



2025/429

12.3.2025

**BESCHLUSS (EU) 2025/429 DER KOMMISSION**

**vom 30. April 2024**

**über die von Tschechien geplante staatliche Beihilfe SA.58207 (2021/N) für den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks am Standort Dukovany**

*(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2024) 2858)*

**(Nur der englische Text ist verbindlich)**

**(Text von Bedeutung für den EWR)**

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 108 Absatz 2 Unterabsatz 1,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere auf Artikel 62 Absatz 1 Buchstabe a,

nach Aufforderung der Beteiligten zur Stellungnahme nach den genannten Bestimmungen <sup>(1)</sup> und unter Berücksichtigung ihrer Stellungnahmen,

in Erwägung nachstehender Gründe:

**1. VERFAHREN**

- (1) Mit Schreiben vom 15. März 2022 meldete Tschechien die Maßnahme zur Unterstützung für den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks (im Folgenden „KKW“) am Standort Dukovany (im Folgenden „Projekt“) bei der Kommission zur Genehmigung an. Im Anschluss an das Auskunftersuchen der Kommission vom 21. April 2022 übermittelte Tschechien der Kommission mit Schreiben vom 5. Mai 2022 weitere Informationen.
- (2) Die Kommission unterrichtete Tschechien mit Schreiben vom 30. Juni 2022 über ihren Beschluss, wegen der Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union einzuleiten (im Folgenden „Einleitungsbeschluss“). Der Einleitungsbeschluss wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht. Die Kommission forderte die Beteiligten zur Stellungnahme auf.
- (3) Tschechien nahm am 31. August 2022 zum Einleitungsbeschluss Stellung.
- (4) Bei der Kommission gingen Stellungnahmen von Dritten ein. Die Kommission leitete diese an Tschechien weiter und das Land erhielt Gelegenheit, sich dazu zu äußern; die Stellungnahmen gingen mit Schreiben vom 21. Oktober 2022 bei der Kommission ein.
- (5) Weitere Informationen wurden von Tschechien am 30. Januar 2023, 16. März 2023, 4. April 2023, 11. April 2023, 24. April 2023, 9. Juni 2023, 21. Juni 2023, 3. Juli 2023, 14. Juli 2023, 2. August 2023, 8. September 2023, 14. September 2023, 22. September 2023, 6. Oktober 2023, 9. Oktober 2023, 18. Oktober 2023, 19. Oktober 2023, 22. Oktober 2023, 25. Oktober 2023, 8. November 2023, 20. November 2023, 16. Dezember 2023, 10. Januar 2024, 26. Januar 2024, 1. Februar 2024, 7. Februar 2024, 9. Februar 2024, 12. Februar 2024, 21. Februar 2024, 23. Februar 2024, 26. Februar 2024, 1. März 2024, 7. März 2024, 8. März 2024, 11. März 2024, 19. März 2024, 20. März 2024, 21. März 2024 und 15. April 2024 übermittelt.
- (6) Am 26. Januar 2024 verzichteten die tschechischen Behörden ausnahmsweise auf ihre Rechte gemäß Artikel 342 AEUV in Verbindung mit Artikel 3 der Verordnung 1/1958 und willigten in die Annahme und Notifizierung des vorliegenden Beschlusses in englischer Sprache ein.

<sup>(1)</sup> ABL C 299 vom 5.8.2022, S. 5.

## 2. BESCHREIBUNG DES KONTEXTES

## 2.1. Stromerzeugung in Tschechien

- (7) Wie in Abschnitt 2.1 des Einleitungsbeschlusses erläutert, machen Braunkohle und Kernenergie als Träger zur Stromerzeugung derzeit den größten Anteil am Energiemix in Tschechien aus. Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Stromerzeugungskapazität und der Bruttostromerzeugung in Tschechien in der Zeit von 2000 bis 2022.

Tabelle 1

**Entwicklung der Stromerzeugungskapazität in Gigawatt (GW) und der Bruttostromerzeugung in Terawattstunden (TWh) in Tschechien, 2000-2022**

|                                                    | 2000        | 2005        | 2010        | 2015        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        |
|----------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Installed Electricity Capacity (GW)</b>         | <b>15,3</b> | <b>17,4</b> | <b>20,1</b> | <b>21,9</b> | <b>22,3</b> | <b>22,0</b> | <b>21,4</b> | <b>20,9</b> | <b>20,8</b> |
| 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        |
| <b>Gross Electricity Generation, by Fuel (TWh)</b> | <b>75,3</b> | <b>82,6</b> | <b>85,8</b> | <b>83,8</b> | <b>87,9</b> | <b>86,9</b> | <b>81,4</b> | <b>84,9</b> | <b>84,5</b> |
| 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         |

Quelle: Tschechische Behörden.

- (8) In seinem aktualisierten Entwurf des nationalen Energie- und Klimaplan 2023 (im Folgenden „NEKP“) <sup>(2)</sup> bekräftigte Tschechien seine Absicht, sein Stromnetz zu dekarbonisieren und die Nutzung von Kohle für die Energie- und Wärmeerzeugung bis 2033 auslaufen zu lassen.
- (9) Dem aktualisierten Entwurf des NEKP zufolge werden Photovoltaik- und Onshore-Windkraftanlagen bis 2030 eine bedeutende Rolle bei der Dekarbonisierung der Stromversorgung spielen. Tschechien ist der Auffassung, dass das tschechische Energiesystem nicht allein durch intermittierende erneuerbare Energiequellen (im Folgenden „EEQ“) dekarbonisiert werden könne — trotz ihres voraussichtlich erheblichen Ausbaus —, da diese die erwartete Versorgungslücke nicht schließen könnten. Die tschechischen Behörden legten dar, dass diese intermittierenden Quellen in Tschechien relativ begrenzte Kapazitätsfaktoren von 11 % für Photovoltaik und 22 % für Onshore-Windenergie aufwiesen. Darüber hinaus habe sich gezeigt, dass das Potenzial für die Entwicklung von Windenergie in Tschechien aufgrund geringer öffentlicher Akzeptanz und dicht besiedelter Gebiete begrenzt sei. Tschechien verfüge zudem auch nicht über Offshore-Windenergie- oder großes Wasserkraftpotenzial, sodass die Möglichkeiten für große Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien begrenzt seien.
- (10) Tschechien ist der Auffassung, dass Erdgas aufgrund seines hohen Emissionsfaktors (499 t CO<sub>2</sub>e/GWh gegenüber 29 bei Kernenergie oder 85 bei Solarenergie innerhalb eines Lebenszyklus) und der Abhängigkeit von Gaseinfuhren kein geeigneter Ersatz für Stein- und Braunkohle sei. Die Abhängigkeit von Gas ist im Winter im Allgemeinen höher, da in diesem Zeitraum nicht genügend Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird und der Erdgasbedarf sich durch den Heizbedarf erhöht. Darüber hinaus wollen die tschechischen Behörden angesichts der derzeitigen geopolitischen Lage und ihrer Auswirkungen auf die Gasversorgung der Europäischen Union, insbesondere aus Russland, die Abhängigkeit von Gaseinfuhren verringern.

<sup>(2)</sup> Abrufbar unter: [https://commission.europa.eu/publications/czech-draft-updated-necp-2021-2030\\_en](https://commission.europa.eu/publications/czech-draft-updated-necp-2021-2030_en).

- (11) Im Oktober 2019 legte der tschechische Übertragungsnetzbetreiber ČEPS eine Prognose zur Angemessenheit der Ressourcen <sup>(3)</sup> vor, in der zwei Szenarien vorgestellt wurden — Szenario A: ein Basisszenario, bei dem angenommen wird, dass Strom in modernisierten Braunkohlekraftwerken (Prunéřov II, Tušimice, Mělník I und Ledvice PP) erzeugt wird, und Szenario B: ein CO<sub>2</sub>-armes Szenario, bei dem davon ausgegangen wird, dass alle Braunkohlekraftwerke außer Ledvice PP stillgelegt werden. Beide Szenarien führen zu Problemen bei Fragen der Angemessenheit.
- (12) Eine weitere neuere Studie, die ebenfalls von ČEPS durchgeführt wurde <sup>(4)</sup>, zeigt auf, dass es aufgrund der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken ab 2030 Probleme bei der Angemessenheit der Stromerzeugung geben wird, sodass steigende Einfuhren von über 20 % erforderlich sind, um die tschechische Nachfrage zu decken. Probleme mit Stromengpässen treten in allen Szenarien ab 2035 auf und sind besonders gravierend in Szenarien, in denen ein vollständiger Kohleausstieg entweder im Jahr 2033 (dem zentralen Szenario, das ČEPS für am wahrscheinlichsten hält) oder im Jahr 2030 (Dekarbonisierungsszenario) erfolgt. Diese Prognose (unter der Annahme einer maximalen Nettoeinfuhr von 20 TWh aufgrund technischer und sicherheitstechnischer Beschränkungen und unter Einbeziehung des neuen Kernkraftblocks in die Annahmen für die Zeit nach 2035) unterstreicht, dass die LOLE-Werte <sup>(5)</sup> nach wie vor unzureichend sind. Berechnungen für das zentrale Szenario belegen, dass die Erzeugungskapazität bereits 2030 nicht mehr ausreicht, um den Verbrauch zu decken.
- (13) In den von den tschechischen Behörden vorgelegten Studien sind die erwarteten grenzüberschreitenden Ströme zwischen Tschechien und seinen Nachbarländern berücksichtigt. Das tschechische Stromnetz ist gut an die Netze benachbarter Mitgliedstaaten angebunden, und diese Verbundkapazität soll in Zukunft weiter ausgebaut werden <sup>(6)</sup>. Der tschechische Day-Ahead-Strommarkt ist durch multiregionale Kopplung <sup>(7)</sup> verbunden, bei der die grenzüberschreitende Kapazität implizit auf der Grundlage der Nettoübertragungskapazität zugewiesen wird. Im Juni 2022 startete das Projekt „Core <sup>(8)</sup> Flow-Based Market Coupling“ <sup>(9)</sup> (Lastflussbasierte Marktkopplung in der Core-Region), und Tschechien hat seine Day-Ahead- und Intraday-Strommärkte vollständig integriert und damit das Zielmodell des Strommarkts in der Europäischen Union gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement erreicht <sup>(10)</sup>.

