidas pretenden abordar, tal como se describe en la sección 4.1, en particular, la magnitud de los requisitos de capital, la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado y la longevidad de la exposición a las decisiones políticas. La Comisión ya reconoció que, debido a estos riesgos, el proyecto no habría sido emprendido por un inversor privado en condiciones normales de mercado ⁽¹⁸²⁾.
- (427) Como se ha explicado anteriormente (véanse los considerandos 83 a 106), durante la investigación formal para disipar las dudas de la Comisión en relación con el grado de exposición del proyecto a los riesgos del mercado, Chequia incorporó la exposición a los precios de mercado a la fórmula para el cálculo de la liquidación *ex post* de EDU II y redujo la duración del contrato de compra garantizada a cuarenta años, aumentando así la exposición del proyecto a los riesgos del mercado. Esto también significa que EDU II tiene incentivos económicos para optimizar la producción de energía de manera que se aumente al máximo el despacho en períodos de precios elevados y se reduzca (por ejemplo, junto con el mantenimiento programado) en períodos de precios bajos. De este modo reduce el efecto de falseamiento de la medida.
- (428) Por otra parte, la Comisión recuerda que consideró adecuada una combinación similar de medidas en el asunto Hinkley Point C ⁽¹⁸³⁾.
- (429) La Comisión considera que la combinación de las tres medidas notificadas por Chequia en la investigación formal y la correspondiente configuración del proyecto constituye un instrumento adecuado para llevar a cabo la inversión en la central. La Comisión considera que es necesario aplicar las tres medidas en conjunto para abordar las deficiencias del mercado que afectan al desarrollo de nuevas centrales nucleares.
- (430) En primer lugar, en la medida en que existan estas deficiencias de los mercados de capitales a largo plazo, la RFA no sería suficiente por sí sola para facilitar la inversión en nueva capacidad nuclear, ya que solo responde a la necesidad de obtener capital para la construcción de la nueva unidad nuclear, pero no aborda los problemas específicos inherentes a la energía nuclear, en particular los riesgos asociados a la construcción y a la complejidad y larga duración del ciclo de vida. La RFA proporciona casi todo el capital necesario para la construcción de la nueva

⁽¹⁸²⁾ Considerando 152 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁸³⁾ Véase la Decisión de la Comisión, de 8 de octubre de 2014, relativa a la medida de ayuda SA.34947 en favor de la central nuclear de Hinkley Point C, considerandos 392-405. En particular, en Hinkley Point C, se consideró que la combinación del contrato por diferencia con la garantía de crédito y el acuerdo del secretario de Estado (con respecto a la protección frente a cambios legislativos o estratégicos) era el instrumento adecuado para prestar la ayuda. En el caso del proyecto, se prefirió la RFA en lugar de una garantía estatal porque i) la RFA elimina el riesgo de que no haya suficiente financiación comercial para el proyecto; ii) la RFA ofrece una solución más oportuna que un instrumento de préstamo comercial para organizar el paquete financiero global; y iii) la RFA implicaría un menor coste de la deuda, habida cuenta de que el préstamo vendría directamente del Estado, así como unas comisiones más bajas en relación con la organización y el compromiso de financiación a lo largo de todo el período de construcción. En el considerando 166 se aportan más datos.

central nuclear, mientras que el contrato de compra garantizada permite al inversor comprometer recursos propios para el proyecto. Sin embargo, la RFA no garantizaría por sí sola el reembolso del préstamo, y los períodos de bajo precio podrían poner en peligro la viabilidad del proyecto. Así pues, la propia RFA se basa en la existencia del contrato de compra garantizada y está intrínsecamente vinculada a él, ya que la calificación del proyecto tiene en cuenta la existencia del contrato de compra. Solo los ingresos garantizados del contrato de compra podrían compensar el perfil de riesgo a largo plazo del proyecto.

- (431) Además, la Comisión considera que la RFA es adecuada para facilitar la inversión y abordar las deficiencias del mercado de capitales a largo plazo, también en comparación con la opción de fijar una garantía estatal sobre un instrumento de préstamo en condiciones de mercado, ya que subsana el riesgo de que no se obtenga financiación suficiente con préstamos privados para hacer posible el proyecto, garantiza un menor coste de la deuda y unas comisiones más bajas relacionadas con la organización y el compromiso de la financiación a lo largo de todo el período de construcción y requiere menos tiempo para organizar el paquete de financiación también en caso de aumento de los costes. Dado que cualquier aumento del coste del capital repercutiría directamente en el cálculo del precio de ejercicio, la RFA permite que el precio de ejercicio del contrato de compra sea más bajo (véase el considerando 171), con lo que se reduce el coste global de la medida.
- (432) En segundo lugar, el contrato de compra de cuarenta años de duración responde a la necesidad de garantizar la estabilidad y previsibilidad de los precios y el tipo de rendimiento de los recursos propios, que son particularmente importantes para inversiones de esta magnitud y duración y, por tanto, esenciales para hacer posible la inversión. En este sentido, el contrato de compra aborda la deficiencia del mercado relativa a la longevidad de la exposición a las señales de precios del mercado señaladas anteriormente.
- (433) En tercer lugar, las compensaciones concedidas en caso de formas políticas o legislativas de penalización discriminatoria de la tecnología nuclear (es decir, la protección frente a cambios legislativos) subsanan los riesgos adicionales que podrían considerarse específicos de la energía nuclear (principalmente, la posibilidad de que se retenga la inversión debido a cambios en el marco legislativo, por ejemplo, por razones políticas). Los ajustes de los elementos de la fórmula del contrato de compra en caso de incrementos de costes por motivos legítimos también subsanan el riesgo de que se produzcan incrementos de costes inherentes a las inversiones en generación nuclear.
- (434) En vista de lo anterior, la Comisión concluye que la combinación del contrato de compra con la duración de cuarenta años, la RFA y el mecanismo de protección frente a cambios legislativos, tal como se estructura en las medidas notificadas, es el instrumento adecuado para prestar ayuda estatal al proyecto.

8.3.3.5. Proporcionalidad

- (435) A fin de evaluar la proporcionalidad de una medida, la Comisión debe verificar que esta se limita al nivel mínimo que permite completar con éxito el proyecto para conseguir el objetivo que se persigue.
- (436) En la Decisión de incoación, la Comisión explicó que la evaluación de la proporcionalidad debe tener en cuenta la combinación de medidas de ayuda propuesta por las autoridades checas. Había tres preocupaciones principales en la medida notificada en relación con la proporcionalidad que son pertinentes para la evaluación de la Comisión.
- (437) En primer lugar, se consideró que la duración notificada del contrato de compra de sesenta años era demasiado larga, ya que superaba significativamente el período previsto para el reembolso de la RFA, así como la duración de las medidas de ayuda directa a los precios en inversiones nucleares anteriores⁽¹⁸⁴⁾. En la Decisión de incoación, la Comisión cuestionó si la compensación por los costes de inversión del proyecto no debería ajustarse más estrechamente a las modalidades y la duración del reembolso de la RFA.

⁽¹⁸⁴⁾ *Ibidem*, considerandos 197 a 198. En concreto, el contrato de compra garantizada de Hinkley Point C se celebró por un período de treinta y cinco años, mientras que el período de reembolso de la RFA en PAKS II era de tan solo veintiún años y la medida no fue acompañada de ninguna otra forma de ayuda a la explotación.

- (438) En segundo lugar, el tipo de rendimiento previsto se consideró demasiado elevado, de modo que no se podía descartar una sobrecompensación si se tenía en cuenta la combinación de las medidas de ayuda notificadas y el consiguiente perfil de riesgo del proyecto. En particular, el CCE a precio fijo notificado inicialmente transmitió los riesgos relacionados con los precios y con el mercado a la EFE y, por tanto, al Estado, mientras que la asistencia financiera reembolsable redujo significativamente el riesgo de ofrecer financiación en condiciones muy atractivas, sin que se cobraran intereses durante el período de construcción. Por último, el mecanismo de protección frente a cambios normativos o estratégicos proporcionó protección frente a cambios en las políticas y otras circunstancias que escapan al control de EDU II; por ejemplo, cambios en la política nacional checa en materia de energía nuclear, así como decisiones de no conceder las demás medidas de apoyo o de detener la ejecución del proyecto rechazando a los licitadores para la construcción de la central, pero también incrementos de costes ocasionados por una lista exhaustiva de motivos legítimos. Habida cuenta de la distribución de riesgos entre el beneficiario y el Estado, la Comisión consideró que no estaba justificado incluir la prima por construcción y explotación de la instalación nuclear en la estimación del CAPM.
- (439) Además, la Comisión planteó dudas sobre si el mecanismo de control de sobrecompensación propuesto por Chequia sería suficiente para evitar la sobrecompensación, en particular porque incluye un factor de reparto de cargas a medias entre el Estado y EDU II ⁽¹⁸⁵⁾.
- (440) En tercer lugar, la Comisión planteó dudas sobre si la elección de ČEZ como promotora del proyecto sin un proceso de selección abierto podría significar que la ayuda necesaria para el proyecto fuera superior a la que hubiera resultado de otro modo.
- (441) En las secciones siguientes se analizan estas cuestiones a la luz de los cambios en las medidas de ayuda propuestas por las autoridades checas, antes de extraer las conclusiones finales sobre el paquete global de ayuda.

8.3.3.5.1. El contrato de compra

8.3.3.5.1.1. Duración del contrato de compra

- (442) Como se menciona en el considerando 437, la duración notificada del contrato de compra de sesenta años se consideró demasiado larga. La Comisión consideró que la compensación por los costes de inversión del proyecto debía ajustarse a las modalidades y la duración del reembolso de la RFA, que es de aproximadamente treinta años en el supuesto de base presentado por las autoridades checas.
- (443) Chequia alegó que es necesario un colchón (o «período de cola») entre el vencimiento del contrato de compra y el reembolso de la RFA para garantizar que el proyecto siga siendo viable desde el punto de vista financiero, en particular para garantizar que la RFA pueda reembolsarse en su totalidad durante acontecimientos que puedan acarrear bajadas. En concreto, las autoridades checas presentaron datos del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) que muestran que en proyectos recientes de energía nuclear a gran escala se tardó mucho tiempo en estabilizar el despacho del activo y, por lo tanto, en alcanzar el factor de carga deseado que permitiría financiar el proyecto.

Cuadro 9

Tiempo de estabilización del factor de carga

VENDOR	NPP TYPE	COUNTRY	UNIT	DESIGN NET CAPACITY	COD	LOAD FACTOR STABILIZATION TIME
WEC	AP1000	China	SANMEN_1	1157 MWe	21 June 2018	4 years
	AP1000	China	SANMEN-2	1157 MWe	17 Aug 2018	2 years
	AP1000	China	HAIYANG-1	1126 MWe	08 Aug 2018	4 years
	AP1000	China	HAIYANG-2	1126 MWe	29 Sep 2018	2 years
EdF	EPR1750	China	Taishan-1	1660 MWe	13 Dec 2018	5 years
	EPR1750	China	Taishan-1	1660 MWe	29 May 2019	4 years
KHNP	OPR1000	S.Korea	Shin-Kori-1	998 MWe	28 Feb 2011	10 years
	OPR1000	S.Korea	Shin-Kori-1	998 MWe	20 Jul 2012	8 years
	APR1400	UAE	Barakah-1	1310 MWe	01 Apr 2021	2 years (so far)
ŠKODA Praha a.s.	VVER V320	CZ	Temelin-1	1027 MWe	10 Jun 2002	8 years
	VVER V320	CZ	Temelin-2	1029 MWe	18 Apr 2003	8 years

Source: IAEA_PRIS - Reactor Details, 20 June 2023

⁽¹⁸⁵⁾ Ibidem, considerando 205.

- (444) Las autoridades checas han presentado una revisión de la duración del contrato de compra para reducirla de sesenta a cuarenta años. Este período se ajusta en mayor medida a la duración de la RFA, aunque sigue siendo considerablemente superior. Si bien se puede justificar que sea necesario un período determinado para estabilizar el funcionamiento de la central eléctrica tras el inicio de la explotación, habida cuenta de las dificultades técnicas experimentadas tras la puesta en marcha de otros proyectos, la duración se sitúa en el extremo superior de los períodos observados en otros proyectos.
- (445) Sin embargo, es importante señalar que el inicio del período de vigencia del contrato de compra no es necesariamente idéntico al inicio de la explotación de la central eléctrica. De hecho, el período de compra garantizada comienza en la primera de las siguientes fechas: i) la fecha de inicio, es decir, el día en que la central exporta por primera vez electricidad a la red y EDU II ha notificado al Estado o a la EFE que desea que se establezca la fecha de inicio sujeta a los plazos definidos en el contrato de compra, o ii) la fecha límite, es decir, el día siguiente al último día del plazo previsto de puesta en servicio, que tiene una duración de cinco años a partir de la fecha prevista de puesta en servicio (véase la nota al pie 39). La fecha prevista de puesta en servicio se prorrogará para tener en cuenta cualquier retraso causado por hechos que constituyan motivos legítimos. Así pues, en caso de que se produzcan retrasos que no tengan que ver con los motivos legítimos, el período cubierto por el contrato de compra se acortará en consecuencia. Si bien de este modo se establece un colchón de cinco años en caso de retrasos, habida cuenta de los retrasos que se han producido recientemente en proyectos de reactores nucleares de generación III+, los retrasos de más de cinco años constituyen un riesgo considerable. En conjunto, el riesgo de un contrato de compra de menor duración y el tiempo necesario para estabilizar la producción de la central eléctrica tras el inicio de las operaciones implican que el período de vigencia del contrato de compra se aproxima al período de reembolso de la RFA.
- (446) Por último, en caso de sobrecostes, no cabe descartar que el reembolso de la RFA requiera en parte refinanciación con préstamos privados obtenidos en el mercado. En este caso, el reembolso del coste de inversión ya no estaría directamente vinculado al período de la RFA (véase el considerando 180). En particular, en caso de que los ingresos de mercado durante el período de vigencia del contrato de compra fueran insuficientes para cubrir los costes de reembolso de la RFA, podrían utilizarse préstamos obtenidos en condiciones de mercado para financiar parte de dichos costes. Esos préstamos se reembolsarían entonces después de la RFA, con los ingresos obtenidos en el mercado en el período posterior al contrato de compra.
- (447) En conjunto, los elementos expuestos anteriormente son suficientes para que la Comisión considere proporcionada una duración del contrato de compra de cuarenta años.
- (448) La Comisión señala que esto no significa que el proyecto sea viable con una vida útil de tan solo cuarenta años. De hecho, el modelo financiero parte de una vida útil de sesenta años y se basa en los ingresos obtenidos en el mercado una vez finalizado el período de vigencia del contrato de compra para alcanzar el objetivo de TRI de los recursos propios del [9-11] %. Si bien el análisis de sensibilidad en la hipótesis de que los precios de mercado sean bajos al finalizar el período de vigencia del contrato de compra revela que la central podría dejar de funcionar en ese momento debido a la falta de incentivos financieros (véase el considerando 148), esto no significa que la inversión se realice con vistas a una vida útil de tan solo cuarenta años. De hecho, para que la inversión sea viable, el inversor debe asignar una alta probabilidad a un entorno de mercado que permita seguir operando más allá del período de vigencia del contrato de compra. El TRI objetivo se fija para toda la duración del proyecto de sesenta años. Si los precios de mercado posteriores al período de vigencia del contrato de compra fueran significativamente inferiores a lo previsto, ello afectaría negativamente al rendimiento de la inversión y el TRI quedaría por debajo del objetivo del [9-11] %.

8.3.3.5.1.2. Compensación de la fórmula de remuneración

- (449) Como se menciona en los considerandos 88 a 91, la fórmula de remuneración del contrato de compra consta de dos componentes: el componente de liquidación *ex post* y el componente de exposición al mercado. Esta estructura se asemeja al diseño de un contrato bidireccional por diferencia ⁽¹⁸⁶⁾ y, por lo tanto, tiene efectos similares en términos de estabilidad de los ingresos y limitación de la sobrecompensación, así como de incentivos para el funcionamiento eficiente de la central eléctrica. En esta sección, la Comisión evalúa los aspectos relacionados con la proporcionalidad (compensación), mientras que en la sección 8.3.3.6.2 evalúa los aspectos relacionados con los incentivos para un funcionamiento eficiente.

⁽¹⁸⁶⁾ Por ejemplo, en Hinkley Point C se utiliza una fórmula CFD similar.