<sup>(3)</sup> Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ), 2019. Weitere Informationen unter [https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-\\_2019\\_\\_1.pdf](https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-_2019__1.pdf).

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

<sup>(5)</sup> LOLE bedeutet „Unterbrechungserwartung“ (Loss of Load Expectation) und gibt die Anzahl der Stunden pro Jahr an, in denen statistisch gesehen damit zu rechnen ist, dass das Angebot die Nachfrage langfristig nicht decken kann.

<sup>(6)</sup> Die tschechischen Behörden legten dar, dass der Verbund der tschechischen und benachbarten Stromnetze historisch sehr stark sei und dass sie davon ausgingen, dass der Stromaustausch aufgrund der Umgestaltung des Energiesektors weiter zunehmen werde. Die derzeitigen Marktverbundkapazitäten für Tschechien sind: 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. Um die Energieversorgungssicherheit mit den Nachbarländern zu stärken, sind mehrere Investitionen zur Erhöhung der bestehenden Kapazitäten geplant. Für den Zeitraum 2027-2028 ist insbesondere die Modernisierung der Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Tschechien vorgesehen, was zu einer Erhöhung der Markteinfuhrkapazität um 500 MW in beide Richtungen führen wird (d. h. CZ00-DE00: 3 300 MW und DE00-CZ00: 3 100 MW). Nach 2035 ist eine neue Verbindungsleitung zwischen Tschechien und der Slowakei (Otrokovice-Ladce) geplant, und die daraus resultierende Erhöhung der Nettomarktkapazität soll in beide Richtungen etwa 500 MW betragen. Weitere Einzelheiten sind dem tschechischen nationalen Entwicklungsplan 2023-2032 zu entnehmen, der unter folgender Adresse abrufbar ist: <https://www.ceps.cz/en/transmission-system-development>. Die tschechischen Behörden führen aus, dass Tschechien das einzige Land in Mitteleuropa sei, das die Mindestmarge von 70 % für das Kriterium des zonenübergreifenden Handels (gemäß Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943) erfülle.

<sup>(7)</sup> Durch multiregionale Kopplung werden die Strommärkte von 19 Ländern, auf die rund 85 % des europäischen Stromverbrauchs entfallen, miteinander verbunden.

<sup>(8)</sup> Eine Kapazitätsberechnungsregion ist ein geografisches Gebiet, in dem die Aufgaben der Kapazitätsberechnung von Übertragungsnetzbetreibern koordiniert werden. Die Core-Kapazitätsberechnungsregion besteht aus den Gebotszonengrenzen zwischen Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich, Polen, Rumänien, der Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn. Die Core-Region ist eine Region, die von der ACER mit ihrem Beschluss aus dem Jahr 2019 eingerichtet wurde: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM\\_0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM_0.pdf).

<sup>(9)</sup> Ziel des Projekts „Core Flow-Based Market Coupling“ ist die Entwicklung und Umsetzung des täglichen Betriebs einer lastflussbasierten Day-Ahead-Marktkopplung in der Core-Region.

<sup>(10)</sup> ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24.

- (14) Derzeit ist Tschechien Nettoexporteur von Strom in mittel- und osteuropäische Länder, doch wird dies laut ČEPS in Zukunft nicht mehr so bleiben. Nach der Angemessenheitsprognose 2019 werden die Ausfuhren im Jahr 2025 auf 5,4 TWh zurückgehen, wobei die Gesamtbilanz für Tschechien 1,8 TWh beträgt. Die Bilanz würde 2030 mit Stromeinfuhren von 8,2 TWh und einer Gesamtbilanz von -5,4 TWh im Basisszenario negativ ausfallen. Nach dem CO<sub>2</sub>-armen Szenario für 2030 würde sich die negative Gesamtbilanz auf 9,2 TWh belaufen.
- (15) Während die Stromerzeugung voraussichtlich zurückgehen wird, dürfte der Verbrauch trotz der Energieeffizienzmaßnahmen im Rahmen der Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz leicht von derzeit etwa 67 TWh auf rund 77,5 TWh im Jahr 2040 steigen. Die Angemessenheitsprognose 2022 von ČEPS geht in allen prognostizierten Szenarien von einem messbaren Anstieg der Stromnachfrage in den nächsten 15 Jahren aus, wobei das zentrale Szenario einen Anstieg um 46 % auf 98 TWh jährlich gegenüber dem derzeitigen Niveau von rund 67 TWh aufweist. Tschechien rechnet zudem mit einem höheren Strombedarf, der zum Teil auf die Umstellung von gasbefeuerten Heizungen auf die Nutzung von Wärmepumpen sowie auf die allgemeine Ersetzung von Gas durch Strom zurückzuführen ist.
- (16) Obwohl Tschechien gut mit den umliegenden Ländern vernetzt ist, schwankt der Stromfluss zu verschiedenen Jahreszeiten erheblich. In der Angemessenheitsprognose 2019 wurde darauf hingewiesen, dass in der mitteleuropäischen Region (Core-Region für die Berechnung der Übertragungskapazitäten) aufgrund ähnlicher klimatischer Bedingungen, Kohleausstiegsplänen und Versorgungsengpässen in mehreren Ländern gleichzeitig mit Stromknappheit im Netz zu rechnen ist <sup>(11)</sup>. Die tschechischen Behörden sind der Auffassung, dass der Rückgang der Industrieproduktion infolge der erwarteten Stromknappheit zu einer Schwächung des Wirtschaftswachstums und der Wettbewerbsfähigkeit der tschechischen Wirtschaft führen würde und somit erhebliche Einbußen auf der Einnahmenseite der öffentlichen Haushalte mit sich bringen könnte. Stromausfälle oder längerfristige Engpässe können somit erhebliche Auswirkungen auf die soziale Stabilität des Landes mit allen damit verbundenen negativen Folgen haben.
- (17) Aus den oben genannten Studien geht hervor, dass die Kernenergie eine sicherere Option für künftige Investitionen in dekarbonisierte Energie in Tschechien darstellt. Die tschechischen Behörden legten dar, dass die Entscheidung, in neue Kernenergiekapazitäten zu investieren, vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele des Landes sowie der Ergebnisse der Angemessenheitsprognose von 2019 getroffen worden sei, die eine wichtige Grundlage für die Quantifizierung des Bedarfs an neuen Investitionen in die Kernenergie darstelle. Die tschechische Regierung plant in der Zeit von 2036 bis 2050 einen Ausbau der neuen Kernenergiekapazitäten (einschließlich der angemeldeten Investition) um rund 4 GW.

## 2.2. Ziele und Hintergrund

- (18) Die tschechischen Behörden beabsichtigen, die Stromerzeugung aus Kernenergie beizubehalten oder zu erhöhen, um zur Dekarbonisierung ihres Energiemixes, zur Schaffung von Arbeitsplätzen und zur industriellen Wettbewerbsfähigkeit beizutragen und die oben genannten Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit auszuräumen. Das Projekt sei Teil eines umfassenderen Programms zur Förderung CO<sub>2</sub>-armer Stromerzeugungsquellen, durch das der Anteil der Kernenergie an der gesamten Stromerzeugungskapazität in Tschechien auf etwa 50 % erhöht werden soll. Tatsächlich sei in dem im Juni 2015 angenommenen nationalen Aktionsplan für die Entwicklung der Kernenergie <sup>(12)</sup> in Tschechien bereits auf die Stärkung der Rolle der Kernenergie eingegangen worden.

<sup>(11)</sup> Laut den Modellierungsergebnissen werden Polen, die Slowakei, Österreich, Ungarn, Belgien, aber zum Beispiel auch Italien, Serbien und Litauen, die Teil der CORE-Region sind, von Stromknappheit betroffen sein.

<sup>(12)</sup> Nationaler Aktionsplan für die Entwicklung des Kernenergiesektors in der Tschechischen Republik, Datum: 22. Mai 2015, [https://www.mpo.cz/assets/en/energy/electricity/nuclear-energy/2017/10/National-Action-Plan-for-the-Development-of-the-Nuclear-2015\\_.pdf](https://www.mpo.cz/assets/en/energy/electricity/nuclear-energy/2017/10/National-Action-Plan-for-the-Development-of-the-Nuclear-2015_.pdf).

- (19) Derzeit sind sechs Kernkraftblöcke in Tschechien in Temelín<sup>(13)</sup> und in Dukovany<sup>(14)</sup> in Betrieb. Tschechien zufolge würden die vier bestehenden Blöcke am Standort Dukovany voraussichtlich in der Zeit von 2045 bis 2047 abgeschaltet, sofern das Staatliche Amt für nukleare Sicherheit die Sicherheitsanforderungen des bestehenden Kernkraftwerks während der Betriebsdauer der Anlage alle zehn Jahre genehmigt. Die tschechischen Behörden teilen mit, dass derzeit keine spezifische Verpflichtung bestehe, sie über diesen Zeitraum hinaus zu betreiben.
- (20) Im Entwurf des aktualisierten NEKP<sup>(15)</sup> für Tschechien sind Ziele für die Diversifizierung der Energieversorgung festgelegt, die den Anteil der einzelnen Brennstoffe an i) den gesamten Primärenergiequellen (ohne Strom) und ii) an der Stromerzeugung betreffen. Die tschechischen Behörden gaben an, dass der Anteil der Kernenergie im Jahr 2022 15 % bzw. 37 % betrug, während für 2040 als Zielvorgabe 25-33 % für Primärenergiequellen (ohne Strom) und 46-58 % für die Stromerzeugung festgelegt wurde.
- (21) Laut NEKP sei eine Erhöhung des Anteils von Kernenergie und erneuerbaren Energiequellen als Ersatz für fossile Brennstoffe unerlässlich, um die langfristigen Verpflichtungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen zu erfüllen. Tschechien hat sich verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden. Um dieses Ziel zu erreichen, müsse sich die Struktur des tschechischen Energiemarkts und die Quellen zur Stromerzeugung erheblich verändern. Parallel zur Stilllegung veralteter Kapazitäten zur Erzeugung von Kernenergie müssten Kraftwerke zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen mit hohem CO<sub>2</sub>-Ausstoß außer Betrieb genommen werden.
- (22) Tschechien zufolge wird sich das Land bis 2030 zu einem Nettoimporteure von Strom entwickeln, und ohne Investitionen in neue Kernenergiekapazitäten würde sich die Abhängigkeit Tschechiens von Stromeinfuhren noch verschärfen. Tschechien gibt an, dass das Projekt eine entscheidende Rolle dabei spielen werde, die Energieversorgungssicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten, da damit eine wesentliche Voraussetzung für die Umstellung des Erzeugungsmixes geschaffen werde, um in Tschechien CO<sub>2</sub>-Neutralität zu erreichen. Tschechien gibt außerdem an, dass Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke, die den Markt mit Strom versorgen, derzeit stillgelegt würden, um ab 2025 einen importorientierten Stromsektor zu haben.
- (23) Vor dem Hintergrund des hohen Bedarfs an Ersatzkapazitäten und der nationalen Ziele für die Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit sowie der Abhängigkeit der tschechischen Wirtschaft und der industriellen Basis von Energieressourcen ist Tschechien zu dem Schluss gelangt, dass erhebliche neue Ersatzkapazitäten im Bereich der Kernenergie erforderlich seien. Die tschechischen Behörden weisen darauf hin, dass Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Kernenergiequellen zusammen mit erneuerbaren Energiequellen und anderen klimaneutralen Energietechnologien dazu beitragen werden, die Nachhaltigkeits- und Umweltschutzziele der EU<sup>(16)</sup> zu verwirklichen.
- (24) Tschechien legte ferner dar, dass das Projekt auch unmittelbar zu den Zielen von REPowerEU beitragen werde, da es die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen, die Preisschwankungen und geopolitischen Risiken unterliegen, verringern und die Energieversorgungssicherheit stärken werde<sup>(17)</sup>.

### 2.3. Alternative Optionen zur Sicherstellung eines CO<sub>2</sub>-armen Energiemixes

- (25) Die tschechischen Behörden haben mehrere Optionen zur Sicherstellung eines CO<sub>2</sub>-armen Energiemixes geprüft, darunter Investitionen in erneuerbare Energiequellen, die Erzeugung von Gas, höhere Einfuhren, nachfrageseitige Steuerung und Kernenergie. Weitere Einzelheiten zu den in Betracht gezogenen Alternativen sind in den Erwägungsgründen 19 bis 21 des Einleitungsbeschlusses dargelegt.

<sup>(13)</sup> Die beiden bestehenden Blöcke am Standort Temelín mit den Druckwasserreaktoren VVER-1000/320 wurden 2002 und 2003 mit einer erwarteten Betriebsdauer von 60 Jahren in Betrieb genommen. Zusammen verfügen sie über eine installierte Kapazität von 2,18 GW.

<sup>(14)</sup> Die vier bestehenden Blöcke am Standort Dukovany mit den Druckwasserreaktoren VVER-440/213 wurden in der Zeit von 1985 bis 1987 mit einer anfänglichen erwarteten Betriebsdauer von 30 Jahren, die um 20 Jahre verlängert wurde, in Betrieb genommen. Zusammen verfügen sie über eine installierte Kapazität von 2,04 GW.

<sup>(15)</sup> Siehe Erwägungsgrund 8 und Fußnote 2.

<sup>(16)</sup> Mitteilung der Kommission „Unsere Zukunft sichern: Europas Klimaziel für 2040 und Weg zur Klimaneutralität bis 2050 für eine nachhaltige, gerechte und wohlhabende Gesellschaft“, 6. Februar 2024, COM(2024) 63 final.

<sup>(17)</sup> Mitteilung der Kommission, REPowerEU-Plan, 18. Mai 2022, COM(2022) 230 final.

- (26) Aufgrund der geografischen Besonderheiten und der Schwierigkeiten bei der Entwicklung groß angelegter Vorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien in Tschechien hat sich für die tschechischen Behörden die Kernenergie als bevorzugte Option herauskristallisiert<sup>(18)</sup>, deren Hauptvorteile sie in der langen Betriebsdauer, den geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen, dem hohen Auslastungsfaktor der Kapazität, der hohen Brennstoffkonzentration und dem stabilen, zuverlässigen und vorhersehbaren Betrieb sehen. Die beiden Kernkraftwerke in Dukovany und Temelín sind gut mit Industrie-, Forschungs- und Innovationsstandorten vernetzt. Die Entwicklung der Kernenergie wurde daher zum strategischen Ziel erklärt, das zu den anderen Zielen Tschechiens im Hinblick auf die Energieversorgungssicherheit und Nachhaltigkeit (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, Stilllegung von Braunkohlekraftwerken usw.) hinzukommt.

#### 2.4. Alternative Optionen für Mechanismen zur Finanzierung der Kernenergie

- (27) Am 1. Oktober 2021 verabschiedete Tschechien das Gesetz über Maßnahmen für den Übergang Tschechiens zu einem CO<sub>2</sub>-armen Energiesektor<sup>(19)</sup> (im Folgenden „CO<sub>2</sub>-Gesetz“). Im CO<sub>2</sub>-Gesetz wird der Rahmen für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 100 Megawatt (im Folgenden „MW“) in Tschechien nach 2030 festgelegt, zu denen auch das Projekt gehört.<sup>(20)</sup>
- (28) Weitere Einzelheiten zu den in Betracht gezogenen Alternativen sind in den Erwägungsgründen 24 bis 31 des Einleitungsbeschlusses dargelegt.

### 3. AUSFÜHRLICHE BESCHREIBUNG DER MAßNAHMEN

#### 3.1. Nach dem Einleitungsbeschluss von Tschechien vorgenommene Änderungen der Maßnahmen

- (29) Als Reaktion auf die Zweifel, die die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss (siehe Abschnitt 3.13) geäußert hatte, änderte Tschechien bestimmte Elemente der ursprünglich geplanten Maßnahmen.
- (30) Diese Änderungen betreffen insbesondere:
- Die Laufzeit des Strombezugsvertrags (im Folgenden „BV“), die von 60 Jahren auf 40 Jahre verkürzt wurde (siehe Erwägungsgründe 83 bis 85);
  - Die Formel für die Berechnung der Vergütung des Begünstigten im Bezugsvertrag, die geändert wurde, um weitere finanzielle Anreize für ein effizientes Vorgehen bei der Betriebs- und Instandhaltungsplanung zu schaffen (siehe Erwägungsgründe 83 bis 106);
  - Die Begründung für die angestrebte Höhe der Eigenkapitalrendite (im Folgenden „EKR“), bei der Tschechien die Risikoprämie für Atomrisiken/Risikoprämie für einzelne Großrisiken (im Folgenden „PEGR“) nicht berücksichtigt hat (siehe Erwägungsgründe 120 bis 140);
  - Den Gewinnbeteiligungsmechanismus, bei dem ein etwas höherer Beteiligungsfaktor nach dem Ende des Bezugsvertrags eingeführt wurde, um den erhöhten Risiken, insbesondere aufgrund der kürzeren Laufzeit des Bezugsvertrags, Rechnung zu tragen (siehe Erwägungsgründe 161 bis 169);
  - Die Einführung von Bedingungen für den Handel mit Strom, der während der gesamten Betriebsdauer des KKW erzeugt wird (siehe Erwägungsgründe 112 bis 118);
  - Aktualisierte Schätzungen der Bau- und Betriebskosten des KKW, um den Marktentwicklungen Rechnung zu tragen (siehe Abschnitt 3.6.6).

<sup>(18)</sup> Die tschechischen Behörden legen dar, wie wichtig erneuerbare Energiequellen für die Dekarbonisierungsbemühungen Tschechiens seien, räumen jedoch auch deren Grenzen bei der Entwicklung großer Erzeugungskapazitäten in Tschechien ein (siehe Erwägungsgrund 9). Darüber hinaus habe Tschechien andere Alternativen (z. B. Einfuhren zur Behebung der Erzeugungslücke oder die Erzeugung durch Erdgas) in Betracht gezogen, die im Einleitungsbeschluss dargelegt wurden (siehe Erwägungsgründe 19 und 21). Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen kam Tschechien zu dem Schluss, dass eine Kombination aus Kernenergie und erneuerbaren Ressourcen geringere Systemkosten verursache und somit einen kosteneffizienten Weg zur Dekarbonisierung darstelle.

<sup>(19)</sup> Die tschechischen Behörden weisen darauf hin, dass dem CO<sub>2</sub>-Gesetz in den Jahren 2020 und 2021 ein umfassender Konsultationsprozess vorausgegangen sei, der auf breite Unterstützung seitens der Öffentlichkeit (langfristig 63-65 %) sowie auf breite politische Unterstützung gestoßen sei.