- (450) El componente de liquidación anual *ex post* garantiza la estabilidad de los ingresos de la central eléctrica, al tiempo que limita la compensación. El componente de liquidación proporciona a la central eléctrica cobertura frente al riesgo de evolución incierta de los precios medios de mercado y, dado que se calcula para un volumen de referencia fijo (sujeto a los ajustes de la fórmula descritos en los considerandos 88 y 90), proporciona asimismo cobertura contra los riesgos de volumen. Por una parte, el componente de liquidación garantiza que, año a año, la central nuclear reciba un complemento sobre los precios medios de mercado, si es necesario, para alcanzar el objetivo de remuneración. En concreto, si la media anual *ex post* de los precios horarios del mercado al contado en el mercado diario (es decir, el precio de referencia) es inferior al precio de ejercicio, el importe de la liquidación proporciona la remuneración que no se ha obtenido del mercado. Por otra parte, el componente de liquidación garantiza que, si el precio medio anual de mercado es más que suficiente para alcanzar el objetivo de remuneración, la central eléctrica reembolsa el exceso (es decir, la diferencia entre el precio de referencia y el precio de ejercicio) para evitar una sobrecompensación.
- (451) Por lo que se refiere a los ajustes del componente de liquidación *ex post* de la fórmula de remuneración del contrato de compra, tal como se explica en los considerandos 88 y 90, el primer ajuste [cuando el precio de referencia (p) es superior a los costes variables de explotación (c)] ofrece a la central eléctrica seguridad adicional respecto de sus ingresos en caso de interrupciones del suministro imprevistas en años con precios medios de mercado elevados. Entonces, la amortización se limita a la diferencia entre el precio de referencia y el precio de ejercicio multiplicada por la cantidad real en lugar de la cantidad de referencia. El segundo ajuste [cuando el precio de referencia del mercado (p) es igual o inferior al coste variable de explotación (c)] introduce un límite al componente de liquidación y, por tanto, limita la sobrecompensación. Por ejemplo, en situaciones de precios de mercado muy bajos en que la central tiene el incentivo de reducir la producción de manera eficiente, la compensación derivada del componente de liquidación se limita a la diferencia entre el precio de ejercicio y los costes de explotación correspondientes a la cantidad de referencia. Por consiguiente, la Comisión considera que el componente de liquidación *ex post*, incluidos los ajustes, garantiza que la central eléctrica no reciba más compensación de la necesaria para alcanzar el objetivo de remuneración, al tiempo que proporciona estabilidad de los ingresos e incentivos para un funcionamiento eficiente.
- (452) Además, como se explica en la sección 8.3.3.6.2., la fórmula de remuneración CFD prevista en el contrato de compra ofrece incentivos eficientes para que la central eléctrica maximice sus beneficios en lugar de incentivos para maximizar la producción. Este efecto sobre la rentabilidad también se aprecia en el hecho de que las autoridades checas estiman que, aplicando la fórmula de remuneración CFD, la central eléctrica obtiene, por término medio, más ingresos y menos costes que si se maximiza la producción (véase el considerando 150). En consecuencia, al sustituir el método del CCE a precio fijo por el método de la fórmula del contrato de compra se consigue un menor déficit de financiación (mayores ingresos previstos y menores costes previstos), lo que reduce el precio de ejercicio y el importe de la ayuda necesaria.

8.3.3.5.1.3. Mecanismo de control de sobrecompensación

- (453) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó dudas de que el mecanismo de reparto de beneficios en función del rendimiento de los recursos propios, propuesto por Chequia, evite suficientemente la sobrecompensación y consideró que el factor de reparto de 50:50 no se ajustaba a la distribución de riesgos entre el beneficiario y el Estado, tal como implicaba la medida notificada inicialmente.
- (454) En primer lugar, la Comisión recuerda que, como se explica en la sección anterior, el método de remuneración revisado previsto en el contrato de compra mitiga el riesgo de sobrecompensación en situaciones de precios de mercado elevados, ya que el operador está obligado a recuperar los ingresos de mercado de la EFE que superen el precio de ejercicio del contrato de compra. Se reconoce que una remuneración a precio fijo por unidad de electricidad producida, como la notificada inicialmente por Chequia, habría tenido un efecto similar, si bien se habría aplicado durante un período más largo (es decir, la vida útil del activo en comparación con la duración máxima de cuarenta años del contrato de compra). Sin embargo, la Comisión observa que los resultados de la modelización muestran que es probable que los incentivos para la eficiencia del funcionamiento incorporados a la fórmula revisada de remuneración prevista en el contrato de compra se traduzcan en reducciones del precio de ejercicio en comparación con un contrato de compra garantizada a precio fijo, debido a que los costes de explotación serían más bajos y los rendimientos del mercado más altos y, por tanto, los niveles de ayuda serían más bajos durante el período de validez del contrato de compra.

- (455) En segundo lugar, con respecto al factor de reparto de beneficios, la Comisión observa que Chequia mantiene un reparto de 50:50 durante el contrato de compra y lo incrementa ligeramente a 60:40 en favor del beneficiario durante los veinte años siguientes a la extinción del contrato. Chequia justifica este incremento por la necesidad de reflejar una mayor exposición del beneficiario al riesgo de variación de los precios de mercado. La Comisión está de acuerdo en que la reducción de la duración del contrato de compra a cuarenta años aumenta el perfil de riesgo global del proyecto, ya que introduce el riesgo de variación del precio de mercado durante un período considerable que abarca un tercio de la vida útil prevista del activo. Por lo tanto, la Comisión considera que los factores revisados de reparto de beneficios se ajustan al perfil de riesgo global más elevado del proyecto a consecuencia de los ajustes de la medida 1, en particular la reducción de la duración de la ayuda directa al precio. El mecanismo de reparto de los beneficios en función del rendimiento de los recursos propios garantizará que se comparta con el Estado cualquier subida que beneficie a EDU II, dejando al mismo tiempo incentivos suficientes para que EDU II procure obtener esas subidas, por ejemplo mediante reducciones de costes.
- (456) Chequia señala que, incluso con su ligero ajuste posterior al contrato de compra, el factor de reparto propuesto proporciona un mayor reparto entre el operador y el Estado (es decir, 50:50 durante el contrato de compra y 60:40 durante el resto de la vida útil de la central) que en la inversión precedente en la central nuclear de Hinkley Point C (HPC), en la que la Comisión determinó que era proporcionado un factor de reparto inicial de 70:30, aplicable a partir de un TRI más elevado en ese proyecto que en el caso que nos ocupa. La Comisión observa que el mecanismo de reparto de beneficios en función del rendimiento de los recursos propios utilizado en HPC se basó, de hecho, en dos umbrales, en virtud de los cuales el factor de reparto entre el beneficiario y el Estado pasa de 70:30 a 40:60 cuando el TRI obtenido sobre los recursos propios supera el segundo umbral (más elevado). Por lo tanto, el mecanismo de reparto de beneficios de HPC no prevé, en todas las circunstancias posibles, un factor de reparto menos favorable para el Estado que en el proyecto. Al mismo tiempo, la Comisión considera que el mecanismo de reparto de beneficios de HPC no es necesariamente una buena referencia para evaluar el mecanismo de control de sobrecompensación propuesto para el proyecto, ya que existen diferencias significativas entre estos dos casos en lo que respecta a sus perfiles de riesgo, circunstancias del mercado y paquetes de ayuda.
- (457) En tercer lugar, las autoridades checas también se refirieron a la selección del contratista de instalación llave en mano mediante una licitación que, en su opinión, incorpora un mecanismo basado en el mercado y elimina posibles contingencias indebidas en las hipótesis de costes de inversión subyacentes del modelo financiero. La Comisión está de acuerdo en que llevar a cabo un proceso competitivo para seleccionar al contratista de la instalación llave en mano, en el que los proveedores potenciales compitan entre sí presentando sus respectivas ofertas para ganar el contrato, probablemente ofrezca mayor rentabilidad que, por ejemplo, una adjudicación directa (es decir, sin competencia). Por lo tanto, dado que los costes de inversión utilizados en el modelo financiero para calibrar el precio de ejercicio del contrato de compra se determinan en un proceso de licitación, ello puede contribuir a reducir los riesgos de sobrecompensación.
- (458) Por último, la Comisión observa que los beneficios obtenidos por la EFE como consecuencia de los ajustes de sobrecompensación se materializarán en un pago a tanto alzado por parte del beneficiario a la EFE o en una reducción del precio de ejercicio del contrato de compra, con lo que se reducirá el nivel de ayuda que deberá prestar el Estado durante todo el período de explotación de la instalación.
- (459) En vista de los argumentos anteriores, la Comisión considera que los mecanismos de control de sobrecompensación incorporados por la fórmula de remuneración del contrato de compra y el mecanismo revisado de reparto de beneficios en función del rendimiento de los recursos propios son adecuados y están en consonancia con la distribución de riesgos entre el beneficiario y el Estado.

8.3.3.5.2. Hipótesis iniciales y análisis de supuestos del modelo financiero

- (460) Las autoridades checas han establecido una serie de hipótesis sobre parámetros aún desconocidos, pero que tienen una incidencia considerable en el precio de ejercicio. Esto se refiere, en particular, a las expectativas de precios de mercado, la disponibilidad de la central, los costes de construcción, los costes de explotación, los costes de clausura y los costes de capital.
- (461) Estas hipótesis se utilizan como parámetros del modelo financiero para calcular el precio de ejercicio previsto actualmente (véase la sección 3.6.2), con el objetivo de alcanzar un TRI de los recursos propios del [9-11] % a lo largo de la vida útil del proyecto. Por lo tanto, el precio de ejercicio es un producto del modelo financiero y se calculará en consecuencia.

- (462) Algunas hipótesis también tienen incidencia directa en el TRI de los recursos propios esperado. Aunque, en general, el modelo tiene como objetivo obtener un TRI de los recursos propios del [9-11] %, las modificaciones de parámetros aún desconocidos pueden dar lugar a desviaciones de este objetivo. A modo de ejemplo:
- a) Si la disponibilidad técnica se sitúa por debajo del objetivo de disponibilidad del [70-100] %, impidiendo así que la central produzca en períodos en los que el coste c es inferior al precio de mercado p , se obtienen rendimientos más bajos; cuando esto se deba a motivos no legítimos, se reducirá el TRI de los recursos propios.
 - b) Si los precios de mercado p durante una gran parte de la vida útil del proyecto son inferiores a los costes de explotación c , la central eléctrica no funcionará. En este caso, la segunda parte de la fórmula de remuneración limita la compensación, reduciendo el TRI de los recursos propios a un nivel previsto del [...] %.
 - c) Si, por el contrario, los precios de mercado tras el final del período de vigencia del contrato de compra fueran significativamente superiores a los previstos en el caso base, los rendimientos superarían el objetivo de TRI de los recursos propios del [9-11] %. En esta situación, se aplicaría el mecanismo de reparto de beneficios, con lo que el 60 % de ese excedente de rendimiento quedaría para EDU II y el 40 % para el Estado.
- (463) Por las razones expuestas anteriormente, es muy importante establecer hipótesis creíbles, en particular sobre los futuros precios de mercado, los costes de construcción, los costes de explotación, la disponibilidad de la central, los costes de clausura y otros parámetros pertinentes, como la inversión en activo fijo y la financiación del proyecto, con el fin de garantizar que la rentabilidad de este sea proporcionada. Sin embargo, muchas de estas hipótesis están sujetas a una incertidumbre considerable en los nuevos proyectos de centrales nucleares. Las hipótesis sobre los costes de construcción de centrales nucleares de generación III+ han sido reiteradamente poco fiables en varios proyectos europeos en el pasado reciente. Es difícil estimar costes a lo largo de una vida útil de sesenta años. Lo mismo ocurre con las predicciones de precios de mercado que llegan a finales de siglo. En este contexto, las autoridades checas deben garantizar no solo que las hipótesis en que se basa el acto inicial de concesión sean creíbles, sino también que, cuando se requieran actualizaciones de dichos parámetros, se realicen de manera predecible, transparente, objetiva y verificable.
- (464) Las autoridades checas han formulado hipótesis sobre los diversos parámetros de ingresos y costes del modelo financiero, tal como se expone en la sección 3.6.6.
- (465) Por lo que se refiere a las estimaciones de los precios de mercado, cabe señalar que no se dispone de precios de mercado a plazo en relación con períodos de tiempo que se extiendan lo suficientemente lejos en el futuro como para abarcar el período posterior al contrato de compra. Mientras, durante el período de vigencia del contrato de compra, las desviaciones con respecto a las previsiones de los precios de mercado se compensan en gran medida por los efectos del contrato de compra, que protege a EDU II de las desviaciones de los precios medios, no puede decirse lo mismo en el futuro posterior al contrato de compra. Chequia se basó en las hipótesis comerciales de ČEZ para determinar la evolución de los precios medios anuales del mercado eléctrico de la República Checa entre 2035 y 2050. En relación con el período de 2051-2096, que incluye el período posterior al contrato de compra y abarca toda la vida útil prevista de la central, las autoridades checas presuponen que los precios de mercado disminuirán gradualmente a un ritmo constante del [...] % anual, a fin de reflejar la expectativa de que los precios de mercado tenderán a bajar a largo plazo debido al aumento de las fuentes de energía renovables en el sistema. Sin ajustes por inflación, la hipótesis central de precios de mercado comienza en [...] EUR/MWh en 2036, baja a [...] EUR/MWh hasta 2050 y posteriormente disminuye gradualmente hasta [...] EUR/MWh en 2076 y [...] EUR/MWh en 2096.
- (466) La Comisión no puede predecir con certeza si estos precios se materializarán efectivamente en el mercado. En la evaluación de impacto de 2016 que acompaña a la versión refundida del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad, se afirmaba que «en 2050, se prevé que la cuota de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables se acerque al 60 %. En este caso, el diferencial entre los precios de carga base y de carga máxima aumenta de forma significativa, debido principalmente a que los precios de carga base son más bajos que en los períodos anteriores. Sin embargo, los precios medios del mercado diario siguen siendo elevados en todo el horizonte de estimación, ya que todavía se espera que la generación térmica marque el precio marginal (y por tanto el precio del mercado diario) durante la mayor parte de las horas del año».⁽¹⁸⁷⁾ Con estas hipótesis, el modelo

⁽¹⁸⁷⁾ Sección 6.2.6.4, Nivel y volatilidad de los precios al por mayor, Documento de trabajo de los servicios de la Comisión, Evaluación de impacto que acompaña a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (versión refundida), SWD(2016) 410 final - 2016/0379, 30 de noviembre de 2016 [documento en inglés].

de la evaluación de impacto predijo que los precios medios del mercado diario en la UE subirían de 74 EUR/MWh en 2020 a 118 EUR/MWh en 2035, mientras que a partir de ahí sufrirían relativamente pocas variaciones, hasta situarse en 122 EUR/MWh en 2050. Sobre la base de la evaluación de 2016, la previsión de una caída lenta de los precios a partir de 2036 no se ajustaría, por tanto, a los estudios realizados por la Comisión.

- (467) Sin embargo, la ambición relativa a la cuota de las energías renovables ha aumentado de forma significativa desde entonces. La Directiva sobre energías renovables adoptada en 2018 y, por tanto, elaborada en paralelo a la mencionada evaluación de impacto preveía un objetivo de energías renovables del 30 % en el consumo de energía final para 2030. La Directiva revisada sobre fuentes de energía renovables, adoptada en 2023, eleva el objetivo vinculante de la UE con respecto a dichas fuentes para 2030 a un mínimo del 42,5 %, con vistas a alcanzar el 45 %. La legislación europea sobre el clima ⁽¹⁸⁸⁾ establece que las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero reguladas en el Derecho de la Unión estarán equilibradas dentro de la Unión a más tardar en 2050, por lo que en esa fecha las emisiones netas deben haberse reducido a cero y, a partir de entonces, la Unión tendrá como objetivo lograr unas emisiones negativas. Esta mayor ambición en la generación de energías renovables, que es en su mayoría una generación a bajo coste marginal, y los objetivos de descarbonización hacen que la hipótesis subyacente a la evaluación de 2016 de que «todavía se espera que la generación térmica marque el precio marginal (y por tanto el precio del mercado diario) durante la mayor parte de las horas del año» no pueda darse ya por sentada en el horizonte de 2050. Aunque no se puede descartar que la generación a costes marginales elevados siga desempeñando un papel importante (por ejemplo, por el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono o por el consumo de combustibles hipocarbónicos como el hidrógeno), otros supuestos pueden predecir de forma verosímil un elevado porcentaje de horas con un coste marginal muy bajo. De hecho, esto es algo que ya puede verse durante breves períodos de tiempo en algunas partes del mercado eléctrico de la Unión ⁽¹⁸⁹⁾. Si esto ya ocurre así con carácter excepcional, en períodos con una elevada producción de energías renovables y baja demanda, puede considerarse uno de varios supuestos verosímiles para el período posterior a la finalización del contrato de compra, a partir de 2078. Sin embargo, las autoridades checas no aseguran que los precios de la electricidad, por término medio, vayan a aproximarse a cero una vez finalizado el contrato de compra. En lugar de ello, presuponen que los precios medios bajarán lentamente ⁽¹⁹⁰⁾, hasta alcanzar todavía una media de [...] EUR/MWh en 2096.
- (468) Para demostrar la incidencia de las diferentes hipótesis de precios en el modelo, las autoridades checas han presentado análisis de sensibilidad a los precios en el marco del modelo financiero, con la ayuda de supuestos adicionales que parten de unas expectativas de precios medios anuales constantes, con una horquilla de – 10 a 150 EUR/MWh. En los supuestos con precios de mercado de – 10 EUR/MWh, 10 EUR/MWh y 20 EUR/MWh, esperan que la central cierre cuando expire el contrato de compra, ya que los ingresos serían inferiores a los costes de explotación. En esta situación, no existe riesgo de sobrecompensación. Si, por el contrario, los precios de la electricidad fueran significativamente más elevados de lo previsto, ello haría que aumentase el TRI. Sin embargo, si el TRI excede el tipo objetivo del [9-11] %, se aplica un mecanismo de reparto de beneficios en virtud del cual el Estado recupera el 40 % de los rendimientos adicionales de EDU II. En consecuencia, si los precios de la electricidad a lo largo de la vida útil de la central se situaran en 150 EUR/MWh, el TRI de los recursos propios a lo largo de la vida útil del proyecto sería del [...] % antes de la aplicación del mecanismo de reparto de beneficios, y del [...] % posteriormente. Con ello se garantiza que, aun en el caso de que los precios de la electricidad sean significativamente más elevados de lo previsto, se limite todo riesgo de sobrecompensación.
- (469) Sobre la base de las consideraciones anteriores, las hipótesis sobre los precios de la electricidad son, por tanto, verosímiles, y la aplicación de un mecanismo de reparto de beneficios a cualquier excedente de ingresos derivado del aumento de los precios de la electricidad, especialmente con posterioridad al período de vigencia del contrato de compra, garantiza la proporcionalidad a este respecto.
- (470) Otras hipótesis básicas (en particular, sobre el coste de construcción y la disponibilidad) se basan en la experiencia adquirida en otros proyectos y en las descripciones de capacidad técnica de los proveedores de tecnología. Si las hipótesis utilizadas en el supuesto de base resultaran ser excesivamente optimistas, esto podría hacer que el TRI se estabilizase (en caso de que los incrementos de costes se basen en motivos legítimos, por lo que no afectarían al TRI)

⁽¹⁸⁸⁾ Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima») (DO L 243 de 9.7.2021, p. 1).