<sup>(20)</sup> Der vorliegende Beschluss bezieht sich nicht auf mögliche staatliche Beihilfen für andere Vorhaben im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Gesetzes: er betrifft ausschließlich die Unterstützung für dieses Projekt.

- (31) Die vorstehenden Änderungen werden im weiteren Abschnitt 3 dieses Beschlusses ausführlich dargelegt.

### 3.2. Begünstigte

#### 3.2.1. ČEZ und EDU II

- (32) ČEZ ist der einzige Betreiber von Kernkraftwerken in Tschechien. Es handelt sich um ein an den Börsen von Prag und Warschau notiertes Unternehmen und die Muttergesellschaft der ČEZ-Gruppe, die in mehreren europäischen Ländern vertreten ist (insbesondere in Tschechien, Deutschland, Polen, der Slowakei, Frankreich, Italien, den Niederlanden und Österreich). Die ČEZ-Gruppe ist in erster Linie in den Bereichen Stromerzeugung, Stromhandel, Stromverteilung und Verkauf von Strom und Wärme tätig. Die ČEZ-Gruppe ist in geringerem Umfang auch in den Bereichen Rohstoffhandel, Gasverteilung und -versorgung, Bergbau und Energiedienstleistungen tätig <sup>(21)</sup>. Mehrheitsaktionär von ČEZ ist Tschechien mit 69,78 %, und die Aktionärsrechte werden vom Finanzministerium ausgeübt.
- (33) Das unmittelbar begünstigte Unternehmen der Maßnahme ist Elektrárna Dukovany II a. s. (im Folgenden „EDU II“), eine hundertprozentige Tochtergesellschaft von ČEZ, die für den Bau und den Betrieb des neuen Kernkraftwerks am Standort Dukovany gegründet wurde. EDU II wird das begünstigte Unternehmen des mit der Zweckgesellschaft (im Folgenden „ZG“) <sup>(22)</sup> geschlossenen Bezugsvertrags und der rückzahlbaren Finanzhilfe (im Folgenden „RFH“) <sup>(23)</sup> sein. EDU II und ČEZ kommt außerdem der Investitionsschutz im Rahmen des Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben zugute.
- (34) Tschechien legte dar, dass das Projekt von zwei Ausschüssen (dem Lenkungsausschuss für strategische Projekte und dem Projektlenkungsausschuss) sowie einem Führungsteam mit Erfahrung im Bereich Kernkraftwerke und herkömmliche Kraftwerke überwacht werde.
- Der Lenkungsausschuss für strategische Projekte <sup>(24)</sup> (einschließlich der Vertretung von ČEZ) ist das höchste Projektgremium innerhalb der ČEZ-Gruppe. Den Vorsitz hat der Vorstandsvorsitzende (CEO) von ČEZ inne; weiterhin sind Mitglieder des Vorstands von ČEZ und andere wichtige Führungskräfte von ČEZ und EDU II wie der Vorstandsvorsitzende von EDU II und der Projektleiter in diesem Gremium vertreten.
  - Der Projektlenkungsausschuss ist für das gemeinsam von ČEZ und EDU II durchgeführte Projektmanagement verantwortlich. Den Vorsitz hat der Vorstandsvorsitzende von EDU II inne. Der Ausschuss setzt sich aus Mitgliedern von ČEZ und EDU II zusammen, die für einzelne Teile des Projekts zuständig sind. Die Mitglieder des Vorstands von ČEZ sind berechtigt, regelmäßig an den Sitzungen dieses Ausschusses teilzunehmen.
- (35) Während ČEZ der Projektträger ist, der für die strategische Kontrolle und Überwachung des Projekts zuständig ist, handelt es sich bei EDU II um ein separates Unternehmen, das alle Managementfunktionen unter der wirksamen Kontrolle und Aufsicht von ČEZ wahrnimmt. Die tschechischen Behörden weisen darauf hin, dass ČEZ und EDU II aus folgenden Gründen unabhängig voneinander geführt werden.

<sup>(21)</sup> ČEZ Group, 2022 Annual Financial Report, S. 2, abrufbar unter: <https://www.cez.cz/en/investors/financial-reports/annual-reports>.

<sup>(22)</sup> Erläuterungen sind Erwägungsgrund 40 zu entnehmen.

<sup>(23)</sup> Einzelheiten sind den Erwägungsgründen 170 bis 180 zu entnehmen.

<sup>(24)</sup> Die Hauptaufgaben des Lenkungsausschusses für strategische Projekte bestehen darin, den Projektplan und seine regelmäßigen Aktualisierungen sowie die Kriterien für die Fortsetzung und die Ausführung des Projekts zu genehmigen; die Mitglieder des Projektlenkungsausschusses zu ernennen und Richtlinien für die Umsetzung durch den Projektlenkungsausschuss auszuarbeiten; über alle vom Projektlenkungsausschuss weitergeleiteten Angelegenheiten zu entscheiden; den Übergang des Projekts von einer Phase zur nächsten zu genehmigen und die Abnahmekriterien für die Fertigstellung des Projekts festzulegen; die Sicherheitsbedingungen des Projekts zu bewerten; erhebliche Sicherheitsrisiken und erhebliche Sicherheitsvorfälle im Zusammenhang mit dem Projekt zu bewerten und in der Folge Maßnahmen zu deren Minderung und/oder Behebung zu ergreifen; die abschließende Bewertung des Projekts nach Ausstellung der endgültigen Abnahmebescheinigung am Ende der Gewährleistungsfrist zu genehmigen.

- (36) Erstens führt Tschechien an, dass es eine klare rechtliche und finanzielle Trennung zwischen EDU II und ČEZ geben werde. Die Leitungsstruktur<sup>(25)</sup> werde die Unabhängigkeit von EDU II von ČEZ sicherstellen und verhindern, dass ČEZ versucht sein könnte, sich unangemessen in den täglichen Betrieb von EDU II einzumischen.
- (37) Zweitens zielen die Bedingungen des Bezugsvertrags darauf ab, das Interesse des Staates im Hinblick auf die Sicherung der Versorgung zu wahren und Sanktionsmechanismen zu gewährleisten, sollte EDU II vertragliche Verpflichtungen verletzen. Der Staat könnte durch seine Beteiligung an ČEZ<sup>(26)</sup> in jedem Fall auch sicherstellen, dass der Vollbetrieb des Kraftwerks durch EDU II nicht behindert wird.
- (38) Drittens führt Tschechien an, dass es einen starken wirtschaftlichen Anreiz für EDU II gebe, auf dem Strommarkt leistungsorientiert zu agieren, was durch die Vergütungsformel im Bezugsvertrag sichergestellt werde. Maßnahmen, die darauf abzielen, die Einnahmen von EDU II zu verringern, würden dem wirtschaftlichen Interesse des Unternehmens zuwiderlaufen.
- (39) Viertens legt Tschechien dar, dass das Projekt für das Erzeugungsportfolio und die finanziellen Ergebnisse der ČEZ-Gruppe von entscheidender Bedeutung sei, insbesondere nach dem Kohleausstieg und der Stilllegung von Dukovany I (mit der derzeit in der Zeit von 2045 bis 2047 gerechnet wird, siehe Erwägungsgrund 19). Nach dem von ČEZ ausgearbeiteten Geschäftsplan (siehe Erwägungsgrund 76) schätzt die ČEZ-Gruppe das durchschnittliche jährliche EBITDA von EDU II während der Laufzeit des Projekts auf rund [200 bis 500] Mio. EUR in realen Werten von 2020, was bei sonst gleichen Bedingungen und vollständiger Konsolidierung einem Anstieg um etwa [10 bis 20] % gegenüber dem aktuellen EBITDA der Gruppe entspreche. Da das Projekt vor allem im Vergleich zum bestehenden Erzeugungsportfolio und zur Bilanz von ČEZ von erheblicher Größenordnung sei, werde es wesentliche Auswirkungen auf die ČEZ-Gruppe insgesamt haben.

### 3.2.2. Zweckgesellschaft

- (40) Als Bezugsvertrag (siehe Abschnitt 3.6) für die Abnahme des vom KKW erzeugten Stroms ist ein Vertrag zwischen dem Staat und EDU II, dem Hauptbegünstigten des Projekts, vorgesehen. In dem zwischen dem Staat und EDU II unterzeichneten Termsheet des Bezugsvertrags ist festgelegt, dass der Staat berechtigt ist, bestimmte Rechte und Pflichten, die sich aus dem Bezugsvertrag (oder einem bestimmten Teil davon) ergeben, an eine zu 100 % staatseigene juristische Person abzutreten bzw. zu übertragen, die über eine Zulassung für den Handel mit Strom nach dem Energiegesetz verfügt (im Folgenden „Zweckgesellschaft“), die nach der Abtretung/Übertragung Vertragspartei dieser Vereinbarung wird.
- (41) Liegen die Strompreise über dem Ausübungspreis des Bezugsvertrags (wie in den Erwägungsgründen 94 bis 106 erläutert), benötigt die Zweckgesellschaft keine zusätzlichen Mittel vom Staat. Liegt der Ausübungspreis des Bezugsvertrags jedoch über den Marktpreisen für Strom, muss der Staat die Preisdifferenz aus staatlichen Mitteln, insbesondere aus dem Staatshaushalt und/oder durch Verbrauchsabgaben, im Einklang mit der Vergütungsformel des Bezugsvertrags (siehe Erwägungsgründe 88 bis 93) finanzieren. Nach Artikel 8 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes hat der Staat die Möglichkeit, einen oder beide Finanzierungsmechanismen zu nutzen. Die tschechischen Behörden teilten mit, dass es sich wahrscheinlich um eine Kombination aus dem Staatshaushalt und spezifischen Abgaben handeln würde.
- (42) In Artikel 8 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes sind die Vorschriften festgelegt, nach denen die Zweckgesellschaft eine Gebühr erheben kann, die die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber von den Stromverbrauchern einziehen und an die Zweckgesellschaft zurückzahlen kann. Die nationale Energieregulierungsbehörde (im Folgenden „Energieregulierungsbehörde“) würde die Methode und den Zeitpunkt der Abrechnung und Auszahlung der Abgabe zur Deckung der entsprechenden Kosten festlegen. Sollte eine Abgabe erhoben werden und die Erlöse aus der Abgabe nicht