⁽¹⁸⁹⁾ A modo de ejemplo, los precios al por mayor de la electricidad en el mercado diario de la península ibérica fueron inferiores a 10 EUR/MWh en el 63 % de las horas durante las tres semanas comprendidas entre el 26 de febrero y el 17 de marzo de 2024; Fuente: Plataforma de transparencia de la REGRT de Electricidad.

⁽¹⁹⁰⁾ El lento descenso del [1-2] % anual en precios de 2020 se ve sobrecompensado en valores nominales por la inflación prevista del 2 %, por lo que se supone que los precios en valores nominales subirán lentamente en este período.

o que se redujese. Sobre la base de la información facilitada acerca de la experiencia adquirida en otros proyectos nucleares recientes, las autoridades checas han dado motivos suficientes para considerar improbable una reducción significativa de los costes. Aun en ese caso, si tal reducción diera lugar a un incremento del TRI, este estaría limitado por el mecanismo de reparto de beneficios. Si bien existe un riesgo significativo de que los costes aumenten por encima de las hipótesis del supuesto de base, esto no daría lugar a una sobrecompensación.

- (471) La predicción de costes de financiación es mucho más fiable que la de los elementos técnicos. Esto se debe a que el coste de financiación está claramente definido en la RFA. Las hipótesis sobre la refinanciación privada pueden tener una pequeña incidencia en el TRI, pero se basan en adiciones al tipo de la RFA. Sobre esta base, las hipótesis de los costes de financiación son suficientemente verosímiles.
- (472) El modelo financiero, tal como se describe en la sección 3.6.2, se utiliza para calcular el precio de ejercicio necesario para alcanzar un TRI de los recursos propios del [9-11] % a lo largo de la vida útil del proyecto. En el caso inicial (o base), el modelo financiero parte de varias hipótesis, muchas de las cuales se actualizarán tras la celebración del contrato de instalación llave en mano. Como se ha descrito anteriormente, la Comisión considera que estas hipótesis iniciales son verosímiles. El proceso de actualización se basa en la lista de parámetros que figura en el anexo. Esta lista exhaustiva establece qué parámetros pueden actualizarse y dar lugar a un ajuste del precio de ejercicio (tanto al alza como a la baja) para mantener el objetivo de TRI de los recursos propios. Por lo tanto, el proceso de actualización es suficientemente transparente y predecible.
- (473) La Comisión ha evaluado la funcionalidad del modelo financiero y considera que es adecuado calcular el precio de ejercicio mínimo necesario para alcanzar el objetivo de rendimiento utilizando varias variables de partida. La Comisión ha verificado que el modelo financiero tiene en cuenta las hipótesis iniciales —incluida la funcionalidad de seguimiento de la carga descrita en el considerando 149— para estimar un precio de ejercicio inicial de [65-80] EUR, con el que se alcance el objetivo de rendimiento del [9-11] %.
- (474) La Comisión ha verificado, además, que el modelo financiero puede tener en cuenta una serie de hipótesis (supuestos) para las variables de partida y que el TRI de los recursos propios estimado por el modelo financiero reacciona en consecuencia. Asimismo, la Comisión ha verificado que el modelo financiero puede utilizarse para hallar el precio de ejercicio necesario para alcanzar el objetivo de rendimiento en estos diferentes supuestos.
- (475) Por consiguiente, la Comisión concluye que el modelo financiero del proyecto, incluido su funcionamiento y las hipótesis subyacentes, es verosímil y adecuado para garantizar el objetivo de rendimiento propuesto para el proyecto.

8.3.3.5.3. Evaluación comparativa del tipo de rendimiento

8.3.3.5.3.1. Introducción

- (476) En esta sección, la Comisión analiza su evaluación del tipo de rendimiento (ROE) de la inversión en EDU II. A fin de garantizar la proporcionalidad de la medida de ayuda estatal y evitar una sobrecompensación, dicha medida debe garantizar el tipo de rendimiento mínimo para que el beneficiario realice la inversión en EDU II. En otras palabras, el tipo mínimo con el que se subsana el déficit de financiación del proyecto. El déficit de financiación se define como la diferencia entre el valor actual neto (VAN) del supuesto factual y del supuesto contrafactual y es, al mismo tiempo, el importe mínimo de ayuda estatal necesario para que la medida tenga un efecto incentivador sobre la empresa y el importe máximo de ayuda estatal proporcionado para activar la inversión.
- (477) El concepto de déficit de financiación está profundamente arraigado en la toma de decisiones empresariales ordinarias. Cuando las empresas que maximizan los beneficios deciden si emprenden un proyecto, consideran el valor generado por el proyecto en cuestión frente a otras vías de acción y eligen la que tenga el mayor rendimiento esperado. Así pues, para que las empresas estén dispuestas a emprender un proyecto que no sea el que obtenga el mayor rendimiento esperado, puede ser necesario incentivarlas mediante ayudas estatales que cubran el déficit de financiación.

- (478) En este caso, el supuesto factual consiste en invertir en el proyecto de EDU II, mientras que el supuesto contrafactual representa la ausencia de inversión. El modelo financiero de Chequia determina el valor previsto del proyecto EDU II en la fecha de valoración, el 31 de diciembre de 2023, descontando los flujos de caja positivos y negativos que se espera que el proyecto genere a lo largo de su vida útil. El modelo financiero de Chequia correspondiente al supuesto factual (es decir, la inversión en EDU II) muestra que las medidas de ayuda estatal propuestas dan lugar a un VAN igual a cero y dichas medidas están dimensionadas a tal efecto (es decir, el precio de ejercicio del contrato de compra se calcula de manera que el VAN del proyecto, incluida la ayuda, sea cero). En este caso, el supuesto contrafactual representa la ausencia de inversión (es decir, un VAN de la inversión contrafactual de cero). El hecho de que el VAN del supuesto factual, incluida la ayuda estatal propuesta, y el VAN del supuesto contrafactual sean iguales significa que las medidas de ayuda estatal propuestas subsanan el déficit de financiación e incentivan la inversión en EDU II sin generar ninguna sobrecompensación ⁽¹⁹¹⁾.
- (479) Un VAN cero en el supuesto factual (en la inversión en EDU II obtenida con la inclusión de las medidas de ayuda estatal) implica que el CMPC del proyecto, o coste del capital, y el tipo de rendimiento interno del proyecto (TRI del proyecto), o rendimiento del proyecto, son iguales. El CMPC es la media ponderada del coste de los recursos propios (COE) y del coste de la deuda (COD), como se explica en la sección 3.6.5. Así pues, el tipo de rendimiento del proyecto tiene en cuenta toda la estructura de capital que se utiliza para financiar el proyecto, es decir, los recursos propios aportados por los accionistas y la deuda proporcionada por los prestamistas.
- (480) En el caso de EDU II, la Comisión se centró en la evaluación del objetivo de ROE. Esto se debe a que, en este caso, los recursos propios los aporta ČEZ, mientras que la deuda la aporta el Estado (RFA) a un tipo de interés subvencionado (véase la sección 3.7). La deuda, o préstamo, a un tipo subvencionado y el contrato por diferencia, a través del precio de ejercicio, son las medidas que subsanan el déficit de financiación del proyecto EDU II. Así pues, al establecer la proporcionalidad del COE se garantiza la proporcionalidad de la ayuda estatal total.
- (481) La estimación del COE tiene por objeto evaluar si el rendimiento de los accionistas es proporcionado. Teniendo en cuenta el COD de la RFA, una vez que se determina que el objetivo de ROE es proporcionado, el precio de ejercicio del contrato por diferencia se calibra de manera que la ayuda estatal total subsane el déficit de financiación, es decir, produzca un VAN cero para el supuesto factual ⁽¹⁹²⁾. En otras palabras, la proporcionalidad de la ayuda estatal se garantiza mediante la calibración del precio de ejercicio, teniendo en cuenta el COD subvencionado y el ROE proporcionado. Por estas razones, en el resto de esta sección, la Comisión se centra en evaluar la proporcionalidad del objetivo de ROE.

8.3.3.5.3.2. Evaluación

8.3.3.5.3.2.1. Prima de riesgo importante independiente

- (482) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó dudas sobre la proporcionalidad del objetivo de ROE propuesto por Chequia y, en particular, sobre la necesidad de incluir una prima de riesgo importante independiente («PRII») del 3 al 3,5 %, además del rendimiento de base ⁽¹⁹³⁾.
- (483) En relación con la PRII, Chequia alegó que las centrales nucleares tienen determinadas características y riesgos singulares en comparación con otros proyectos de generación de electricidad, que deben tenerse en cuenta mediante la inclusión de una PRII en el ROE derivado del CAPM. La estimación de Chequia del 3 al 3,5 % tendría en cuenta estos riesgos no reflejados en las estimaciones beta de los servicios energéticos diversificados que participan en formas más tradicionales de generación y empresas de redes reguladas ⁽¹⁹⁴⁾.

⁽¹⁹¹⁾ En el supuesto contrafactual, el VAN cero significa que la empresa está dispuesta a seguir adelante con un proyecto que ofrezca un rendimiento del capital idéntico al coste de dicho capital (es decir, CMPC = TRI del proyecto). Así pues, dado que en este caso el déficit de financiación es igual al VAN del supuesto factual, el hecho de que la ayuda estatal garantice que ese VAN sea cero significa presuponer que también en el supuesto factual el CMPC es igual al TRI del proyecto, en consonancia con el supuesto contrafactual.

⁽¹⁹²⁾ Con un tipo de descuento, o CMPC, que refleje el COD y el COE pertinentes.

⁽¹⁹³⁾ Considerando 67 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁹⁴⁾ Considerando 69 de la Decisión de incoación.

- (484) En la Decisión de incoación, la Comisión cuestionó la necesidad de incorporar una PRII habida cuenta de las tres medidas de ayuda propuestas para hacer frente a los riesgos asociados a las centrales nucleares. La Comisión alegó que los riesgos asumidos por el inversor tras considerar la protección proporcionada a través del contrato de compra, la RFA y el acuerdo de inversión se reflejan en el ROE derivado del CAPM y, por lo tanto, albergaba dudas en cuanto a la necesidad de una prima de riesgo adicional ⁽¹⁹⁵⁾.
- (485) Con posterioridad a la Decisión de incoación, el 25 de septiembre de 2023, Chequia presentó un documento destinado a apoyar la incorporación de una PRII ⁽¹⁹⁶⁾. La Comisión observa que las referencias bibliográficas facilitadas por Chequia en su presentación ⁽¹⁹⁷⁾ no respaldan la incorporación de una prima de este tipo cuando se ha previsto que intervenga el Estado. Esto se debe a que la ayuda estatal elimina la necesidad de una remuneración más elevada, al eliminar al menos una parte de los riesgos que, de otro modo, serían específicos de los proyectos de inversión en instalaciones nucleares. Además, ni en Hinkley Point C ni en Paks II se tuvo en cuenta una PRII ⁽¹⁹⁸⁾. Así pues, la Comisión concluye que la incorporación de la PRII a la horquilla de COE estimada no sería proporcionada en este caso.
- (486) En el curso de la investigación, las autoridades checas han acordado que no se tendrá en cuenta ninguna PRII en el cálculo del COE. De este modo, queda resuelta la duda sobre la incorporación de una PRII planteada en la Decisión de incoación.

8.3.3.5.3.2.2. Objetivo de tipo de rendimiento de los recursos propios

- (487) En esta sección, la Comisión evalúa si el ROE objetivo del [9-11] % es proporcionado. Para ello, la Comisión compara el ROE objetivo de Chequia con una horquilla de COE basada en el mercado. Un ROE objetivo superior a la horquilla significa un rendimiento desproporcionadamente elevado, mientras que un ROE objetivo inferior a la horquilla significa un rendimiento desproporcionadamente bajo (es decir, un rendimiento que un inversor del mercado no aceptaría).
- (488) Para estimar esta horquilla de COE basada en el mercado, la Comisión aplica el método del CAPM estándar ⁽¹⁹⁹⁾, con el que se calcula un COE teórico, u horquilla de COE, estimando cada uno de sus componentes sobre la base de los datos de mercado. Además, la Comisión evalúa su análisis comparando la horquilla de COE estimada con la de sectores comparables al sector nuclear y, por tanto, a EDU II.
- (489) Una vez estimada la horquilla de COE, la Comisión extrae su conclusión sobre la proporcionalidad del ROE objetivo. Por último, la Comisión evalúa cómo cambiaría el ROE objetivo si cambiaran los costes y el calendario.

8.3.3.5.3.3. Estimación del COE

- (490) En esta sección, la Comisión estima su propio COE base de referencia, así como una horquilla de COE. La horquilla de COE se determina estableciendo un supuesto «bajo» y un supuesto «alto». Por cada uno de los parámetros del COE, la Comisión explica las razones para aceptar o refutar las hipótesis de Chequia y proporciona valores de referencia basados en fuentes ampliamente aceptadas.
- (491) La metodología utilizada por la Comisión para la estimación del COE se basa en la fórmula del CAPM estándar, también utilizada por Chequia y descrita en la sección 3.6.5.1. La Comisión estimó los parámetros del COE como se explica a continuación.
- (492) En relación con el RFR, la Comisión observa que Chequia ha estimado su horquilla sobre la base de medias a dos y veinte años de eurobonos a treinta años, bonos alemanes a treinta años y bonos empresariales europeos AAA a más de diez años, y a continuación se añade una prima para traducir estas medias en una horquilla de RFR para la República Checa ⁽²⁰⁰⁾. La Comisión considera más adecuado no considerar los bonos empresariales como sustitutos

⁽¹⁹⁵⁾ Considerando 207 de la Decisión de incoación.

⁽¹⁹⁶⁾ Véase el escrito de Chequia de 25 de septiembre de 2023.

⁽¹⁹⁷⁾ Véase el escrito de Chequia de 25 de septiembre de 2023, cuadro 15 «Estudios de primas de riesgo».

⁽¹⁹⁸⁾ Decisión sobre Paks II, apartado 258. En la Decisión sobre Hinkley Point C no se menciona una PRII ni un tipo de prima similar.

⁽¹⁹⁹⁾ Este método se basa en la fórmula de Harris-Pringle y se describe en la sección 3.6.5.

⁽²⁰⁰⁾ Para más información, véase la sección 3.6.5.1.

del RFR, ya que no pueden considerarse libres de riesgo. Además, la Comisión considera más adecuado examinar los datos contemporáneos a seis y doce meses, en lugar de datos a dos o veinte años ⁽²⁰¹⁾. Así pues, la Comisión calcula el RFR haciendo una media de rendimiento de los eurobonos y bonos alemanes AAA a treinta años durante el período de seis meses iniciado en julio de 2023 y el período de doce meses iniciado en enero de 2023. Estas medias son iguales al 2,72 y al 2,55 %, respectivamente ⁽²⁰²⁾. Al añadir la prima de riesgo del 0,6 % ⁽²⁰³⁾ a estos RFR, la Comisión obtiene una horquilla de RFR ajustada del 3,09-3,26 %. Aplicando un criterio conservador, la Comisión adopta la hipótesis del 2,3 % de Chequia en su supuesto bajo, la hipótesis del 2,72 % en su supuesto de base y la hipótesis del 3,26 % en su supuesto alto. Así pues, la horquilla de RFR de la Comisión es del 2,30-3,26 %, frente al [2-5] % de Chequia.

- (493) En relación con la prima de riesgo de mercado, Chequia asume una horquilla del [5-7] %, sobre la base de los datos de Damodaran y Fernández, como se explica en la sección 3.6.5.1. Estas bases de datos son ampliamente reconocidas y utilizadas en el ámbito financiero y empresarial. La Comisión considera que estas fuentes son fiables y asume la media de los datos de Damodaran (5,6 % ⁽²⁰⁴⁾) en su supuesto bajo, mientras que asume la cifra conservadora de Chequia del 6,3 % ⁽²⁰⁵⁾ en su supuesto alto. En su supuesto de base, la Comisión utiliza una cifra conservadora del 6,1 %, que es la media simple de los datos de Damodaran y Fernández ⁽²⁰⁶⁾.
- (494) Con respecto a la beta no apalancada, la Comisión evaluó la metodología presentada por Chequia, que se basa en una media ponderada de betas de homólogos y da como resultado una beta de [...] ⁽²⁰⁷⁾. La Comisión constató que esta metodología estaba en consonancia con metodologías ampliamente reconocidas. ⁽²⁰⁸⁾ La Comisión considera que esta cifra es conservadora si se compara con la información sectorial facilitada por Damodaran, que estima una beta media sin apalancar de 0,54 para una muestra de empresas eléctricas ⁽²⁰⁹⁾. La Comisión asume la beta de Chequia de 0,54 en su supuesto alto. Sin embargo, aplicando un criterio conservador, la Comisión asume una beta de 0,51, frente a la de Chequia de [...], en su supuesto de base y en su supuesto bajo ⁽²¹⁰⁾. Esta beta es el resultado de una evaluación conservadora basada en los datos facilitados por Chequia ⁽²¹¹⁾ ⁽²¹²⁾. Cabe señalar que, aplicando un

⁽²⁰¹⁾ Esto también está en consonancia con el método utilizado por la Comisión en la Decisión sobre Paks II.

⁽²⁰²⁾ Con respecto al rendimiento de los eurobonos AAA a treinta años, los datos proceden del Portal de Datos del BCE: tipo de interés al contado de la curva de rendimiento, vencimiento a treinta años, bono del Estado, nominal, todos los emisores cuya calificación es AAA, zona del euro (https://data.ecb.europa.eu/data/datasets/YC/YC.B.U2.EUR.4F.G_N_A.SV_C_YM.SR_30Y). Con respecto al rendimiento de los bonos alemanes a treinta años, los datos proceden del sitio web del Deutsche Bundesbank: rendimiento diario de los actuales bonos a treinta años, serie temporal BBSSY.D.REN.EUR.A640.000000WT3030.A (Rendimiento diario de los valores federales actuales | Deutsche Bundesbank).

⁽²⁰³⁾ Para más información, véase la sección 3.6.5.1.

⁽²⁰⁴⁾ Para más información sobre cómo se llega a esta cifra, véase la nota 65.

⁽²⁰⁵⁾ Esta cifra es conservadora en comparación con el estudio más reciente de Fernández sobre la PRM, publicado en junio de 2022, que obtiene una mediana de la PRM del 6,7 %. Para más información, véase la nota 66.

⁽²⁰⁶⁾ Media del 5,6 % de Damodaran y del 6,7 % de Fernández. Este método está en consonancia con el adoptado por la Comisión en la Decisión sobre Paks II.

⁽²⁰⁷⁾ Para más información, véase la sección 3.6.5.1.

⁽²⁰⁸⁾ Esta metodología utilizada por Chequia consiste en utilizar un compuesto de la beta de regresión a dos años y la beta de regresión a cinco años, ponderando dos tercios de la primera y un tercio de la segunda. $Beta = (2/3) \text{ beta de regresión a 2 años} + (1/3) \text{ beta de regresión a 5 años}$. Esta es la misma metodología utilizada por el profesor Damodaran, como se explica aquí: Variables utilizadas en conjuntos de datos (nyu.edu).

⁽²⁰⁹⁾ Véase el sitio web del profesor Damodaran, datos de 2023, archivo «betaEurope», sector «Power», que muestra una beta sin apalancar, ajustada en función de la tesorería, de 0,54.

⁽²¹⁰⁾ Se trata de la media simple de las betas de regresión semanal a cinco años correspondientes a homólogos de EDU II. La beta de regresión a cinco años es la más conservadora de las dos betas (la otra es la beta semanal a dos años) utilizadas por Chequia y Damodaran en la evaluación de la beta. De hecho, la media simple de las betas semanales a dos años es de 0,55. La Comisión observa, además, que la beta de 0,51 corresponde a la media simple conservadora, no ajustada en función de la tesorería, de las betas de los tres sectores que pueden utilizarse como referencias comparativas del proyecto EDU II: «Green and Renewable», «Power» y «Utility» (fuente: sitio web del profesor Damodaran, archivo «betaEurope»).

⁽²¹¹⁾ La Comisión, utilizando la misma muestra que Chequia, desapalancó las betas de homólogos teniendo en cuenta su fiscalidad [aplicando el tipo impositivo global del 24,8 % según el archivo «betaEurope» de Damodaran, de enero de 2023, betaEurope22.xls (live.com)]. Esto está en consonancia con el método de Hamada descrito en la nota 213, por el que los impuestos se tienen en cuenta en el cálculo de la beta. De este modo, se estima una beta sin apalancar de 0,595, aplicando el método de Damodaran explicado en las notas 69 y 208, que consiste en hacer la media ponderada de las betas de homólogos semanales a dos y cinco años. Aplicando un criterio conservador, la Comisión retiró a Nuclearelectrica de la muestra. De este modo, la beta global sin apalancar pasa a ser de 0,516.

⁽²¹²⁾ Esta hipótesis también está en consonancia con las hipótesis de Paks II.

criterio conservador, la Comisión adopta el método estándar de Hamada ⁽²¹³⁾ para estimar la beta apalancada, en contraposición al método de Harris-Pringle ⁽²¹⁴⁾ aplicado por Chequia.

- (495) Con respecto al apalancamiento, Chequia asumió una cifra del [...] % ⁽²¹⁵⁾. La Comisión observa que el [...] % es el objetivo de apalancamiento del proyecto ⁽²¹⁶⁾, así como la media de apalancamiento del proyecto a lo largo de su vida útil ⁽²¹⁷⁾. Por otra parte, la Comisión observa que un [...] % de apalancamiento se corresponde con el apalancamiento de los homólogos del proyecto en el último ejercicio financiero completo disponible ⁽²¹⁸⁾, además de ser sustancialmente más conservador que el apalancamiento del 98 % basado en la estructura de capital del proyecto ⁽²¹⁹⁾. La Comisión observa, además, que el [...] % de apalancamiento se ajusta en líneas generales a la información del sector facilitada por Damodaran, que estima un apalancamiento medio del 61,2 % para una muestra de empresas eléctricas ⁽²²⁰⁾. Así pues, la Comisión asume un apalancamiento del [...] % en sus tres supuestos.

8.3.3.5.3.3.1. Conclusión

- (496) Las conclusiones de la Comisión sobre el COE se muestran en el *Table 10* a continuación. Este cuadro muestra tres supuestos de COE, que son el resultado de tres conjuntos de hipótesis: un supuesto «bajo», un supuesto «base de referencia» y un supuesto «alto».

Cuadro 10

Conclusiones sobre el COE

Supuestos	Bajo	Base de referencia ⁽¹⁾	Alto ⁽²⁾
Tipo exento de riesgo	2,3 %	2,7 %	3,3 %
Prima de riesgo de los recursos propios	5,6 %	6,1 %	6,3 %
Beta (sin apalancar)	0,51	0,51	0,54
Apalancamiento [D/(D+E)]	[...] %	[...] %	[...] %
COE	[...] %	[...] %	[...] %
Punto medio de la horquilla de COE	[...] %		

⁽¹⁾ La Comisión observa que si, en el supuesto «base de referencia», se sustituye el RFR del 2,7 % a seis meses por el RFR del 2,5 % a doce meses, todavía se cumple el objetivo de rendimiento de los recursos propios del [9-11] %.

⁽²⁾ La Comisión observa que si, en el supuesto «alto», se sustituye el objetivo de apalancamiento del [...] % de EDU II por el apalancamiento medio del 56 % de los homólogos de EDU II en el último ejercicio completo del que se disponía de cifras en Bloomberg (es decir, 2022), el COE sería del [...] %. Así pues, todavía se cumpliría el objetivo de rendimiento de los recursos propios del [9-11] %.

Fuente: análisis de la Comisión.

⁽²¹³⁾ Este método se basa en la fórmula de Hamada. Con arreglo a este método, el escudo fiscal por intereses (es decir, la reducción fiscal resultante de la deducción admisible de la renta imponible) se utiliza en los ajustes de apalancamiento de la beta, reduciendo así la beta apalancada y, a su vez, el ROE. La fórmula de Hamada es la siguiente: $\beta_L = \beta_U + \left[1 + \frac{D}{E}(1 - T)\right]$, donde β_L es la beta apalancada, β_U es la beta no apalancada, D es la deuda, E son los recursos propios, T es el tipo impositivo y $(1 - T)$ es el escudo fiscal. Se presupone que el tipo impositivo es igual al 21 %, de conformidad con el modelo financiero de Chequia. Obsérvese que en esta fórmula se presupone que la beta de la deuda es cero.

⁽²¹⁴⁾ Para más información, véase la sección 3.6.5.1 y la nota 57.

⁽²¹⁵⁾ Este es el apalancamiento medio del proyecto a lo largo del período de vigencia del contrato. Para más información, véase la sección 3.6.5.1.

⁽²¹⁶⁾ Véase el escrito de Chequia de 21 de marzo de 2024.

⁽²¹⁷⁾ Modelo financiero de Chequia.

⁽²¹⁸⁾ La ratio de apalancamiento de los homólogos de EDU II, en el último ejercicio completo del que se disponía de datos en Bloomberg (es decir, 2022), oscila entre el 41,8 y el 75,6 %, con una media del 56,3 % y con un 68,4 % como umbral para el percentil 75. El objetivo de apalancamiento del [...] % se sitúa, por tanto, por debajo del percentil 75.

⁽²¹⁹⁾ La cifra del [...] % también es conservadora en comparación con la horquilla del 67-78 %, que se basa en la metodología de «apalancamiento efectivo» presentada por Chequia y descrita en la sección 3.6.5.1, nota 76.

⁽²²⁰⁾ Véase el sitio web del profesor Damodaran, datos de 2023, archivo «dbtfund23», sector «Power».

- (497) Con los parámetros del COE que se muestran en el Table 10, se obtiene una horquilla de COE del [...] al [...] % y un valor medio del [...] %, y en el supuesto de base se presupone un valor del [...] %. El objetivo de ROE del [9-11] % se encuentra dentro de esta horquilla y por debajo de la media de los tres supuestos. Cabe señalar que estas cifras no incluyen una PRII, por las razones expuestas en la sección 8.3.3.5.3.2.1. Estas cifras se comparan con la horquilla de COE de Chequia de [...] a [...] y la media de [...], sin PRII, como se explica en la sección 3.6.5.1.
- (498) Estas cifras de COE son conservadoras, ya que el único parámetro específico del sector en este cálculo es la beta, que se deriva de un grupo de empresas que invierten en energía nuclear, pero que poseen una cartera variada. Aunque las medidas de apoyo mitigan importantes riesgos, los proyectos nucleares independientes siguen estando sujetos a riesgos considerables, y muchos de ellos persisten en el caso de EDU II. Esto incluye, en particular, una disponibilidad inferior a la esperada, aumentos de los costes de construcción o explotación por motivos distintos de los legítimos, retrasos en la construcción más allá de la fecha límite, interrupciones del suministro no planificadas, en particular en períodos de precios elevados, y precios de la electricidad una vez finalizado el período de vigencia del contrato de compra que podrían ser significativamente inferiores a lo previsto actualmente. Muchos de estos riesgos pueden ser mitigados en parte por empresas con un mayor número de activos de generación de electricidad y otras actividades del mercado de la energía, y si esos riesgos se materializan para esos homólogos, solo afectan a una parte de su explotación. EDU II es un proyecto nuclear independiente y, por tanto, más arriesgado que sus homólogos que poseen una cartera variada.
- (499) Además, la Comisión utilizó la base de datos del COE de ámbito sectorial de Damodaran para comparar con el ROE requerido ⁽²²¹⁾. Con este fin, la Comisión examinó la media del COE de los sectores más cercanos al nuclear y obtuvo una horquilla de 10,21-10,26 % ⁽²²²⁾. Las cifras de COE calculadas para estos sectores pueden considerarse estimaciones conservadoras para las centrales nucleares, dado que el único parámetro específico del sector es la beta, como se explica en el considerando 498.
- (500) La Comisión utilizó el modelo financiero facilitado por Chequia ⁽²²³⁾ para evaluar cómo cambiaría el TRI de los recursos propios (u objetivo de recursos propios) si cambiasen los costes de construcción y el tiempo de construcción ⁽²²⁴⁾.
- La Comisión constató que, al aplicar un supuesto del 10 % de sobrecostes causados por motivos no legítimos, el TRI de los recursos propios se reduce al [...] %. Se trata de un supuesto probable, dada la historia reciente del sector nuclear ⁽²²⁵⁾. Si, por el contrario, los costes reales fueran un 10 % inferiores a lo previsto, el TRI de los recursos propios aumentaría al [...] %. Sin embargo, se trata de un supuesto poco probable en el sector nuclear.
 - Además, la Comisión constató que un retraso en la construcción de cinco años haría que el TRI de los recursos propios fuera del [...] %, mientras que si la construcción finalizara cinco años antes, su valor sería del [...] %. El retraso de la construcción es un supuesto realista, basado en la historia del sector, mientras que la reducción del período de construcción no es realista.
- (501) Así pues, sobre la base de estas sensibilidades, la Comisión determinó una horquilla de TRI de los recursos propios capital del [...] al [...] %, con una media del [...] %. Esta horquilla nunca es superior a la horquilla del COE del [...] al [...] % y se sitúa, por término medio, por debajo del tipo de rendimiento exigido del [9-11] %, con lo que se garantiza la proporcionalidad de las medidas de ayuda estatal.

⁽²²¹⁾ Para obtener cifras del CMPC de países concretos correspondientes a 2023, véase «Data» > «Archived data» > «Costs of capital by industry» > «Europe» > «1/23» en <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Esta base de datos forma parte de una base de datos mundial e incluye países europeos (bajo el epígrafe de «Western Europe»). Sin embargo, se han realizado otras agrupaciones de países y Chequia forma parte de un subgrupo denominado «Developed Europe», véanse las pestañas «Global alphabetical» y «Europe by industry», archivo <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls>.

⁽²²²⁾ Estos sectores son «Green and Renewables», «Power» y «Utilities (General)». El COE de «Green and Renewables» es del 10,65 %, el de «Power» del 9,98 % y el de «Utilities (General)» del 10,01 %. La media simple de estas cifras es del 10,21 %, mientras que la media ponderada (en la que los factores de ponderación son el número de empresas incluidas en la muestra) es del 10,26 %. Véase Damodaran, enero de 2023, archivo «waccEurope22».

⁽²²³⁾ Modelo financiero de Chequia.

⁽²²⁴⁾ Para procesar estas sensibilidades, la Comisión no modificó ninguna de las demás hipótesis, incluido el precio de ejercicio.

⁽²²⁵⁾ Véase la sección 8.3.3.3.

8.3.3.5.4. Selección de ČEZ como promotor del proyecto

- (502) En la Decisión de incoación, la Comisión planteó dudas sobre si ČEZ sería el operador más eficiente y preguntó específicamente si la organización de un procedimiento abierto de selección del promotor podría haber favorecido que la ayuda necesaria para la realización del proyecto fuera menor.
- (503) En primer lugar, en sus observaciones sobre la Decisión de incoación, tanto Chequia como ČEZ alegaron que se habían realizado importantes ahorros de costes y tiempo como resultado de la selección de ČEZ como promotor del proyecto. En particular, Chequia señaló que la selección de ČEZ permite evitar costes adicionales aproximados de [200-700] millones EUR (véase el considerando 254). Del mismo modo, ČEZ observó que el hecho de haber sido seleccionado como promotor podría haber reducido los costes del proyecto en unos [200-700] millones EUR en comparación con una central nuclear de nueva construcción por otro operador (véase el considerando 339). La Comisión considera que el ahorro de costes al que se alude, consistente en el valor del emplazamiento adquirido, el coste de las licencias y las actividades de desarrollo ya realizadas por ČEZ parece verosímil y no está incluido en las estimaciones de CAPEX del proyecto, por lo que se reduce el importe de la ayuda destinada al proyecto en comparación con situaciones en las que debiera organizarse un proceso abierto de selección. Sobre esta base, la fórmula de remuneración y el mecanismo de control de sobrecompensación (véanse las secciones 8.3.3.5.1 a 8.3.3.5.3) garantizan que la ayuda se limite al mínimo necesario.
- (504) En segundo lugar, el diseño general del proyecto y la distribución de riesgos entre el beneficiario y el Estado, así como la estructura de incentivos de las medidas de ayuda, deben garantizar que los costes de construcción y explotación se mantengan al mínimo. Aunque las medidas de ayuda mitigan muchos riesgos, EDU II mantiene la exposición a los riesgos de incrementos de costes de construcción y explotación distintos de los causados por motivos legítimos o de retrasos en la construcción más allá de la fecha límite, lo que constituye un incentivo para minimizar los costes y los retrasos. Durante la fase de construcción y desarrollo del proyecto, la cifra máxima de recursos propios contingentes totales comprometidos por ČEZ para financiar cualquier sobrecoste será de 1 950 millones EUR (considerando 197). Por otra parte, como ha explicado Chequia, la actualización de los parámetros del modelo financiero para reflejar los resultados de la licitación de la instalación llave en mano debe garantizar que los costes de construcción reales sobre cuya base se calcula el precio de ejercicio del contrato de compra sean competitivos, eliminando así posibles contingencias indebidas en las hipótesis de costes subyacentes del modelo financiero (considerando 457). Por último, el mecanismo de reparto de beneficios anima a EDU II a buscar reducciones de costes adicionales y a obtener mayores rendimientos, que se repartirán en parte con el Estado.
- (505) A la luz de lo anterior, la Comisión concluye que el paquete de ayuda para el proyecto incluye las salvaguardias e incentivos necesarios para minimizar los costes y, por tanto, el importe de la ayuda necesaria para el proyecto, y considera que es improbable que un procedimiento abierto de selección del promotor hubiera favorecido que los importes de ayuda fueran menores.