<sup>(25)</sup> Die Leitungsstruktur von ČEZ und EDU II kann auf den folgenden Websites eingesehen werden: <https://www.cez.cz/en/cez-group/cez/governing-bodies-of-cez> und <https://www.cez.cz/cs/o-cez/skupina-cez/vyznamne-spolecnosti-skupiny-cez/elektrarna-dukovany-ii/informace-o-spolecnosti>. Die tschechischen Behörden legten dar, dass es sich bei EDU II um eine eigenständige Geschäftseinheit handle, die von ihrem Vorstand unabhängig verwaltet und vom Aufsichtsrat beaufsichtigt werde. Der Vorstand von EDU II sei insbesondere verpflichtet, mit der Sorgfalt eines ordentlichen Geschäftsführers und im Interesse des Unternehmens zu handeln. Zu den weiteren Mechanismen für die Gewährleistung der Unabhängigkeit von EDU II gehörten die klar definierten Rechte und Pflichten, die in den zwischen ČEZ und EDU II geschlossenen Vertragsbedingungen festgelegt sind, sowie das Verbot der Übertragung von Anteilen von EDU II und das Verbot der Übertragung von Eigentum von EDU II an die ČEZ-Gruppe.

<sup>(26)</sup> Die Aktionärsstruktur von ČEZ kann auf folgender Website eingesehen werden: <https://www.cez.cz/en/investors/shares/structure-of-shareholders>.

ausreichen, um die Kosten der Zweckgesellschaft zu decken, bestätigten die tschechischen Behörden ferner, dass die restlichen Kosten aus dem Staatshaushalt gedeckt würden. Sollten andererseits durch eine etwaige Abgabe Einnahmen erzielt werden, die höher sind als die Kosten, würde dieser Überschuss dem Staatshaushalt zufließen. Die tschechischen Behörden gaben an, dass alle Kosten der Zweckgesellschaft im Rahmen der Maßnahme ausgeglichen würden, soweit sie ausschließlich zu Marktbedingungen anfallen <sup>(27)</sup>. Darüber hinaus werde durch die Rechtsvorschriften über die Vergabe öffentlicher Aufträge auch sichergestellt, dass die Zweckgesellschaft zu Marktbedingungen handelt.

- (43) Durch Maßnahme 1 werden die Cashflows wirksam durch die Zweckgesellschaft gelenkt (siehe Abschnitt 3.6). Die Zweckgesellschaft wird daher die Verluste übernehmen und die Einnahmen aus dem Verkauf des von EDU II erzeugten Stroms auf dem Markt erhalten. Unter günstigen Marktbedingungen wird die Zweckgesellschaft somit die Gewinne aus dem Stromverkauf einbehalten. Die tschechischen Behörden erläuterten, dass diese Einnahmen letzten Endes in den Staatshaushalt eingehen würden (oder zur Finanzierung von Investitionen in erneuerbare Energien und zur Senkung der jeweiligen Abgabe verwendet würden), da die Zweckgesellschaft hundertprozentig im Eigentum und unter der Kontrolle Tschechiens stehen wird. Die tschechischen Behörden wiesen darauf hin, dass im Rahmen der Maßnahme keine direkte Verteilung der Einnahmen an die Stromkunden vorgesehen sei.
- (44) Die Zweckgesellschaft wird über eine Zulassung für den Stromhandel nach dem tschechischen Energiegesetz verfügen, die es ihr ermöglicht, die von EDU II erzeugte Leistung auf den Stromgroßhandelsmärkten abzusetzen. Dabei ist vorgesehen, dass sie gegenüber dem tschechischen Marktbetreiber OTE in erster Linie eine Bilanzkreisverantwortliche (im Folgenden „BKV“) ist.
- (45) Die tschechischen Behörden gaben an, dass das Ziel dieser Struktur darin bestehe, das Risiko potenzieller Marktverzerrungen aufgrund der Konzentration von Marktmacht innerhalb der ČEZ-Gruppe zu verringern.
- (46) Die tschechischen Behörden sehen vor, dass die Zweckgesellschaft eine eigene Handelsabteilung einrichtet und eigene Handelsgeschäfte durchführt. Sie wiesen jedoch darauf hin, dass die Zweckgesellschaft eine wettbewerbsorientierte, transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibung für alle geeigneten Parteien durchführen könne, um die ausgewählten Funktionen auszulagern, wenn sie dies angesichts des gewählten Handelsansatzes für angemessener und kostengünstiger halte. Dazu könnte die künftige Tätigkeit als Bilanzkreisverantwortliche oder die Handelsfunktion gehören, sofern es auf dem relevanten Markt eine ausreichende Zahl qualifizierter potenzieller Gegenparteien gibt. Der Stromhandel der Zweckgesellschaft könne jedoch unter keinen Umständen an die ČEZ-Gruppe oder an Unternehmen, die Teil der ČEZ-Gruppe sind, ausgelagert werden.
- (47) Die Zweckgesellschaft werde den Strom daher entweder über ihre eigene Handelsabteilung auf dem Großhandelsmarkt verkaufen oder ihre Tätigkeit durch einen Vertrag mit einem Dritten auslagern, der sich dann verpflichten werde, den Strom in ihrem Namen auf dem Markt zu verkaufen. Die Zweckgesellschaft könne neben dem Verkauf auf den Day-Ahead- und Intraday-(Spot-)Märkten auch bilaterale Verträge über den Verkauf von Strom oder Absicherungsverträge mit einzelnen Kunden schließen.
- (48) Tschechien legte dar, dass die Zweckgesellschaft frühestens 2030, spätestens jedoch zwölf Monate vor der Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks gegründet werden solle, um unnötige Kosten zu vermeiden, die sich aus den Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Markt und dem Regelungsumfeld nach 2030 ergeben könnten. Tschechien zufolge werde die Zweckgesellschaft im Einklang mit dem geltenden nationalen Recht und dem Recht der Europäischen Union gegründet, d. h., dass insbesondere die Grundsätze der Unabhängigkeit, Kompetenz und Transparenz gewahrt werden. Laut CO<sub>2</sub>-Gesetz soll es sich bei der Zweckgesellschaft um eine zu 100 % in staatlichem Eigentum stehende Gesellschaft handeln, die über eine Zulassung für den Stromhandel verfügt <sup>(28)</sup>.
- (49) Die Zweckgesellschaft werde nicht Teil eines vertikal integrierten Konzerns sein, der von ČEZ kontrolliert wird. Die Unternehmensstruktur der Zweckgesellschaft orientiere sich am Gesetz Nr. 90/2012 Slg. über Handelsgesellschaften und Genossenschaften (Gesellschaftsgesetz) und umfasse Vorschriften über die Sorgfaltspflicht der Mitglieder der Organe der Zweckgesellschaft. Der Aufsichtsrat der Zweckgesellschaft werde eingerichtet, um die Grundsätze der Kompetenz und Transparenz zu gewährleisten. Darüber hinaus werde ein unabhängiger Prüfungsausschuss eingesetzt, der alle Rechnungsführungs- und Rechnungsprüfungstätigkeiten der Zweckgesellschaft überwacht.

<sup>(27)</sup> Die tschechischen Behörden legten dar, dass die Marktbedingungen für die Betriebskosten der Zweckgesellschaft durch einen Vergleich mit den Referenzkosten anderer, auf demselben Markt tätiger Händler sichergestellt würden. Diese Kosten würden regelmäßig überwacht und geprüft werden. Die Betriebskosten der Zweckgesellschaft würden durch Markteinnahmen über dem Ausübungspreis gedeckt, sofern vorhanden. Andernfalls würden sie vom Staat übernommen.

<sup>(28)</sup> Paragraph 6 Absatz 1 CO<sub>2</sub>-Gesetz lautet: Das Ministerium ermächtigt eine zu 100 % in staatlichem Eigentum stehende juristische Person, die über eine Zulassung für den Handel mit Strom nach dem Energiegesetz verfügt (im Folgenden „zugelassene Einrichtung“), die sich aus dem Abnahmevertrag ergebenden Verpflichtungen und die damit verbundenen Verpflichtungen aus diesem Gesetz zu erfüllen.

### 3.2.3. Auswahl des Begünstigten

- (50) Die tschechischen Behörden erläuterten, dass das derzeitige Projektmodell und ČEZ als Projektträger nach einer eingehenden Bewertung durch die Regierung ausgewählt worden seien, der jedoch keine Ausschreibung, kein Auswahlverfahren oder keine öffentliche Aufforderung zur Interessenbekundung vorausgegangen sei.
- (51) Im Juni 2017 erstellte und erörterte der Ständige Ausschuss für Kernenergie einen Bericht<sup>(29)</sup>, in dem die durchgeführte Analyse und die Bewertung verschiedener für das Projekt in Betracht gezogener Investorenmodelle (einschließlich Konsortien privater Unternehmen) und Finanzierungsmodelle zusammengefasst wurden. In dem Bericht werden drei Optionen dargelegt. Die erste Option war ein Konsortium privater Investoren mit drei Unteroptionen: i) ein Investorenkonsortium, in dem die Beteiligung des tschechischen Staates oder der ČEZ-Gruppe vollständig ausgeschlossen wird; ii) ein Investorenkonsortium mit einer Minderheitsbeteiligung der ČEZ-Gruppe und iii) ein Investorenkonsortium mit einer Minderheitsbeteiligung des Staates. Diese erste Option wurde nicht gewählt, da der Staat dabei nur wenig Kontrolle über die Fertigstellung des Projekts ausüben könne. Die zweite Option bestand darin, das Projekt vollständig durch ein separates, im Eigentum des Staates stehendes Unternehmen durchzuführen, das mit dem Bau und dem Betrieb eines neuen Kernkraftwerks betraut werden sollte. Diese Option wurde zwar als ausreichend sicher angesehen, wegen der erheblichen Auswirkungen auf den Haushalt und des Mangels an ausreichendem Fachwissen jedoch abgelehnt.
- (52) Die dritte Option, bei der ČEZ der Projektträger<sup>(30)</sup> war, wurde von den tschechischen Behörden als optimal angesehen, da damit die erforderliche staatliche Kontrolle (insbesondere durch die Zweckgesellschaft) gewährleistet sei und die Erfahrungen von ČEZ mit dem Bau und dem Betrieb von Kernkraftwerken zum Tragen käme. Den tschechischen Behörden zufolge sei ČEZ das am besten geeignete Unternehmen, um als Projektträger und Investor für das Projekt zu fungieren. Dazu trage unter anderem die Mehrheitsbeteiligung bei, die Tschechien, vertreten durch das Finanzministerium, an dem Unternehmen hält. Für die tschechische Regierung sei dies mit Blick auf die nationale Sicherheit und die Verfügbarkeit von Mitteln für das erforderliche Eigenkapital ein beruhigender Aspekt. Diese Option wurde im Anschluss an den Regierungsbeschluss Nr. 485 vom 8. Juli 2019 genehmigt.
- (53) Die tschechischen Behörden wiesen darauf hin, dass ČEZ als zuverlässiger und leistungsfähiger Entwickler und Betreiber von Kernkraftwerken in Tschechien über umfangreiche Erfahrungen auf dem Markt verfüge und den Rechts- und Regulierungsrahmen, einschließlich der Zulassungsverfahren, gut kenne. Als eines der zehn größten Energieunternehmen in Europa verfüge die ČEZ-Gruppe auch über Erfahrungen in der Kernforschung, der Planung, dem Bau und der Instandhaltung von Energieanlagen sowie der Verarbeitung von Energienebenzeugnissen. Die tschechischen Behörden legten dar, dass ČEZ somit hoch qualifiziertes Personal habe, das nicht nur über Erfahrungen im Bereich der Kernenergie, sondern auch der Vergabe öffentlicher Aufträge und Verhandlungen verfüge, was für die Projektdurchführung von Vorteil sein dürfte.
- (54) Laut den tschechischen Behörden gebe es noch weitere wichtige Aspekte des Projekts, die die Frage betreffen, ob geeignete Standorte für den Bau eines Kernkraftwerks zur Verfügung stehen und ob ein solcher Bau wirtschaftlich sinnvoll ist. Mit Blick auf die Stabilität des Untergrunds, die Verfügbarkeit von Wasser und die Möglichkeit der Übertragung des erzeugten Stroms verfüge Tschechien nur in begrenztem Umfang über geeignete geologische, geografische und technische Bedingungen für den Bau eines neuen Kernkraftwerks. Die tschechischen Behörden waren der Auffassung, dass die besten Bedingungen in Dukovany gegeben seien, wie der mehr als 30-jährige Betrieb der bestehenden Blöcke belege.
- (55) Die tschechischen Behörden stellten die bisherigen Vorbereitungsmaßnahmen von ČEZ im Einzelnen vor. Konkret habe ČEZ im Rahmen eines im April 2008 eingeleiteten und 2021 abgeschlossenen Verfahrens das Eigentum an dem für das KKW vorgeschlagenen Standort erworben. Darüber hinaus habe ČEZ Durchführbarkeitsstudien durchgeführt, um den Zeitplan für die Entwicklung des Projekts zu beschleunigen und die damit verbundenen Kosten zu senken. Diese Maßnahmen seien ergriffen worden, um die prognostizierte Kapazitätslücke zu schließen.

<sup>(29)</sup> Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modelů financování pro zajištění návratnosti investic (Ständiger Ausschuss für Kernenergie, Analyse eines geeigneten Investorenmodells für den Bau eines neuen Kernkraftwerks und Vorschlag möglicher Finanzierungsmodelle zur Sicherstellung einer Kapitalrendite, Juni 2017).

<sup>(30)</sup> Dieses Modell wurde 2018 in einem ergänzenden Bericht weiter geprüft: Analýza vybraných investorských modelů výstavby nových jaderných zdrojů a způsobu jejich financování. In diesem Bericht wurden die erwarteten Stromstückkosten für verschiedene Eigentumsvarianten, eine detaillierte SWOT-Analyse jeder Variante sowie die Frage berücksichtigt, wie jede Variante die Ziele der staatlichen Energiepolitik und des nationalen Aktionsplans für Kernenergie am besten erfüllt; die steuerlichen Auswirkungen jedes Modells wurden ebenfalls untersucht. Der Bericht enthielt auch eine Risikobewertung.

und die Versorgungssicherheit des Netzes zu gewährleisten. Tschechien wies ferner darauf hin, dass alternative Vorhaben mit längeren Entwicklungszeiträumen die unmittelbaren Versorgungsprobleme nicht angemessen lösen würden. Die tschechischen Behörden führten aus, dass sich der Zeitplan des Projekts um bis zu 14 Jahre verzögern würde, wenn ein anderer Projektträger einen geeigneten Standort für ein KKW in Tschechien suchen würde, und dass dies mit höheren Risiken und Kosten verbunden wäre. Die tschechischen Behörden legten schließlich dar, dass im Falle eines anderen Projektträgers voraussichtlich Mehrkosten in Höhe von etwa [200 bis 700] Mio. EUR anfallen würden, die den Wert des Standorts für das KKW, Genehmigungen, Erschließungsarbeiten und Synergien mit der bestehenden KKW-Infrastruktur beinhalten würden.

- (56) ČEZ und EDU II verfügten bereits über eine Reihe von wichtigen Zulassungen und Genehmigungen für die Durchführung des Projekts, so zum Beispiel über eine Umweltverträglichkeitsprüfung und Standortgenehmigung nach dem Atomgesetz sowie über eine staatliche Genehmigung für ein neues Kernkraftwerk. Auch das nach den nationalen Vorschriften erforderliche Verfahren für die Erteilung einer Baubewilligung und Planungsgenehmigung würden voranschreiten.
- (57) Die tschechischen Behörden brachten vor, dass die Wirtschaft des Landes im Bereich der Energieversorgung in hohem Maße Bedrohungen von außen ausgesetzt sei. Die Tatsache, dass sich die Mehrheit der ČEZ-Aktien in öffentlichem Besitz befinde, sei vor allem im Hinblick auf die Wahrung der nationalen Sicherheitsinteressen Tschechiens ein wichtiger Aspekt bei der Auswahl gewesen.
- (58) Das Projekt sei ein zentraler Bestandteil der mittel- bis langfristigen Geschäftsstrategie von ČEZ, mit dem die Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Kernenergie im Portfolio der ČEZ-Gruppe ausgebaut werden, um die künftige Stilllegung einiger bestehender Erzeugungskapazitäten zu kompensieren.
- (59) Schließlich machte Tschechien geltend, dass es für das Projekt keine andere tragfähige Alternative als ČEZ gebe, ohne dass dies Auswirkungen auf künftige ähnliche Projekte haben werde.

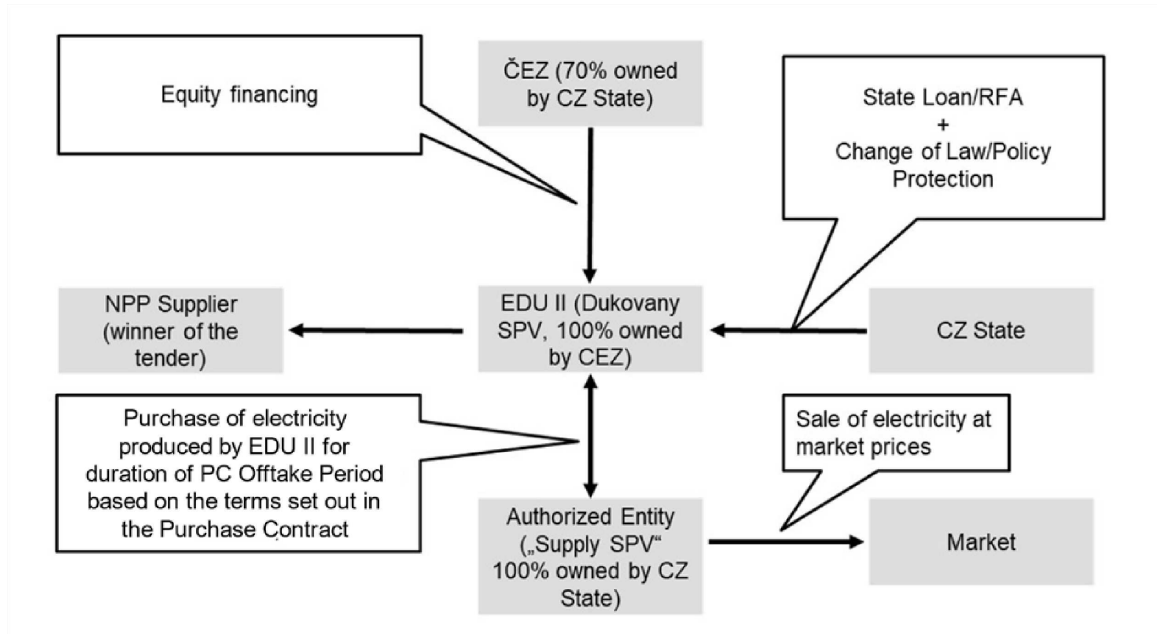
### 3.3. Allgemeine Beschreibung des Projekts