8.3.3.6. Evitación de efectos negativos indebidos en la competencia y el comercio y prueba de balance

- (506) Para que la ayuda sea compatible con el mercado interior, sus efectos negativos en términos de falseamiento de la competencia e incidencia en el comercio entre los Estados miembros deben ser limitados y compensados por sus efectos positivos.
- (507) En la Decisión de incoación, la Comisión sostuvo que el proyecto podía falsear la competencia de varias maneras.
- (508) En primer lugar, la Comisión cuestionó los motivos técnicos y económicos por los que se seleccionó a ČEZ (en tanto que propietario único de EDU II) como beneficiario de la medida, habida cuenta de que no existió un proceso de licitación o selección. En particular, no estaba claro en ese momento si podía haber otros operadores, quizá más eficientes, dispuestos a llevar a cabo el proyecto con menos ayuda.
- (509) En segundo lugar, la Comisión expresó su preocupación por el hecho de que las condiciones del contrato de compra garantizada entre EDU II y la EFE favorecieran un comportamiento operativo ineficiente por parte de EDU II y falsearan el orden de mérito del mercado eléctrico al desplazar tecnologías más baratas, como las energías renovables.

- (510) En tercer lugar, la Comisión se refirió a la sólida posición de ČEZ en el mercado eléctrico checo y expresó su preocupación por la posible distorsión de la estructura del mercado a causa de la medida de ayuda objeto de examen, por ejemplo, al desplazar inversiones alternativas.
- (511) En cuarto lugar, la Comisión no podía descartar por completo, en el momento de adoptarse la Decisión de incoación, que ČEZ no pudiera distorsionar el funcionamiento del mercado descendente, bien influyendo en el precio de mercado o bien con otros tipos de comportamientos estratégicos facilitados por grandes volúmenes de producción, como la retención de capacidad.
- (512) Por último, la Comisión carecía de información suficientemente acreditada para evaluar los efectos de la EFE en el mercado.

8.3.3.6.1. Elección de ČEZ como promotor del proyecto ⁽²²⁶⁾

- (513) En la Decisión de incoación, la Comisión señaló que se eligió a ČEZ como promotor del proyecto sin que mediara licitación, proceso de selección o convocatoria pública de manifestaciones de interés, y preguntó por qué motivos técnicos y económicos fue seleccionado. Sobre la base de lo anterior, la Comisión planteó dudas sobre si la elección de ČEZ como promotor podría dar lugar a una posible distorsión de la estructura del mercado.
- (514) A raíz de la Decisión de incoación, las autoridades checas explicaron que se habían considerado soluciones alternativas en relación con el papel de promotor del proyecto y que se seleccionó a ČEZ como opción preferida (véanse los considerandos 50-59).
- (515) Las autoridades checas indicaron, además, que ČEZ es el candidato más adecuado para actuar como promotor del proyecto habida cuenta de su capacidad e incentivos para ejecutarlo y de consideraciones relativas a la seguridad del suministro energético, intereses de seguridad nacional y neutralidad tecnológica (véase el considerando 247).
- (516) Además, las autoridades checas explicaron que la selección de ČEZ genera importantes eficiencias, evita costes adicionales y no requiere el acondicionamiento de un emplazamiento distinto. Así pues, esta selección genera ventajas significativas en el calendario de ejecución del proyecto que no podrían reproducirse con estructuras alternativas (véase el considerando 248).
- (517) Las autoridades checas explicaron las ventajas en cuanto al calendario de ejecución con los trabajos preparatorios que ČEZ ha llevado a cabo hasta la fecha. El Grupo ČEZ es el propietario del emplazamiento propuesto para la central. El proceso de adquisición del terreno necesario para la obra comenzó en abril de 2008 y concluyó en 2021 (considerando 249). Por otra parte, ČEZ llevó a cabo estudios de viabilidad, así como la tramitación de las licencias y las actividades de desarrollo, con miras a ahorrar tiempo y costes a Chequia en el desarrollo del proyecto. Además, a principios de 2021, ČEZ dispone de todas las licencias y permisos clave necesarios para llevar el proyecto adelante según el plan [como la licencia para la ubicación de la instalación nuclear y la EIA (considerando 250)]. La licencia de ubicación de la instalación nuclear suele requerir un plazo de tramitación de seis o siete años y la EIA de tres a cinco años.
- (518) Por otra parte, las autoridades checas explicaron que ČEZ, como propietario y operador de una central nuclear, tiene un profundo conocimiento y comprensión de los requisitos reglamentarios aplicables a una nueva central, incluidos los requisitos de concesión de licencias, así como de la legislación checa (considerando 251). Además, ČEZ y EDU II son miembros de varias organizaciones internacionales y, en este sentido, tienen acceso a normas y procesos reconocidos y favorecidos por los reguladores de todo el mundo para promover la mejora continua (véase el considerando 251).
- (519) Las autoridades checas subrayaron además la importancia crucial del proyecto para la seguridad del suministro eléctrico de Chequia en el futuro, especialmente en vista de la clausura de las centrales de carbón. En concreto, las autoridades checas explicaron que, con un horizonte de desarrollo más corto, el proyecto contribuirá a subsanar el déficit de capacidad previsto. El desarrollo de un proyecto diferente en un emplazamiento diferente con un horizonte temporal mucho más largo no respondería a las necesidades inmediatas de seguridad del suministro del sistema (véase el considerando 252).

⁽²²⁶⁾ En aras de la claridad, en la sección 8.3.3.5.4 se ha evaluado la selección de ČEZ como promotor del proyecto en relación con su incidencia en la proporcionalidad de la ayuda. En esta sección, se evalúa la elección de ČEZ como promotor del proyecto con respecto a sus posibles efectos negativos indebidos sobre la competencia y el comercio.

- (520) Por otra parte, Chequia explicó que si el promotor de un proyecto alternativo tuviera que adquirir un emplazamiento potencialmente adecuado para una central nuclear en el territorio de Chequia, ello implicaría retrasos significativos en su ejecución en comparación con el proyecto de ČEZ. En concreto, las autoridades checas estiman retrasos de hasta catorce años en este supuesto contrafactual en comparación con el calendario del proyecto. En el supuesto contrafactual, no se puede descartar que se produzcan problemas o retrasos en las fases de caracterización o planificación del emplazamiento que EDU II ha completado satisfactoriamente, con lo que aumentarían los riesgos y costes para el desarrollo del proyecto. En cualquier caso, las autoridades checas alegan que no existe constancia de ningún caso en el que un operador neutral desde el punto de vista tecnológico y con experiencia en energía nuclear en Europa haya construido una central fuera de su propio país (véase el considerando 253) ⁽²²⁷⁾.
- (521) Chequia también señala los costes adicionales que se contraerían si un promotor distinto de ČEZ desarrollara el proyecto. Chequia calcula que estos costes ascenderían al menos a [200-700] millones EUR (véase el considerando 254). Del mismo modo, ČEZ estima un ahorro de costes de aproximadamente [200-700] millones EUR en comparación con otros operadores.
- (522) Asimismo, las autoridades checas mencionaron que la selección de ČEZ como promotor del proyecto estaba en consonancia con anteriores casos evaluados por la Comisión, en el ámbito de la energía nuclear, en los que no se llevaron a cabo procesos de competencia abierta para seleccionar al promotor debido a las particularidades de esos proyectos (véase el considerando 255).
- (523) Chequia también facilitó pruebas sobre el historial de ČEZ en la ejecución y explotación satisfactorias de centrales nucleares (véase el considerando 256).
- (524) Por otra parte, además de consideraciones relativas a la seguridad del suministro y a la seguridad nacional, Chequia destaca las perspectivas de seguridad financiera, ya que ČEZ goza de una sólida calificación crediticia en el sector público (véase el considerando 257).
- (525) Por último, Chequia especificó que una licitación para seleccionar a un promotor del proyecto que pudiera ser una entidad distinta de ČEZ conllevaría desventajas significativas. En esencia, Chequia alega que, en este caso, la competencia en este nivel del proyecto no daría resultado alguno con vistas a elegir al operador más eficiente. Señalando las razones expuestas anteriormente, Chequia opina que ni solicitar expresiones de interés de terceros ni organizar una licitación tendrían ventajas de competencia y, por tanto, no se compensarían los inconvenientes de este proceso, en particular los retrasos y los costes adicionales ocasionados, así como los problemas de seguridad relacionados con cualquier otro candidato potencial. Chequia también afirma que ningún tercero formuló quejas ni objeciones sobre el nombramiento de ČEZ como promotor en ningún momento de la planificación del proyecto.
- (526) Además, cabe destacar que ningún competidor ni ningún otro tercero plantearon problema alguno en cuanto a la elección de ČEZ como promotor del proyecto. Por el contrario, algunos terceros observaron expresamente que no comparten las preocupaciones de la Comisión sobre la elección de ČEZ sin licitación ni consulta y consideraron plenamente justificado asignar a una empresa energética pública la obligación de encargarse de la construcción y la explotación de una nueva central (véanse los considerandos 300 y 301).
- (527) En vista de lo anterior, la Comisión considera que los argumentos presentados por Chequia y por terceros durante la investigación formal disipan suficientemente las dudas planteadas en la Decisión de incoación en relación con la selección de ČEZ como promotor del proyecto y la posible distorsión de la estructura del mercado. La Comisión señala que esto se entiende sin perjuicio de si los futuros proyectos nucleares pueden requerir o no un proceso de selección más abierto para garantizar que la ayuda se limite al mínimo necesario.
- (528) Por último, la Comisión considera que es poco probable que la selección de ČEZ como promotor del proyecto dé lugar a falseamientos indebidos de la competencia, como se explica con más detalle en la sección 8.3.3.6.3. Además, durante la investigación formal, ningún competidor ni ningún otro tercero señalaron falseamientos indebidos de la competencia derivados de la elección de ČEZ como promotor del proyecto.

⁽²²⁷⁾ La Comisión observa que, si bien muchas centrales nucleares son explotadas por operadores con sede en el Estado miembro de la inversión, esto no siempre es así (por ejemplo, en el caso de EDF, que fue seleccionado como operador en el Reino Unido).

8.3.3.6.2. El contrato de compra de electricidad

- (529) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó su preocupación por el hecho de que las condiciones del contrato CCE entre EDU II y la EFE básicamente anulasen los incentivos que ofrecen las variaciones de los precios de la electricidad para producir electricidad cuando más se necesita. La Comisión señaló que el precio fijo en el marco del CCE podría crear un incentivo para que EDU II mantuviera la producción al máximo técnico incluso en condiciones de mercado en las que sería más eficiente reducir la producción desde el punto de vista del sistema. Esto reviste especial importancia en vista de que la nueva central nuclear tiene una larga vida útil prevista de sesenta años, dado que el futuro parque de generación caracterizado por mayores cuotas de energías renovables con un coste marginal normalmente muy bajo podría ocasionar una mayor volatilidad, en función de otras circunstancias como el almacenamiento o la producción de hidrógeno, también en períodos de precios bajos o incluso negativos⁽²²⁸⁾. La Comisión tenía dudas de que esa incidencia en las señales de despacho eficiente no pudiera reducirse al mínimo sin que ello afectase al cumplimiento de los objetivos de la medida⁽²²⁹⁾.
- (530) De hecho, si un generador recibe una remuneración fija por cada MWh producido, no obtendrá beneficio por seguir la señal de precio del mercado, ni por aumentar la producción en momentos de precios elevados (escasez), ni por reducir la producción en momentos de precios bajos o negativos (abundancia), ni por programar el mantenimiento en períodos de baja demanda (por ejemplo, durante los meses de verano). Por el contrario, con una remuneración fija por MWh, los generadores tienen incentivos para utilizar toda su capacidad de producción en momentos de precios negativos, lo que genera un efecto negativo desde la perspectiva del sistema y posiblemente incluso desplaza a las energías renovables de bajo coste marginal. Además, una remuneración de precio fijo para todas las horas de producción incentiva la inversión en instalaciones optimizadas para funcionar con carga base, que carecen de flexibilidad para aumentar y reducir la producción rápidamente o para seguir la carga. En particular, dada la necesidad de acelerar el despliegue de fuentes de energía renovables para descarbonizar la generación de electricidad en la UE, así como la producción variable de muchas instalaciones de generación de energías renovables, las centrales eléctricas con bajas emisiones de carbono, que son técnicamente capaces de proporcionar flexibilidad al sistema y tienen el incentivo económico para hacer uso de esta flexibilidad, son especialmente valiosas para aportar beneficios al sistema eléctrico.
- (531) La Comisión considera que la fórmula de remuneración CFD prevista en el contrato de compra, tal como se describe en los considerandos 88-91, además de proporcionar estabilidad de los ingresos y limitar la sobrecompensación (como se explica en la sección 8.3.3.5.1.1), ofrece incentivos para el funcionamiento eficiente de la central eléctrica y, por tanto, limita los efectos negativos sobre la competencia y el comercio. Esto se logra principalmente gracias al componente de exposición al mercado, así como a determinadas opciones paramétricas del componente de liquidación *ex post*.
- (532) El componente de exposición al mercado ofrece incentivos para un funcionamiento eficiente a la central eléctrica porque esta recibe una remuneración por cada unidad de su producción al precio horario real del mercado diario⁽²³⁰⁾. Sobre la base de la señal de precio del mercado y sus propios costes de explotación, se incentiva a la central a despachar de manera eficiente haciendo uso de su potencial de flexibilidad técnica. Se incentiva a la central eléctrica a reducir la producción cuando el precio de mercado es inferior a su coste de explotación, y a aumentarla cuando es más elevado. Si bien la central eléctrica está sujeta a limitaciones técnicas (por ejemplo, de la velocidad de

⁽²²⁸⁾ Véase, por ejemplo, la sección 6.2.6.4 «Nivel y volatilidad de los precios al por mayor» de la evaluación de impacto que acompaña al paquete de medidas «Energía limpia para todos los europeos», SWD(2016) 410 final, de 30 de noviembre de 2016, que establece que «la mejora de la configuración del mercado hará que los precios horarios medios sean más volátiles, debido en parte a la introducción de señales de ubicación que revelen el diferente valor de la electricidad en los distintos nodos. Sin embargo, esta volatilidad será bastante limitada y no será el resultado de fluctuaciones extremas de los precios entre cero y VoLL. Las horquillas de precios observadas serán bastante limitadas, siempre que la cuota de E-FER variables se mantenga dentro de determinados límites. Si la cuota de E-FER y, en concreto, de tecnologías E-FER variables supera estos límites aproximados, la volatilidad de los precios puede aumentar de forma significativa si aún no se dispone de otros recursos, como el almacenamiento, para absorber una gran parte de ella. Como puede verse en el cuadro que figura a continuación, se prevé que la cuota de E-FER se acerque al 60 % en 2050. En este caso, el diferencial entre los precios de carga base y de carga máxima aumenta de forma significativa, debido principalmente a que los precios de carga base son más bajos que en los períodos anteriores. Sin embargo, los precios medios del mercado diario siguen siendo elevados en todo el horizonte de estimación, ya que todavía se espera que la generación térmica sea marginal (y, por tanto, que fije el precio del mercado diario) durante la mayor parte de las horas del año».

⁽²²⁹⁾ Considerando 224 de la Decisión de incoación.

⁽²³⁰⁾ Sobre la base del contrato de compra y de la estructura global de la ayuda, la remuneración del componente de mercado se abona a la central eléctrica a través de la EFE. No obstante, dado que la central eléctrica conserva todos los derechos de despacho y que la remuneración está directamente vinculada a los precios horarios reales del mercado diario, los incentivos de funcionamiento para la central eléctrica deben ser como si la propia central negociase directamente en el mercado.

aumento y reducción de la producción y de los requisitos de carga mínima para evitar tener que cesar el funcionamiento por completo), esto incentiva al operador de la central eléctrica a utilizar la flexibilidad técnicamente disponible de la forma más optimizada posible. Además, se incentiva a la central eléctrica a programar eficazmente el mantenimiento y el repostaje en los períodos en que se esperan precios más bajos.

(533) Las opciones paramétricas en el componente de liquidación *ex post* respaldan los incentivos para un funcionamiento eficiente que ofrece la exposición al precio de mercado.

- 1) En primer lugar, el precio de referencia se define como la media *ex post* de los precios horarios del mercado a lo largo de un año. Dentro del año, no se determina el componente de liquidación y, por lo tanto, en general se incentiva a la central a adoptar decisiones de despacho no distorsionadas, basadas únicamente en la señal de precio del mercado. Además, se mitigan los incentivos que favorecen comportamientos abusivos que elevan los precios de mercado (como la retención de capacidad, véase la sección 8.3.3.6.3) porque el alza de los precios de mercado elevaría el precio de referencia y, por tanto, reduciría el pago del componente de liquidación.
- 2) En segundo lugar, la duración del período de referencia de un año es lo suficientemente larga como para garantizar que la central eléctrica esté expuesta al precio de mercado en dicho período, por lo que tiene más incentivos para el despacho, así como para la planificación eficiente del mantenimiento y el repostaje, que si el período de referencia fuera más corto. La central eléctrica tiene incentivos para utilizar su flexibilidad con el fin de producir más cuando los precios de mercado son especialmente elevados y menos cuando son especialmente bajos.
- 3) En tercer lugar, el componente de liquidación se define sobre una producción anual fija y predeterminada (la cantidad de referencia), sujeta a los ajustes que se exponen a continuación. Por lo tanto, en general, las decisiones de despacho y la cantidad de producción resultante de la central eléctrica no afectan al componente de liquidación, lo que incentiva que la central tenga un funcionamiento eficiente y no distorsionado basado únicamente en la señal del mercado. La cantidad de referencia se fija sobre la base del nivel de producción objetivo de la central eléctrica durante el período de referencia.