- (60) Das Projekt umfasst den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks am Standort Dukovany, Tschechien, mit einer Kapazität von bis zu 1 200 MW.
- (61) Das CO<sub>2</sub>-Gesetz, das einen umfassenden Rahmen für die Förderung von Investitionen im Bereich der Kernenergie schafft, falle nicht in den Anwendungsbereich dieses Beschlusses, da es sich bei dem CO<sub>2</sub>-Gesetz um ein allgemein anwendbares Gesetz handelt, das sich von den speziell für das Projekt konzipierten und vorgesehenen staatlichen Unterstützungsmaßnahmen unterscheide.
- (62) Die staatliche Unterstützung besteht aus einem Paket von drei Maßnahmen:
- (63) Maßnahme 1: Ein Strombezugsvertrag (im Folgenden „BV“ oder „Abnahmevertrag“) zwischen dem hauptbegünstigten Unternehmen — EDU II, einer hundertprozentigen Tochtergesellschaft von ČEZ — und dem Staat, vertreten durch das Ministerium für Industrie und Handel (im Folgenden „Ministerium“). Der Strom wird an ein Unternehmen verkauft, das als Zweckgesellschaft fungiert und zu einem späteren Zeitpunkt gegründet wird, sich im Eigentum des Staates befindet und von diesem direkt verwaltet wird (siehe Abschnitt 3.6);
- (64) Maßnahme 2: Ein staatliches Darlehen (rückzahlbare Finanzhilfe, im Folgenden „RFH“) zu einem vergünstigten Zinssatz, das grundsätzlich 100 % der Baukosten deckt (siehe Abschnitt 3.7);
- (65) Maßnahme 3: Ein Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben für ČEZ als Investor (gelegentlich auch als „Investor“ bezeichnet), siehe Abschnitt 3.8).

(66) Die Begünstigten (siehe Abschnitt 3.2) und die Projektstruktur sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

Abbildung 1

**Struktur des Dukovany-Projekts**



Quelle: Tschechische Behörden.

(67) Das Projekt ist in fünf Phasen unterteilt:

- Phase 1: Vorbereitung und Auswahl der Lieferanten [2020-2025]
- Phase 2: Vorarbeiten [2025-2029]
- Phase 3: Bau und Inbetriebnahme [2030-2036]
- Phase 4: Gewährleistungsfrist [2036-2038]
- Phase 5a: Betrieb [2038-2096]
- Phase 5b: Stilllegung [2096-2116]

(68) Das neu gebaute Kernkraftwerk soll im Jahr 2036 den Probetrieb und 2038 den kommerziellen Betrieb aufnehmen. Nach einer Betriebsdauer von 60 Jahren soll die Anlage im Jahr 2096 stillgelegt werden.

(69) Die tschechischen Behörden legten dar, dass ein erster Durchführungsvertrag zwischen Tschechien, ČEZ und EDU II die erste Phase des Projekts regelt, d. h. bis zur Auswahl des Auftragnehmers für die Planung, die Beschaffung und den Bau (im Folgenden „EPC“ (engineering, procurement and construction)). Mit diesem Vertrag werden unter anderem die grundlegenden Sicherheitsinteressen Tschechiens während der Durchführung des Projekts gewahrt und der Zugang Tschechiens zu Informationen über das Projekt sowie die Umsetzung der Sicherheitsanforderungen für die Auswahlverfahren sichergestellt. Diese Phase soll 2025 abgeschlossen sein. Für die Phasen 2 und 3 des Projekts (d. h. Vorarbeiten, Bau und Inbetriebnahme) ist im ersten Durchführungsvertrag vorgesehen, dass am oder vor dem 31. Dezember 2024 der zweite Durchführungsvertrag oder der Bezugsvertrag unterzeichnet wird, der den ersten Durchführungsvertrag ersetzt. Das Vertragswerk umfasse im Anschluss daran den Projektvertrag, eine Investorenvereinbarung und einen Beschluss des Staates zur Gewährung der RFH.

- (70) Tschechien teilt mit, dass der Staat aufgrund der wesentlichen nationalen Sicherheitsinteressen des Projekts Bedingungen in den vertraglichen Rahmen aufnehmen musste, die sicherstellen, dass er ausreichende Kontrolle über das Projekt hat. Diese Bedingungen seien im ersten Durchführungsvertrag festgelegt, unter anderem in Bezug auf den Austausch vertraulicher Informationen und Fragen der Staatssicherheit. In diesem Vertrag vertreten die Parteien die Auffassung, dass nationale Sicherheitsinteressen einen triftigen Grund darstellten, um bei der Auswahl einer Vertragspartei zum Bau des Kraftwerks von den nationalen Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge auf der Grundlage von Paragraph 29 Buchstabe a des Gesetzes Nr. 134/2016 über die Vergabe öffentlicher Aufträge<sup>(31)</sup> abzuweichen.
- (71) ČEZ und EDU II tauschten sich mit dem nationalen Amt für Wettbewerbsschutz über die Durchführung einer Ausschreibung außerhalb des Gesetzes über die Vergabe öffentlicher Aufträge aus und erhielten am 15. Juni 2020 eine befürwortende Stellungnahme, wonach sie die Ausschreibung einleiteten<sup>(32)</sup>.
- (72) Der EPC-Anbieter ist für die Planung, den Bau und die Inbetriebnahme des Projekts verantwortlich. Nach der Entscheidung des Staates, Bewerber aus Staaten auszuschließen, die nicht Vertragspartei des Übereinkommens über das öffentliche Beschaffungswesen<sup>(33)</sup> waren, gab es zum Zeitpunkt der Einleitung des Vergabeverfahrens drei mögliche technologische Optionen:
- AP1000 Entwurf von Westinghouse Electric Company LLC (USA);
  - APR1000+ Entwurf von Korea Hydro & Nuclear Power (Südkorea) und
  - EPR 1200 Entwurf von EdF (Frankreich).
- (73) Im März 2022 leitete ČEZ über seine Tochtergesellschaft EDU II die Ausschreibung für die Auswahl des EPC-Auftragnehmers ein. Die ersten Angebote der drei zuvor ausgewählten Lieferanten gingen im November desselben Jahres ein. Nach zweimaliger Verlängerung der Frist für die Einreichung der endgültigen Angebote legten die drei zuvor ausgewählten potenziellen Anbieter am 31. Oktober 2023 aktualisierte Angebote vor. Tschechien legte dar, dass die jeweiligen Angebote gemäß den Bedingungen des Ausschreibungsverfahrens verbindliche Angebote für den Bau des 5. Blocks in Dukovany, der Gegenstand des Projekts ist und die Grundlage für diesen Beschluss bildet, sowie unverbindliche Angebote für drei weitere Blöcke enthalten mussten, von denen sich einer am Standort Dukovany und zwei am Standort Temelín befinden würden.
- (74) Am 31. Januar 2024 beschloss die tschechische Regierung<sup>(34)</sup>, den Umfang der EPC-Ausschreibung zu erweitern, indem sie EDU II beauftragte, verbindliche Angebote für bis zu vier Kernreaktoren (einschließlich des Projekts) einzuholen, um sich die Möglichkeit offenzuhalten, diese zusätzlichen Blöcke zu einem späteren Zeitpunkt zu errichten, wenn und falls der tschechische Staat dies beschließen würde. Tschechien gab an, dass zum Zeitpunkt der Annahme dieses Beschlusses weder der Investor/Betreiber noch das Finanzierungsmodell für diese zusätzlichen Blöcke feststanden hätten. Die tschechische Regierung beauftragte den Minister für Industrie und Handel und den Finanzminister, der Regierung bis zum 31. Dezember 2024 einen Vorschlag für die Finanzierung der drei zusätzlichen neuen Kernkraftblöcke an den Standorten Dukovany und Temelín vorzulegen. Eine etwaige staatliche Unterstützung für den Bau dieser drei zusätzlichen Blöcke fällt nicht in den Anwendungsbereich dieses Beschlusses.
- (75) Sollten für die drei zusätzlichen Kernkraftblöcke neben dem fünften Reaktor am Standort Dukovany staatliche Beihilfen für notwendig erachtet werden, verpflichten sich die tschechischen Behörden, diese Beihilfen entsprechend bei der Europäischen Kommission zur Genehmigung anzumelden und vor der Durchführung die Genehmigung der Kommission abzuwarten.

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

<sup>(32)</sup> Siehe Amt für Wettbewerbsschutz, Paragraph 29 Absatz 1 Buchstabe a des Gesetzes Nr. 134/2016 Slg. über die Vergabe öffentlicher Aufträge, 15. Juni 2020, abrufbar unter: <https://uohs.gov.cz/cs/legislativa/verejne-zakazky.html>. Am 23. Januar 2024 bestätigte das Amt für Wettbewerbsschutz, dass dies auch im Rahmen der Änderungen des Ausschreibungsverfahrens gilt, die eingeführt wurden, um verbindliche Angebote für vier Reaktoren einzuholen.

<sup>(33)</sup> Welthandelsorganisation, Übereinkommen über das öffentliche Beschaffungswesen in der am 30. März 2012 geänderten Fassung („GPA 2012“), [https://www.wto.org/english/tratop\\_e/gproc\\_e/gp\\_gpa\\_e.htm](https://www.wto.org/english/tratop_e/gproc_e/gp_gpa_e.htm).