(534) Los ajustes del componente de liquidación *ex post* descritos en los considerandos 88 y 90, por una parte, limitan la posible amortización por la central, proporcionando una salvaguardia contra los riesgos excesivos derivados de interrupciones del suministro imprevistas cuando los precios son elevados, y, por otra, limitan el componente de liquidación cuando los precios son muy bajos, proporcionando una salvaguardia contra una remuneración excesiva en tiempos de precios negativos. El diseño de estos ajustes se ha calibrado para conservar en gran medida el alcance de los incentivos para un funcionamiento eficiente que ofrecen los elementos de la fórmula CFD descritos anteriormente. En general, los incentivos de funcionamiento eficiente proporcionados por la fórmula de remuneración CFD prevista en el contrato de compra garantizan que la ayuda no incentive a la central eléctrica para operar de manera ineficiente cuando los precios de mercado sean inferiores a sus costes de explotación. Ese funcionamiento ineficiente falsearía el orden de mérito del mercado de la electricidad y podría desplazar tecnologías más baratas, como las energías renovables. Además, esto podría tener una incidencia negativa en la integración del mercado y en el desarrollo de las energías renovables. Este efecto de eficiencia también puede apreciarse en el hecho de que las autoridades checas estiman que, por término medio, la central eléctrica funciona con arreglo a la fórmula de remuneración CFD con menor capacidad que con la producción maximizada (véase el considerando 150), dejando así más «espacio» para tecnologías más baratas, como las energías renovables.

(535) La Comisión también señala que el contrato de compra no prevé una redistribución directa de los ingresos de dicho contrato a los consumidores de electricidad. Además, no se espera que la central sea con frecuencia la instalación que determine los precios en el mercado checo. Aunque la RFA y el mecanismo de protección contra cambios legislativos o estratégicos reducen los costes globales del proyecto y, por lo tanto, aumentan los posibles ingresos del contrato de compra en comparación con una medida financiada exclusivamente a través de un CFD, ello no hace que aumente la distribución de los ingresos CFD entre los consumidores en comparación con una medida financiada exclusivamente a través de un CFD. Por lo tanto, la combinación de las tres medidas no puede dar lugar a ningún falseamiento de la competencia a nivel de los consumidores a través de mecanismos de distribución de ingresos.

(536) Sobre la base de lo anterior, la Comisión considera que los cambios introducidos por Chequia durante la investigación formal disipan suficientemente las dudas planteadas en la Decisión de incoación en relación con los incentivos derivados de la fórmula de remuneración.

8.3.3.6.3. Efectos en la estructura del mercado, posibilidades de manipulación de los precios y retención de capacidad por parte de ČEZ

- (537) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó su preocupación por los efectos que tendría la creación de EDU II en la estructura del mercado, así como por las posibilidades de que EDU II manipule el mercado en favor de ČEZ. En concreto, la Comisión se refirió a la sólida posición de ČEZ en el mercado eléctrico checo y no pudo descartar por completo que la medida de ayuda objeto de examen pudiera distorsionar la estructura del mercado, por ejemplo, por la consolidación del poder de mercado, el desplazamiento de inversiones alternativas o la distorsión de los flujos transfronterizos. La Comisión tampoco pudo descartar por completo que EDU II distorsionara el funcionamiento del mercado, bien influyendo en el precio de mercado o bien con otros tipos de comportamientos estratégicos facilitados por grandes volúmenes de producción, como la retención de capacidad. Por ejemplo, la Comisión cuestionó si, en un período de precios de mercado elevados, EDU II tendría incentivos económicos para reducir la producción e impulsar el alza de los precios de mercado, de modo que otras unidades de ČEZ pudieran vender más energía a precios de mercado más elevados.

Efectos en la estructura del mercado

- (538) La Comisión observa que el mercado checo de generación de electricidad se caracteriza por una elevada concentración, ya que, en 2020, el Grupo ČEZ representaba una cuota considerable del 60,29 % de la capacidad de generación despachable ⁽²³¹⁾, incluidas las importaciones netas. La cuota de mercado equivalente teniendo en cuenta la capacidad total de generación en 2020 fue del 64,29 %. Una concentración del mercado de este tipo puede ser perjudicial para que la competencia sea eficiente, ya que puede constituir un obstáculo para la entrada de nuevos operadores y entrañar un riesgo de liquidez al limitar el número de ofertas de suministro disponibles.
- (539) Chequia explica que se prevé que la cuota de mercado de ČEZ disminuya significativamente y que la capacidad de generación incentivada por el paquete de ayuda objeto de examen (el proyecto) no afectará significativamente al poder de ČEZ en el mercado eléctrico checo. En concreto, se espera que la cuota de mercado de ČEZ con respecto a la capacidad de generación despachable (sin contar EDU II) disminuya al 45,06 % en 2040 y al 28,40 % en 2050, mientras que el aumento debido al proyecto será de 4,19 puntos porcentuales en 2040 y 5,23 puntos porcentuales en 2050. Del mismo modo, se espera que la cuota de mercado de ČEZ con respecto a la capacidad de generación total disminuya al 45,15 % en 2040 y al 18,98 % en 2050, mientras que el proyecto añadirá 12,83 puntos porcentuales en 2040 y 10,27 puntos porcentuales en 2050.
- (540) La Comisión ha evaluado los datos en los que se basan dichas estimaciones y los considera verosímiles, pero conservadores, teniendo en cuenta que, entretanto, los planes de descarbonización de las autoridades checas se han vuelto más ambiciosos. En concreto, las estimaciones de cuota de mercado anteriores, tomadas del informe Oxera, se basan en la hipótesis de que la mayoría de las centrales de carbón serían retiradas en 2038 (en concreto, Chequia se refirió a los planes de ČEZ de reducir la capacidad de generación a base de carbón en casi la mitad hasta 3 GW en 2025 y hasta 2 GW 2030) y que las cuatro unidades de Dukovany I serían clausuradas entre 2045 y 2047. La Comisión entiende que estas hipótesis son bastante conservadoras, ya que Chequia confirmó los planes de eliminación progresiva del carbón para 2033. Así pues, es probable que la cuota de mercado de ČEZ disminuya más rápidamente en los próximos años como consecuencia de los cierres de las centrales de lignito y que, en el momento previsto para la puesta en marcha de EDU II, se sitúe en un nivel inferior al previsto en el informe Oxera. Además, para que los activos nucleares existentes en Dukovany sigan funcionando hasta 2045-2047, se requiere la aprobación de la Oficina de Seguridad Nuclear, que aún no está garantizada en el momento de adoptarse esta Decisión.
- (541) La Comisión considera que la estructura del proyecto, según la cual toda la electricidad producida por EDU II durante el contrato de compra debe venderse a la EFE, el hecho de que la EFE y EDU II/ČEZ no puedan coordinar el comercio de electricidad, y los compromisos comerciales aplicables a EDU II/ČEZ tras la expiración del contrato de compra mitigan suficientemente cualquier posible influencia reforzada adicional que ČEZ pueda adquirir sobre el mercado eléctrico checo a consecuencia del proyecto.

⁽²³¹⁾ La capacidad despachable incluye todas las centrales térmicas, nucleares e hidroeléctricas por bombeo.

- (542) La Comisión observa que el requisito de que la EFE comercialice la electricidad en consonancia con los compromisos de comercialización de electricidad (véase el punto 3.6.4) contribuirá a la liquidez de los mercados a corto plazo en Chequia. Garantizar una oferta estable de electricidad en el mercado a corto plazo en condiciones no discriminatorias podría facilitar la entrada o expansión en el mercado de proveedores que compiten con ČEZ en el mercado minorista. Este es el caso, en particular, en tanto en cuanto la electricidad comercializada por la EFE sustituye a otra capacidad de generación existente de ČEZ, que este puede utilizar también directamente para sus actividades minoristas, eludiendo el mercado mayorista.
- (543) Por lo que se refiere a los posibles efectos de la medida sobre la entrada de nuevos operadores en el mercado de generación, la Comisión recuerda su análisis en el considerando 415, que muestra que es poco probable que el proyecto desplace inversiones alternativas, excepto, a lo sumo, por un ligero retraso en el desarrollo de la energía eólica. Además, la fórmula de remuneración prevista en el contrato de compra reduce el efecto competitivo de la medida en las inversiones en energías renovables en condiciones de mercado, ya que proporciona incentivos financieros para operar de manera eficiente y, por tanto, limita el posible falseamiento del orden de mérito del mercado de la electricidad o el desplazamiento de tecnologías más baratas (véase el considerando 534).
- (544) Por otra parte, la Comisión observa que Chequia estima que la retirada prevista de la generación a base de hulla y lignito supondrá una reducción significativa de capacidad de aproximadamente 6,5 GW y que la eliminación progresiva de las unidades nucleares existentes en Dukovany I, prevista entre 2045 y 2047, creará un déficit de generación adicional de aproximadamente 2 GW, de los cuales el proyecto solo aportará 1,2 GW. Además, también se espera un aumento significativo de la demanda de electricidad estimada en la próxima década y media (véase el considerando 14).
- (545) La Comisión también toma nota de las observaciones de Chequia sobre el hecho de que el mercado geográfico es más amplio que su propio territorio. De hecho, la red eléctrica de Chequia está estrechamente interconectada con los Estados miembros vecinos (véase la nota 141), y es frecuente que la generación de electricidad en otros Estados miembros determine los precios en el mercado checo (véanse los considerandos 262, 551 y 552). Si se definiera un mercado más amplio que Chequia, la cuota de mercado de ČEZ sería considerablemente menor, lo que reduciría aún más la posibilidad de que ČEZ afectase negativamente a la competencia con su influencia en el comportamiento de EDU II. Asimismo, si se define el mercado de la manera más limitada posible, considerando el mercado eléctrico checo por sí solo, la interconectividad del sistema checo con sus vecinos supone una limitación significativa de cualquier comportamiento de este tipo.
- (546) Por consiguiente, la Comisión considera que la ayuda no favorece una mayor concentración del mercado y tiene un efecto limitado en la inversión.

Posibilidad de manipulación de los precios y retención de capacidad por parte de ČEZ

- (547) Según la ACER⁽²³²⁾, se produce retención de capacidad con ánimo manipulador, por ejemplo, «cuando un participante en el mercado con capacidad relativa para influir en el precio o en la interacción de la oferta y la demanda de un producto energético al por mayor decide, sin justificación, no ofertar o retener económicamente la capacidad de producción, almacenamiento o transporte disponible en el mercado. En particular, la retención de capacidad de generación de electricidad es la práctica de evitar que la capacidad de generación disponible se oferte competitivamente en el mercado eléctrico mayorista, a pesar de que, si se ofertase competitivamente, se realizarían operaciones rentables a los precios de mercado prevalentes». Por consiguiente, es necesario evaluar si el participante en cuestión es capaz de influir en el precio o en la interacción de la oferta y la demanda en el mercado eléctrico mayorista con un comportamiento de este tipo.
- (548) Chequia alegó que el Grupo ČEZ no tendrá incentivos económicos ni la capacidad de inflar los precios del mercado mayorista reduciendo la producción de EDU II. En primer lugar, Chequia alega que la pérdida de ingresos para el Grupo ČEZ en el supuesto de que EDU II no generase electricidad durante todo un año no podría recuperarse ni aunque se generasen gran cantidad de ingresos adicionales al año siguiente con la venta de la parte de la producción carente de cobertura. Chequia señala que al reducir la producción de EDU II se pierden flujos de caja y que una reducción significativa del factor de carga eliminaría el efectivo disponible para el servicio de la deuda y podría hacer que EDU II no fuera capaz de reembolsar la RFA o incluso que los flujos de caja no fueran suficientes para cubrir los costes de explotación.

⁽²³²⁾ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/remit/Documents/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf.

- (549) Como se explica en el considerando 39, el proyecto es de vital importancia para el Grupo ČEZ, especialmente tras la eliminación progresiva de los activos existentes de generación a base de carbón y posiblemente de los activos de generación nuclear que está previsto que culmine en 2033 en el caso del carbón y entre 2045 y 2047 en el caso de la energía nuclear. Se espera que el proyecto contribuya a incrementar el EBITDA del Grupo ČEZ en un [10-20] %, por lo que cualquier comportamiento que pueda reducir los resultados financieros del proyecto tendría una incidencia significativa en los resultados financieros del Grupo ČEZ.
- (550) En segundo lugar, la Comisión señala que la fórmula de remuneración del contrato de compra incorpora elementos que limitan significativamente los beneficios que el beneficiario puede obtener si retiene capacidad con ánimo de manipulación. Como se explica en el considerando 533, se mitigan los comportamientos abusivos (como la retención de capacidad) que favorecen el alza de los precios del mercado porque elevarían el precio de referencia y, por tanto, reducirían el pago del componente de liquidación *ex post*. A pesar de que estas salvaguardias contra la retención de capacidad desaparecen cuando expira el contrato de compra, es importante señalar que los incentivos para retener la capacidad con ánimo manipulador seguirán siendo limitados. A pesar de la ausencia de liquidación *ex post*, tal retención no será rentable para el Grupo ČEZ, debido a los importantes costes de explotación y mantenimiento que tiene una central eléctrica de esta índole. Además, la posibilidad de que se produzcan comportamientos abusivos en el futuro está limitada por la amplia interconexión con los mercados vecinos, ya que es previsible que el panorama de la producción de electricidad se base en una combinación más diversa y desarrollada de fuentes de energía, lo que reducirá la capacidad de influir en los precios reteniendo la producción.
- (551) En tercer lugar, Chequia expone que, dado el alto grado de interconexión del mercado eléctrico checo con Alemania, Austria, Polonia y Eslovaquia, se espera que la incidencia del proyecto en la determinación de los precios en Chequia entre 2030 y 2050 sea nula o muy limitada, ya que es previsible que el precio de mercado de la región interconectada se base en el precio de la electricidad generada fuera de Chequia durante una abrumadora mayoría de horas. De hecho, como se expone con más detalle en la nota 139, Chequia está especialmente bien interconectada con los sistemas eléctricos vecinos, que, por tanto, pueden ejercer una influencia considerable en la formación de los precios en el mercado checo. Esto es coherente con las conclusiones del informe Oxera, que evaluó la tecnología determinante de los precios en el mercado eléctrico checo durante el período 2030-2050, y concluyó que el proyecto será un seguidor de precios, ya que el precio será determinado en una gran mayoría de horas por productores externos y en las horas restantes principalmente por las centrales checas de gas y lignito. A medida que aumente la generación renovable que se conecte a la red, también cabe esperar que aumente considerablemente el número de horas a precio cero hasta alcanzar alrededor del 16 % para 2050.
- (552) La Comisión observa que estas conclusiones están en consonancia con las constataciones de un análisis⁽²³³⁾ del Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión que muestra que, en 2022, debido a su ubicación geográfica y a su elevada capacidad de interconexión, los precios en el mercado eléctrico checo se vieron abrumadoramente influenciados por las dinámicas de mercado de sus vecinos, como demuestra el hecho de que la proporción de horas de precio determinadas por productores externos superó el 90 % en Chequia, una de las mayores ratios de la UE. Uno de los principales factores que influyen en los precios de la electricidad checa es el vecino mercado alemán, el cual, debido a su gran tamaño y al aumento de la producción de electricidad renovable, afecta cada vez más a la estructura de precios de sus socios comerciales. Dado que Alemania comercializa volúmenes de electricidad cada vez mayores con sus vecinos, sus precios están cada vez más influenciados por las fluctuaciones en Alemania⁽²³⁴⁾. De hecho, los precios horarios de la electricidad en el mercado diario checo fueron casi idénticos (es decir, con divergencias inferiores al 1 %) en el 48 % de las horas entre 2021 y 2023⁽²³⁵⁾. Según el análisis del JRC, cabe esperar que persista la misma tendencia hasta 2030, cuando es previsible que los precios sean determinados por productores externos aproximadamente en el 80 % de las horas de precio en Chequia. En 2030, se espera que la tecnología que determine el precio en el mercado eléctrico checo sea el gas natural (aproximadamente el 50 % del tiempo), seguido del lignito, el petróleo, las fuentes de energía renovables y la energía nuclear.

⁽²³³⁾ *The merit order and price-setting dynamics in European electricity markets* [El orden de mérito y la dinámica de determinación de los precios en los mercados eléctricos europeos], disponible aquí: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300>.

⁽²³⁴⁾ BloombergNEF. EU Power Weekly: *Identifying Europe's 'Macrogrids'* [Identificación de las «macroredes» europeas], 10 de febrero de 2020.

⁽²³⁵⁾ Plataforma de transparencia de la REGRT de Electricidad.

- (553) En cuarto lugar, Chequia sostiene que el resultado del mercado eléctrico puede variar significativamente entre períodos horarios de liquidación, y que las cuotas globales del mercado de generación no ofrecen una imagen completa del poder de mercado. Chequia considera que indicadores como el índice de oferta residual ⁽²³⁶⁾ son útiles al objeto de evaluar la capacidad de un productor para actuar con independencia de sus competidores, ya que determina en qué medida debe el productor satisfacer la demanda residual. Como muestra el análisis del informe Oxera, se espera que la criticidad de ČEZ según el índice de oferta residual disminuya considerablemente de 2030 a 2050. Aunque se espera que ČEZ sea crítico en 2030 en casi todas las horas, el porcentaje de horas en las que ČEZ es crítico baja del 10 % para 2050. Es importante señalar que la puesta en servicio del proyecto solo influye ligeramente en esta tendencia, ya que la criticidad de ČEZ aumenta solo un 14 % debido al proyecto, y se espera que este efecto desaparezca para 2050. La Comisión señala que la probabilidad de manipulación de los precios generalmente aumenta cuando ČEZ tiene una posición dominante. Dado que sus cuotas de mercado son generalmente superiores al 50 % en un mercado de referencia específico, existe presunción de posición dominante porque unas cuotas muy importantes constituyen por sí mismas, y salvo circunstancias excepcionales, la prueba de la existencia de una posición dominante ⁽²³⁷⁾. Al mismo tiempo, a fin de evaluar la posición dominante, las cuotas de mercado son solo un punto de partida y es preciso tener en cuenta otros aspectos ⁽²³⁸⁾. En este contexto, la Comisión observa que las cuotas de mercado de ČEZ en la generación de electricidad disminuyen con el tiempo y van a disminuir de forma significativa en el año 2040 en particular, y, en cualquier caso, bajarán del 45 % para 2050. Por otra parte, la Comisión no ha encontrado indicios de que la evolución de la criticidad de ČEZ no sea exacta y verosímil. En particular, en las observaciones de terceros se planteaban dudas con respecto a que la posible distorsión del mercado debida al proyecto fuera muy limitada.
- (554) En quinto lugar, Chequia se refirió a las conclusiones del informe Oxera, que apuntan a que la puesta en servicio de EDU II tendrá un pequeño efecto de reducción del precio de la electricidad en el mercado checo de aproximadamente 2 EUR/MWh entre 2040 y 2050.
- (555) En conclusión, a la luz de los argumentos anteriores, la Comisión considera que se reduce al mínimo el falseamiento de la competencia en relación con la posible retención de capacidad. Además, la Comisión considera que, tal como está la medida diseñada actualmente, los riesgos de liquidez del mercado que podrían surgir son de menor importancia y se minimiza su incidencia en los precios, las inversiones y los flujos transfronterizos.

8.3.3.6.4. Papel de la EFE en el mercado

- (556) En la Decisión de incoación, la Comisión consideró inicialmente el diseño de la EFE, ya que en ese momento se sabía que era una figura adecuada para aliviar posibles problemas relacionados con la competencia. Sin embargo, seguía siendo difícil evaluar la incidencia de esta figura en el mercado y, en particular, del papel de la EFE, en vista de que Chequia seguía aplicando cambios en la estructura del proyecto y, por tanto, debido a la falta de información suficientemente acreditada. Por este motivo, la Comisión planteó dudas sobre los efectos de la EFE en el mercado.
- (557) Tras la Decisión de incoación, Chequia ha detallado en varios escritos el papel de la EFE en la situación del mercado en Chequia (véanse los considerandos 273-278).
- (558) Habida cuenta de estos escritos, la Comisión concluye que los hechos que la llevaron a plantear las dudas en la Decisión de incoación han sido suficientemente aclarados por Chequia, que además ha ofrecido explicaciones adicionales. Esto es así por los motivos siguientes:

⁽²³⁶⁾ El índice de oferta residual se calcula como la relación entre la capacidad total disponible menos la capacidad de la empresa, dividida por la demanda residual.

⁽²³⁷⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 3 de julio de 1991, AKZO/Comisión, C-62/86, ECLI:EU:C:1991:286, apartado 60.

⁽²³⁸⁾ Sentencia del Tribunal de Justicia de 13 de febrero de 1979, Hoffmann-La Roche/Comisión, 85/76, ECLI:EU:C:1979:36, apartados 39-41.

- (559) En primer lugar, a la Comisión le preocupaba la autonomía de la EFE, en particular si actuaría suficientemente como una entidad privada que maximizara los beneficios. A este respecto, es importante señalar que la EFE y la EDU II no pueden coordinar el funcionamiento de la central nuclear, por una parte, ni el comercio de la electricidad generada, por otra. Aunque ČEZ es el único accionista de EDU II (véase la sección 3.2.1), las acciones de la EFE son propiedad exclusiva de Chequia y, por lo tanto, ČEZ no puede ejercer ninguna posible coordinación. Sin embargo, dado que Chequia posee una participación de control tanto en ČEZ (véase el considerando 32) como en la EFE, sería concebible que la propia Chequia coordinara el funcionamiento de la central nuclear, por una parte, y el comportamiento comercial de la EFE, por otra, a fin de maximizar los beneficios de ČEZ.
- (560) La Comisión observa que, en la estructura de gobernanza de la EFE, la toma de decisiones sobre su estrategia comercial está separada de EDU II, lo que garantiza su autonomía y minimiza los riesgos de influencias indebidas. Esto es especialmente importante porque hace poco probable que Chequia utilice su participación de control en ČEZ y, por tanto, en EDU II, por una parte, y su control de la EFE, por otra, para maximizar los beneficios de ČEZ, de los que puede beneficiarse indirectamente a través del pago de dividendos, mediante el aumento de la capacidad de generación de ČEZ y el nuevo vínculo vertical simultáneo con los mercados mayorista y minorista a través de la EFE. De este modo, la Comisión considera que se garantiza que el funcionamiento y la estrategia comercial de la EFE no se vean influidos por ningún interés particular de un participante en el mercado (ČEZ) y que sigan alineándose con los objetivos de interés general de garantizar la seguridad del suministro y unos precios de la energía asequibles.
- (561) En segundo lugar, preocupaba la posibilidad de que la estructura de la EFE distorsionase las señales del mercado, en particular en lo que se refiere al despacho de la central eléctrica. Sin embargo, con arreglo al contrato de compra revisado, la EFE no influye en la decisión de despacho de la central eléctrica, que está totalmente bajo el control de EDU II. Como se concluye en la sección 8.3.3.5.1.2, la fórmula de remuneración ofrece a EDU II incentivos suficientes para operar eficientemente en el mercado eléctrico, limitando las distorsiones de la señal de precios o del orden de mérito del mercado.
- (562) Por otra parte, la Comisión señala que el análisis Oxera ⁽²³⁹⁾ citado por Chequia indica que la puesta en servicio de la central no afectará sustancialmente a los precios mayoristas de la electricidad ni a la posición de ČEZ en el mercado. La central no tendría una influencia significativa en los precios mayoristas de la electricidad, lo que confirma que el funcionamiento de la EFE y la puesta en servicio de la central no distorsionarán la dinámica del mercado ni otorgarán ventajas indebidas a operadores específicos.
- (563) En tercer lugar, la incertidumbre en torno a la manera en que la EFE vendería su electricidad, especialmente a los consumidores industriales, era motivo de gran preocupación. En respuesta, Chequia se comprometió a que la EFE venderá como mínimo el 70 % de la electricidad producida por EDU II en los mercados bursátiles (véase el considerando 112) y el resto mediante subastas sujetas a condiciones que eviten el falseamiento de la competencia en los mercados eléctricos (véase el considerando 113).
- (564) Chequia explicó que los parámetros previstos de las futuras subastas de energía nuclear incluirán lotes con un tamaño estimado de 1-10 MW, y los contratos de subasta tendrán una duración anual o trimestral o más corta. Las subastas se organizarán aplicando el modelo *pay-as-bid* (el precio se fija con arreglo a la oferta), con un precio mínimo predefinido que se anunciará entre uno y dos días antes del cierre de la oferta. Además, la frecuencia de las subastas se fijará con una periodicidad entre trimestral y anual, con normas transparentes sobre el período de anuncio de treinta días antes del inicio de la subasta. Por último, la duración de las subastas no excederá de siete días naturales y los resultados se anunciarán en la semana siguiente. Esto se aplica tanto a las subastas celebradas durante el período de vigencia del contrato de compra como a las celebradas posteriormente. Con estos parámetros previstos queda suficientemente claro que cabe esperar que las subastas se lleven a cabo de manera no discriminatoria, de modo que un grupo suficientemente amplio de participantes en el mercado puedan efectivamente presentar ofertas de manera transparente.

(²³⁹) Véase el informe Oxera.

- (565) En circunstancias excepcionales, EDU II tiene derecho a vender directamente electricidad en el mercado mayorista. Sin embargo, esto solo ocurre cuando la EFE no cumple su obligación de compra garantizada con arreglo al contrato de compra. En estas circunstancias, la central eléctrica sigue funcionando y la electricidad debe ponerse en el mercado. Por lo tanto, la posibilidad alternativa de que EDU II venda la electricidad directamente parece razonable. Sin embargo, debe evitarse que esto permita que EDU II eluda todas las limitaciones establecidas para garantizar una venta no discriminatoria de la electricidad. La Comisión observa que Chequia se ha comprometido a que, en este caso, EDU II venderá toda la electricidad producida en el mercado al contado como seguidor de precios. Al hacerlo así, EDU II no puede seleccionar a ningún comprador específico (ya que la venta se realiza en una bolsa anónima) ni determinar el precio ni las condiciones de venta (ya que se venden productos estándar en bolsa al precio marginal). Esto también es coherente con el problema subyacente que debe resolverse: si la EFE no realiza las compras garantizadas de la electricidad producida, se requiere una solución rápida para disponer de la producción de la central eléctrica. El uso del mercado al contado como seguidor de precios es una solución rápida y fiable. En el contexto de estos compromisos, la Comisión considera que la solución alternativa de que EDU II venda directamente con carácter excepcional no genera problemas de competencia adicionales.
- (566) Aun en casos excepcionales en los que las bolsas de que se trate pierdan liquidez de forma significativa, estas condiciones comerciales no cambiarían y la EFE solo podría modificar temporalmente el coeficiente de asignación de la electricidad producida a las plataformas de negociación. Más concretamente, en esos casos se podría comercializar el 50 % de la electricidad producida en los mercados bursátiles y el 50 % mediante subastas (véanse los considerandos 117 y 118). Este funcionamiento transparente garantiza un acceso equitativo a la electricidad producida y refuerza la integridad del mercado.
- (567) En cuarto lugar, Chequia ofreció garantías de que la EFE y ČEZ funcionarán de forma independiente con estructuras de gobernanza y gestión distintas. Si la EFE externalizara sus actividades comerciales, esto se lograría mediante una licitación pública no discriminatoria, que garantizaría que no se concediera ninguna ventaja indebida a ninguna entidad concreta. Sin embargo, en lo que respecta a ČEZ, la EFE no debe externalizar su comercio de electricidad al Grupo ČEZ ni a entidades que formen parte del Grupo ČEZ (véase el considerando 46). Este compromiso de Chequia garantiza que ČEZ no recupere de hecho el control sobre la venta de la producción de EDU II mediante delegación, de modo que se eludan los efectos de la estructura de la EFE.
- (568) La Comisión observa que ČEZ supervisará las operaciones de EDU II en su calidad promotor del proyecto y accionista único de EDU II. La participación directa de ČEZ se limitará a la aportación de recursos propios a EDU II y, posiblemente, a la prestación de servicios compartidos a EDU II en condiciones de independencia mutua.
- (569) La Comisión también señala que, en la estructura de gobernanza, ČEZ quedará separado del beneficiario de la ayuda estatal, EDU II (en tanto que promotor, propietario y operador de la central). EDU II será una entidad jurídica independiente que tendrá un consejo de administración y una dirección independientes, con obligación fiduciaria ante la empresa EDU II. EDU II se gestionará de forma independiente, tanto desde el punto de vista financiero como operativo, y estará sujeta a control reglamentario. EDU II dispondrá de una estructura de información definida para las comunicaciones a ČEZ como empresa matriz. La estructura de gobernanza garantizará que EDU II sea independiente de ČEZ al eliminar de manera eficaz la capacidad de ČEZ para interferir indebidamente en el funcionamiento cotidiano de EDU II. EDU II actuará con arreglo a los incentivos proporcionados por la fórmula de remuneración en consonancia con su propia estrategia de operaciones. La Comisión concluye que los hechos que la llevaron a plantear dudas en la Decisión de incoación han sido suficientemente aclarados por Chequia, que ha ofrecido explicaciones adicionales sobre la relación entre la EFE, EDU II y ČEZ.
- (570) La Comisión reconoció el riesgo de influencia indebida que existiría si se externalizaran las actividades comerciales de la EFE. Sin embargo, el compromiso de Chequia de celebrar una licitación abierta y no discriminatoria para cualquier externalización de este tipo, salvo la externalización a ČEZ, junto con las disposiciones contractuales para que la EFE mantenga la responsabilidad de la estrategia comercial, disminuye significativamente dicho riesgo.
- (571) Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión llega a la conclusión de que Chequia ha dado una respuesta adecuada a las preocupaciones planteadas inicialmente. Las medidas descritas y las salvaguardias establecidas garantizan la funcionalidad y la competitividad adecuada del mercado. Por lo tanto, la Comisión no tiene dudas sobre la incidencia en el mercado de la EFE propuesta.

8.3.3.6.5. Conclusión sobre los efectos negativos indebidos sobre la competencia y el comercio

- (572) La Comisión concluye que, en conjunto, el riesgo de falseamiento de la competencia es limitado, sobre la base de las consideraciones expuestas en las secciones 8.3.3.6.1, 8.3.3.6.2, 8.3.3.6.3 y 8.3.3.6.4, y teniendo en cuenta los compromisos ofrecidos por Chequia.

8.3.4. *Ponderación de los efectos positivos de la ayuda con los efectos negativos sobre la competencia y el comercio*

- (573) Tras una cuidadosa evaluación en la sección 8.3.2 de la presente Decisión, la Comisión reconoce que el paquete de medidas tiene por objeto promover una inversión en energía nuclear y, por lo tanto, contribuye al desarrollo de una actividad económica, es decir, la generación de electricidad a partir de fuentes de energía nucleares, contribuyendo al mismo tiempo a la seguridad del suministro eléctrico.
- (574) La Comisión también toma nota de que esta actividad, basada en el compromiso de aplicar los criterios técnicos de selección de actividades económicas en el sector de la energía nuclear establecidos en el Reglamento sobre la taxonomía de la UE, se consideraría una inversión medioambientalmente sostenible en virtud de dicho Reglamento.
- (575) La Comisión reconoce que, sin la ayuda, especialmente las tres medidas que constituyen el paquete de ayuda, no cabía esperar que la inversión se realizara. Por lo tanto, la ayuda es necesaria para el desarrollo de esta actividad económica.
- (576) La Comisión ha constatado que la combinación del contrato de compra con la duración reducida a cuarenta años, la RFA y el mecanismo de protección frente a cambios legislativos, conforme a la estructura prevista en las medidas notificadas, es el instrumento adecuado. La investigación formal no ha aportado pruebas de que otras medidas habrían sido igualmente eficaces con menores efectos distorsionadores.
- (577) La ayuda se concederá de manera proporcionada, ya que el beneficiario no retendrá beneficios adicionales más allá de lo estrictamente necesario para garantizar el funcionamiento económico y la viabilidad de la central nuclear. La duración reducida del contrato de compra garantiza que, tras el reembolso del coste del capital, la central estará plenamente expuesta a los riesgos de variación de los precios.
- (578) En concreto, la Comisión observa que, también durante el período del contrato de compra, la fórmula de remuneración ofrece fuertes incentivos a EDU II para que opere la central de manera eficiente, utilizando las capacidades flexibles existentes para reaccionar a los precios del mercado.
- (579) La revisión periódica de un conjunto claramente definido de valores de partida del modelo financiero, que permite realizar ajustes al alza y a la baja, garantiza que las incertidumbres significativas que existen actualmente en relación con los costes de capital y de explotación no den lugar a una sobrecompensación para el beneficiario. La aplicación de un mecanismo de reparto de beneficios garantiza además que EDU II siga teniendo incentivos para funcionar de la manera más eficiente posible, al tiempo que comparte con el Estado el incremento del rendimiento de los recursos propios, limitando así la sobrecompensación en caso de que los costes o los ingresos evolucionen mejor de lo previsto.
- (580) El objetivo del tipo de rendimiento de los recursos propios del [9-11] % es proporcionado, dado el riesgo del proyecto, teniendo debidamente en cuenta los efectos de mitigación de los riesgos que se consiguen con las medidas de ayuda.
- (581) Asimismo, la Comisión señala que ČEZ no controlará las actividades comerciales de la EFE y estará sujeta a restricciones que limiten los incentivos y la capacidad para abusar de la posible posición de mercado reforzada a raíz de la medida. La elevada interconectividad del sistema checo también supondrá restricciones adicionales para el ejercicio del poder de mercado. Además, la Comisión observa que los compromisos comerciales garantizan una venta constante de electricidad por parte de la EFE y, posteriormente, de ČEZ a todos los participantes en el mercado en condiciones no discriminatorias, lo que puede mejorar la liquidez en el mercado mayorista de electricidad a corto plazo y podría beneficiar a la competencia en los mercados minoristas.
- (582) La Comisión concluye que, en general, los posibles falseamientos de la competencia son limitados, basándose en las consideraciones expuestas en la sección 8.3.3, teniendo en cuenta los compromisos ofrecidos por las autoridades checas y el beneficiario de la ayuda.

(583) Después de una evaluación rigurosa y teniendo en cuenta los compromisos ofrecidos, la Comisión llegó a la conclusión de que el falseamiento de la competencia resultante de la medida se mantiene en el mínimo necesario y se compensa con los efectos positivos de las medidas.

8.3.5. *Conclusión sobre la compatibilidad de la ayuda*

(584) Sobre la base de la evaluación efectuada y dadas las circunstancias específicas del presente asunto, la Comisión considera que el paquete de medidas notificado y posteriormente modificado por las autoridades checas, incluidos los compromisos asumidos, es compatible con el mercado interior con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

9. **CONCLUSIÓN**

(585) La medida en su versión modificada es compatible con el mercado interior de conformidad con el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

(586) La Comisión observa que se le ha facilitado, para su evaluación, la hoja de condiciones del contrato de compra, del contrato de inversión y de la asistencia financiera reembolsable según lo acordado hasta la presente fecha entre el Estado checo, ČEZ y EDU II. Las autoridades checas declaran que el resto de las condiciones, así como los documentos de financiación definitivos, incluirán las cláusulas tipo que cualquier inversor propondría para un proyecto similar (véase el considerando 194). Dado que la Comisión no ha tenido la oportunidad de verificar los documentos definitivos, en caso de que en ellos se modifique la medida tal como se presenta en la presente Decisión, las autoridades checas deberán remitirlos a la Comisión.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La ayuda que Chequia tiene previsto conceder para la construcción y explotación de una nueva central nuclear en el emplazamiento de Dukovany es compatible con el mercado interior.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión es la República Checa.

Hecho en Bruselas, el 30 de abril de 2024.

Por la Comisión
Margrethe VESTAGER
Vicepresidenta Ejecutiva

ANEXO

Parámetros del modelo financiero que están sujetos a cambios**Tras la licitación de la instalación llave en mano**

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Duración de la fase 2 de desarrollo	Duración de la fase 2 del desarrollo del proyecto	Inp_C	43	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El calendario exacto se confirmará en función del ganador de la licitación.
Duración del período de construcción	Duración del período de construcción del proyecto	Inp_C	47	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El calendario exacto se confirmará en función del ganador de la licitación.
Período completo de explotación	Duración del período completo de explotación del proyecto (excluidos los ensayos de funcionamiento)	Inp_C	51	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El calendario exacto se confirmará en función del ganador de la licitación.
Capex base — Fase de desarrollo 2	Coste de la fase 2 del desarrollo del proyecto	Inp_C	59	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Capex base — Fase de construcción	Coste de la fase de construcción del proyecto	Inp_C	60	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Capacidad bruta de la central	La capacidad bruta de la central (sin contar ninguna deducción por consumo propio)	Inp_C	112	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Consumo propio	Cantidad de consumo necesaria para la explotación de la central	Inp_C	113	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Disponibilidad durante el período de prueba	Disponibilidad de la central durante el período de prueba	Inp_C	132	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Disponibilidad después del período de prueba	Disponibilidad de la central durante las operaciones reales	Inp_C	135 y 138	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Fase de desarrollo 2— Fase de capex	Perfil de gasto durante la fase 2 de la fase de desarrollo del proyecto	Inp_V	43-48 (elegido en Inp_C 65)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes y el calendario exacto se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Fase de capex de construcción	Perfil de gasto durante la construcción	Inp_V	53-61 (elegido en Inp_C 66)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes y el calendario exacto se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Hipótesis de disponibilidad	Perfil anual de disponibilidad de la central	Inp_V	70-82 (elegido en Inp_C 138)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los parámetros que afectan a las hipótesis de disponibilidad dependen de las especificaciones técnicas de la central y se confirmarán en función del ganador de la licitación. Sin embargo, la actualización no puede reducir las hipótesis de disponibilidad del modelo financiero de 15 de marzo de 2024, que se basan en los diseños de la central que cumplen los requisitos europeos mínimos para servicios energéticos aplicables a las centrales nucleares que operan con reactores de agua ligera.
Coste variable	Costes que vienen determinados en gran medida por la producción de la central (por ejemplo, combustible, eliminación de residuos no radiactivos, provisiones de clausura)	Inp_V	143-220 (elegido en Inp_C 226)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Coste fijo	Costes que se contraerán con independencia de la producción de la central (por ejemplo, salarios, material de oficina, seguridad)	Inp_V	237-279 (elegido en Inp_C 225)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes se confirmarán en función del ganador de la licitación.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Coste del ciclo de vida	Costes que se contraerán por la sustitución y la renovación importante de componentes de la central	Inp_V	286-295 (elegido en Inp_C 227)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Coste de explotación	Perfil de los valores del parámetro <i>c</i> en la fórmula de remuneración.	Inp_V	502 a 506	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los costes se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Costes adicionales debidos al seguimiento de la carga	Costes no recogidos en otras partidas de costes motivadas por el funcionamiento de la central en modo de seguimiento de la carga	Inp_V	300-304 (elegido en Inp_C 228)	Justificado por el resultado de la licitación de la instalación llave en mano (los costes se especificarán en función de las especificaciones técnicas del ganador)
Deuda original — Tipo de interés fijo/ variable	Determina si el tipo de interés de la RFA es fijo o variable	Inp_C	337	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.
Deuda original — Tipo de interés — Margen durante la explotación	El coste de la deuda de la RFA durante la fase de explotación	Inp_C	346 a 356	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.
Deuda original — Comisiones	Comisiones cobradas por la formalización de la RFA	Inp_C	359 a 361	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.
Modo de reembolso de la línea de crédito	Opción de reembolso principal de cualquier línea de crédito	Inp_C	376	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Línea de crédito — Tipo de interés fijo/ variable	Determina si el tipo de interés de la línea de crédito es fijo o variable	Inp_C	380	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.
Línea de crédito – Tipo de interés – Margen durante la explotación	El coste de la línea de crédito durante la fase de construcción	Inp_C	389 a 399	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.
Línea de crédito — Comisiones	Comisiones cobradas por la formalización de la línea de crédito	Inp_C	402 a 404	Actualizado para reflejar las condiciones de la RFA.
Depreciación del coste del combustible	Duración de la depreciación de los costes del combustible	Inp_C	230	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Depreciación de los costes del ciclo de vida	Duración de la depreciación de los costes del ciclo de vida	Inp_C	233	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Días de capital circulante	Días entre la generación de electricidad y el pago	Inp_C	251 a 253	Actualizado para reflejar el resultado de la selección de la instalación llave en mano (condiciones de pago con el proveedor de la instalación llave en mano y con la EFE). La hipótesis actual del modelo puede actualizarse para adaptarla a las condiciones de utilización y reembolso de la RFA y a cualquier disposición prevista en el contrato de instalación llave en mano.
Inicio del período de financiación activa de la deuda	Inicio de la disposición de fondos de la RFA	Inp_C	276	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El calendario exacto está vinculado al inicio de la fase 2 de desarrollo y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Limitación de dividendos por ganancias acumuladas	Determina si los dividendos están limitados por las ganancias acumuladas	Inp_C	455	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. La licitación de la instalación llave en mano definirá los costes de construcción y, por tanto, el importe de la deuda y la estructura de financiación final. Además, la forma que adquieran los recursos propios podría afectar a este parámetro.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Perfil de la cantidad de referencia (k)	Perfil de los valores del parámetro k en la fórmula de remuneración	Inp_V	473-485 (elegido en Inp_C 185)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. El parámetro depende de las especificaciones técnicas de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Perfil de parámetro Alfa	Perfil de los valores del parámetro Alfa utilizado en la fórmula de remuneración	Inp_V	489-493 (elegido en Inp_C 187)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Este parámetro depende de las especificaciones técnicas y los costes de explotación de la central y se confirmará en función del ganador de la licitación.
Hipótesis de seguimiento de la carga — Copiadas del modelo de ingresos — Porcentaje de los ingresos	Incidencia en los ingresos que representan el beneficio del comportamiento de seguimiento de la carga (estimado en el modelo de ingresos)	Inp_V	523-540 (elegido en Inp_C 198)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los parámetros que afectan a las hipótesis de disponibilidad de seguimiento de la carga dependen de las especificaciones técnicas de la central y se confirmarán en función del ganador de la licitación. Sin embargo, la actualización no puede reducir las hipótesis de disponibilidad del modelo financiero de 15 de marzo de 2024, que se basan en los diseños de la central que cumplen los requisitos europeos mínimos para servicios energéticos aplicables a las centrales nucleares que operan con reactores de agua ligera.
Hipótesis de seguimiento de la carga — Copiadas del modelo de ingresos — Porcentaje del coste de explotación	Incidencia en los costes que representan el beneficio del comportamiento de seguimiento de la carga (estimado en el modelo de ingresos)	Inp_V	536-542 (elegido en Inp_C 199)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano. Los parámetros que afectan a las hipótesis de disponibilidad de seguimiento de la carga dependen de las especificaciones técnicas de la central y se confirmarán en función del ganador de la licitación. Sin embargo, la actualización no puede reducir las hipótesis de disponibilidad del modelo financiero de 15 de marzo de 2024, que se basan en los diseños de la central que cumplen los requisitos europeos mínimos para servicios energéticos aplicables a las centrales nucleares que operan con reactores de agua ligera.
Objetivo de DSCR	Ratio de cobertura del servicio de la deuda marcada como objetivo para el servicio de la deuda total	Inp_C	297, 328 a 330	Justificado por la finalización de la RFA y la licitación de la instalación llave en mano (los costes de construcción se confirmarán a través de la licitación).
Objetivo de LLCR	Ratio de cobertura de la vida del préstamo marcada como objetivo para el servicio de la deuda total	Inp_C	301	Justificado por la finalización de la RFA y la licitación de la instalación llave en mano (los costes de construcción se confirmarán a través de la licitación).

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Objetivo de PLCR	Ratio de cobertura de la vida del proyecto marcada como objetivo para el servicio de la deuda total	Inp_C	304	Justificado por la finalización de la RFA y la licitación de la instalación llave en mano (los costes de construcción se confirmarán a través de la licitación).
Deuda original — Vencimiento de la deuda y período de moratoria	Vencimiento total de la RFA	Inp_C	311 a 312	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Modo de reembolso de la deuda original	Perfil de reembolso del principal de la RFA	Inp_C	329	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Datos de la cuenta de reserva de mantenimiento	Cuenta utilizada para cubrir una parte del mantenimiento previsto a lo largo de un período de previsión definido	Inp_C	466 a 472	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Cuenta de reserva para el servicio de la deuda	Cuenta utilizada para cubrir una parte del servicio de la deuda previsto a lo largo de un período de previsión definido	Inp_C	482 a 502	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Datos de la cuenta de reserva para los costes de clausura	Cuenta para cubrir los costes de clausura previstos	Inp_C	474 a 480	Actualizado en caso de aumento de costes contraídos por motivos legítimos.
Reserva para costes de clausura	Perfil de la necesidad de financiación de la reserva para costes de clausura	Inp_V	310-315 (elegido en Inp_C 477)	Actualizado en caso de aumento de costes contraídos por motivos legítimos.
Factor de reestructuración de la deuda original	Factor de reestructuración del reembolso del principal de la RFA	Inp_V	354-364 (elegido en Inp_C 330)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Importes fijos de reembolso de la deuda	Perfil de reembolso anual de un importe fijo del principal de la deuda	Inp_V	378-388 (elegido en Inp_C 335)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Tipo variable para la deuda original	Perfil del tipo variable para el coste de la deuda de la RFA	Inp_V	390-397 (elegido en Inp_C 340)	Actualizado para reflejar el resultado de la selección del contratista de la instalación llave en mano, ya que los costes de inversión y el importe de la RFA se confirmarán en función del ganador de la licitación.
Hipótesis de inflación	Hipótesis macroeconómicas relacionadas con los mecanismos de indexación elegidos	Inp_V	15-24 (elegido en Inp_C 245-245)	Actualizado para calcular el valor nominal del CAPEX a partir de las entradas de CAPEX instantáneo recibidas en la licitación de la instalación llave en mano.
Tipo del IVA	Tipo del impuesto sobre el valor añadido aplicable al proyecto	Inp_C	548	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Aplicabilidad del IVA	Partidas de ingresos y costes a las que se aplica el IVA	Inp_C	544 a 556	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Impuesto sobre actividades económicas — Intereses máximos admisibles en porcentaje del EBITDA	Gasto máximo admisible por intereses expresado en porcentaje del EBITDA que se utiliza para calcular la renta imponible	Inp_C	562	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Tipo del impuesto sobre actividades económicas	Tipo del impuesto sobre actividades económicas aplicable al proyecto	Inp_C	576	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Desgravación sobre bienes de capital — Conjunto de tipos generales y especiales	Tipos aplicables a las desgravaciones sobre bienes de capital	Inp_C	581 a 583	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Fiscalidad de los costes del proyecto	Determina la fiscalidad de las desgravaciones sobre bienes de capital en relación con partidas de costes específicas	Inp_C	587 a 589	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Amortización contable	Información de amortización contable en diferentes categorías de activos	Inp_V	324 a 336	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Amortización fiscal	Información de amortización fiscal en diferentes categorías de activos	Inp_V	338 a 350	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).

Durante el contrato de compra

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Coste variable	Costes que vienen determinados por la producción de la central (por ejemplo, combustible, eliminación de residuos no radiactivos, provisiones de clausura)	Inp_V	143-220 (elegido en Inp_C 226)	Los costes variables se actualizarán para reflejar los sobrecostes por motivos legítimos. Los costes variables que constituyen c se actualizarán periódicamente como parte de la revisión de la fórmula de remuneración.
Coste fijo	Costes que se contraerán con independencia de la producción de la central (por ejemplo, salarios, material de oficina, seguridad)	Inp_V	237-279 (elegido en Inp_C 225)	Actualizado para reflejar los sobrecostes por motivos legítimos.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Costes adicionales debidos al seguimiento de la carga	Costes no recogidos en otras partidas de costes motivadas por el funcionamiento de la central en modo de seguimiento de la carga	Inp_V	297-306 (elegido en Inp_C 228)	En caso de que un motivo legítimo justifique un sobrecoste de seguimiento de la carga, el «coste adicional debido al seguimiento de la carga» se actualizará en el modelo financiero en consecuencia. Los costes adicionales debidos al seguimiento de la carga también se revisarán y actualizarán como parte de la revisión periódica de la fórmula de remuneración del contrato de compra.
Capex de sobrecoste — Fase de desarrollo 1	Cuantía de cualquier sobrecoste que se produzca durante la primera fase de desarrollo	Inp_C	70	Actualizado para reflejar los sobrecostos por motivos legítimos.
Capex de sobrecoste — Fase de desarrollo 2	Cuantía de cualquier sobrecoste que se produzca durante la segunda fase de desarrollo	Inp_C	71	Actualizado para reflejar los sobrecostos por motivos legítimos.
Capex de sobrecoste — Fase de construcción	Cuantía de cualquier sobrecoste que se produzca durante la construcción	Inp_C	72	Actualizado para reflejar los sobrecostos por motivos legítimos.
Porcentaje de sobrecoste por motivos legítimos	Proporción de sobrecostos causados por motivos legítimos	Inp_C	77	Justificado por sobrecostos causados por motivos legítimos. Actualizado para reflejar sobrecostos por motivos legítimos.
Capex de sobrecoste — Fase de desarrollo 1	Perfil de cualquier sobrecoste que se produzca durante la primera fase de desarrollo	Inp_V	415-420 (elegido en Inp_C 83)	Actualizado para reflejar los sobrecostos por motivos legítimos.

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Capex de sobrecoste — Fase de desarrollo 2	Perfil de cualquier sobrecoste que se produzca durante la segunda fase de desarrollo	Inp_V	425-430 (elegido en Inp_C 84)	Actualizado para reflejar los sobrecostos por motivos legítimos.
Capex de sobrecoste — Fase de construcción	Perfil de cualquier sobrecoste que se produzca durante la construcción	Inp_V	435-440 (elegido en Inp_C 85)	Justificado por sobrecostos causados por motivos legítimos. Actualizado para reflejar sobrecostos por motivos legítimos.
Hipótesis de inflación	Hipótesis macroeconómicas relacionadas con los mecanismos de indexación elegidos	Inp_V	15-24 (elegido en Inp_C 245-245)	Actualizaciones para reflejar las variaciones en el valor de los índices respectivos a lo largo del tiempo. La actualización de los valores será supervisada por el MIT.
Tipo del IVA	Tipo del impuesto sobre el valor añadido aplicable al proyecto	Inp_C	548	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Aplicabilidad del IVA	Partidas de ingresos y costes a las que se aplica el IVA	Inp_C	544 a 556	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Impuesto sobre actividades económicas — Intereses máximos admisibles en porcentaje del EBITDA	Gasto máximo admisible por intereses expresado en porcentaje del EBITDA que se utiliza para calcular la renta imponible	Inp_C	562	Justificado por cambios de la legislación tributaria. Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).

Parámetro	Descripción del parámetro	Hoja	Fila	Justificación de la actualización
Tipo del impuesto sobre actividades económicas	Tipo del impuesto sobre actividades económicas aplicable al proyecto	Inp_C	576	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Fiscalidad de los costes del proyecto	Determina la fiscalidad de las desgravaciones sobre bienes de capital en relación con partidas de costes específicas	Inp_C	587 a 589	Actualizado en caso de cambios legislativos en ambas direcciones (aumento o disminución en comparación con las hipótesis iniciales).
Perfil de la cantidad de referencia (k)	Perfil de los valores del parámetro k utilizado en la fórmula de remuneración	Inp_V	473-485 (elegido en Inp_C 185)	La cantidad de referencia se determinará <i>ex ante</i> cada cinco años. El valor de k cambiará durante el contrato de compra (en estas revisiones periódicas) para reflejar la producción de la central prevista para cada año sobre la base de las actividades de mantenimiento, antes de la incidencia de cualquier operación de seguimiento de la carga. Este parámetro también se actualizará en caso de motivos legítimos.
Perfil de parámetro Alfa	Perfil de los valores del parámetro Alfa utilizado en la fórmula de remuneración	Inp_V	489-493 (elegido en Inp_C 187)	El parámetro Alfa se determinará <i>ex ante</i> cada cinco años (como se indica en el considerando 97). El parámetro Alfa es igual a f/c cada año, y su valor deberá actualizarse en función de cualquier actualización de c a lo largo del contrato de compra.