<sup>(34)</sup> Siehe Regierungsbeschluss Nr. 74 vom 31. Januar 2024.

#### 3.4. Vorbereitungsarbeiten für das Projekt

- (76) Da neue Kapazitäten im Bereich der Kernenergie benötigt werden, genehmigte ČEZ 2010 einen ersten Geschäftsplan, um die Kapazität des Standorts Dukovany bis 2036 um bis zu 1 200 MW zu erhöhen. Im selben Jahr wurde eine Durchführbarkeitsstudie für den Ausbau der derzeitigen Kernenergiekapazitäten am Standort Dukovany abgeschlossen. Der Kommission wurde im Juni 2021 ein erster von ČEZ erstellter Geschäftsplan vorgelegt, dem am 25. Oktober 2023 eine aktualisierte Fassung folgte.
- (77) ČEZ begann bereits im April 2008 damit, das für das Projekt erforderliche Grundstück zu erwerben. Im Februar 2024 war EDU II Eigentümer des für das Projekt erforderlichen Grundstücks, und alle Bieter (der EPC-Ausschreibung) wurden in Kenntnis gesetzt, dass eine Fläche zur Verfügung steht.
- (78) Das Projekt musste einer Umweltverträglichkeitsprüfung (im Folgenden „UVP“) unterzogen werden, um die vorhersehbaren Auswirkungen auf die Umwelt und die öffentliche Gesundheit zu ermitteln, zu beschreiben und umfassend zu bewerten. Der Prozess begann Anfang 2016 und beinhaltete internationale Konsultationen und öffentliche Diskussionen im Jahr 2018. Auf die UVP folgte eine positive unabhängige Bewertung, und das Umweltministerium gab im August 2019 eine positive verbindliche Stellungnahme zur UVP des Projekts <sup>(35)</sup> ab. Dies ist ein notwendiger Schritt, um die Genehmigung des Projekts einzuleiten.
- (79) Im März 2020 begannen ČEZ und EDU II mit der Prüfung des Standorts für eine kerntechnische Anlage in Bezug auf nukleare Sicherheit, Strahlenschutz, technische Sicherheit, Strahlungssituation, Überwachung, Management außergewöhnlicher Strahlungsereignisse und Sicherheit während der Betriebsdauer einer kerntechnischen Anlage. EDU II erhielt im März 2021 eine Genehmigung für den Standort der kerntechnischen Anlage, bei der es sich um die erste Genehmigung handelt, die für einen neuen Kernkraftblock erforderlich ist. Tschechien teilt mit, dass alle wichtigen Genehmigungen und Bewilligungen, die für den fristgerechten Fortgang des Projekts erforderlich sind, erteilt worden seien.

#### 3.5. Technische Merkmale

- (80) Gegenstand des Projekts ist der Bau eines Druckwasserreaktors (im Folgenden „DWR“) der Generation III+. Ein Bereich zwischen 850 MW und 1 200 MW gilt als ausreichende Bandbreite für technische Lösungen, auf deren Grundlage der Technologieanbieter ausgewählt wird. Die tschechischen Behörden teilten mit, dass die Technologie- und Lieferpartner für das Projekt im Rahmen eines transparenten Ausschreibungsverfahrens ausgewählt würden.
- (81) Die tschechischen Behörden teilten ferner mit, dass das Projekt die technischen Bewertungskriterien nach Nummer 4.27 des nach der Taxonomie-Verordnung erlassenen delegierten Rechtsakts erfüllen werde <sup>(36)</sup>. Am 11. Januar 2023 nahm Tschechien den Regierungsbeschluss Nr. 24/2023 <sup>(37)</sup> an, mit dem sich Tschechien verpflichtet, die technischen Bewertungskriterien im Zusammenhang mit der Entsorgung radioaktiver Abfälle nach der Taxonomie-Verordnung zu erfüllen. In diesem Beschluss ist insbesondere die Einhaltung der Nummern 4.26, 4.27 und 4.28 des Anhangs I der Taxonomie-Verordnung vorgesehen, einschließlich der Anforderungen, über einen dokumentierten Plan mit detaillierten Schritten für die Inbetriebnahme eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle bis 2050 zu verfügen und ab 2025 einen unfalltoleranten Brennstoff einzusetzen. Nach diesem Beschluss muss der Minister für Industrie und Handel der tschechischen Regierung bis zum 31. Dezember 2024 einen Vorschlag für die Aktualisierung der nationalen Politik für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Kernbrennstoffe vorlegen, einschließlich der Frist für die Auswahl des Endlagers und der Ersatzlager für die künftige Endlagerstätte in tiefen geologischen Formationen.
- (82) Darüber hinaus legen die tschechischen Behörden dar, dass im Einklang mit der Taxonomie-Verordnung am Ende der geschätzten Nutzungsdauer des Kernkraftwerks Ressourcen zur Verfügung stehen würden, die den geschätzten Kosten für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und die Stilllegung entsprächen. Dies zeige sich darin, dass die Kosten für die Stilllegung und die Behandlung radioaktiver Abfälle in das Finanzmodell des Projekts aufgenommen wurden (siehe Abschnitt 3.6.6).

<sup>(35)</sup> [https://portal.cenia.cz/eiasea/detail/EIA\\_MZP469?lang=en](https://portal.cenia.cz/eiasea/detail/EIA_MZP469?lang=en).

<sup>(36)</sup> Siehe Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 der Kommission vom 9. März 2022 zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 in Bezug auf Wirtschaftstätigkeiten in bestimmten Energiesektoren und der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2178 in Bezug auf besondere Offenlegungspflichten für diese Wirtschaftstätigkeiten (ABl. L 188 vom 15.7.2022, S. 1).

<sup>(37)</sup> Siehe Regierungsbeschluss Nr. 24/2023 vom 11. Januar 2023, abrufbar unter <https://www.odok.cz/portal/zvlady/jednani-detail/2023-01-11/>.

### 3.6. Maßnahme 1: Bezugsvertrag (BV)

#### 3.6.1. Hauptelemente des Bezugsvertrags

- (83) Die erste Maßnahme besteht aus dem Bezugsvertrag zwischen dem Staat als Abnehmer und EDU II als Lieferant, der in den ersten 40 Betriebsjahren des Kernkraftwerks die Einnahmen sichern soll. Das begünstigte Unternehmen ist EDU II, eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der ČEZ-Gruppe (siehe Abschnitt 3.2), und Vertragspartner des Vertrags ist die Zweckgesellschaft, die sich zu 100 % im Eigentum des tschechischen Staates befindet (siehe Abschnitt 3.2.2).
- (84) Tschechien hatte ursprünglich eine Vertragslaufzeit von 60 Jahren und einen Festpreis zwischen 50 und 60 EUR/MWh angemeldet, um einen Anreiz für das Kraftwerk zu schaffen, die Leistung zu maximieren.
- (85) Um die von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel auszuräumen, hat Tschechien die in Erwägungsgrund 84 beschriebene Maßnahme durch den Bezugsvertrag mit einer Vergütungsformel ersetzt, der nach Auffassung Tschechiens ähnliche Auswirkungen hat wie ein zweiseitiger Differenzvertrag (im Folgenden „DV“) <sup>(38)</sup>, der neben einer Garantie der Einnahmen eine Begrenzung der Markteinnahmen des Begünstigten nach oben vorsieht. Tschechien legte dar, dass die geänderte Unterstützungsmaßnahme geeignete Anreize für EDU II bieten werde, das Kraftwerk effizient zu betreiben und erfolgreich an den Strommärkten zu agieren, indem es seine Leistung abhängig von Marktsignalen im Rahmen der technischen Grenzen des Kraftwerks optimiert.
- (86) Nach dem Entwurf der Bestimmungen des Bezugsvertrags wird die Zweckgesellschaft die gesamte von EDU II erzeugte und in das Netz eingespeiste Energie (im Folgenden „Erzeugungsmenge“) für eine Dauer von 40 Jahren (im Folgenden „Abnahmezeitraum“) ab Betriebsbeginn abnehmen. <sup>(39)</sup> EDU II ist verpflichtet, seine gesamte Erzeugungsmenge während des im Bezugsvertrag festgelegten Abnahmezeitraums ausschließlich an die Zweckgesellschaft zu verkaufen, und erhält Zahlungen auf der Grundlage der im Bezugsvertrag enthaltenen „Vergütungsformel“ (siehe Erwägungsgrund 88).
- (87) Alle Dispatch-Rechte liegen bei EDU II. Nimmt die Zweckgesellschaft die Erzeugungsmenge oder einen Teil davon nicht ab, verkauft EDU II den Strom unter diesen außergewöhnlichen Umständen als Preisnehmer auf dem Spotmarkt. Tschechien gibt an, damit solle sichergestellt werden, dass bis zur Klärung der Situation weiterhin Strom erzeugt werden könne. Die Gründe können rechtlicher (Verlust der Zulassung zum Handel), finanzieller (Insolvenz, Unfähigkeit, Verpflichtungen zu erfüllen, Nichterfüllung der finanziellen Bedingungen für die Verrechnung bei Abweichungen) oder technischer Art (Verlust des Marktzugangs der Zweckgesellschaft) sein. Unter diesen Umständen bliebe der Betrieb des Kraftwerks aufrechterhalten und der Strom müsse auf dem Markt angeboten werden. Die Zweckgesellschaft zahle EDU II einen Ausgleich, um etwaige Defizite im Hinblick auf die Einnahmen zu decken, die EDU II erzielt hätte, wenn die Zweckgesellschaft ihrer Abnahmepflicht nachgekommen wäre. Tschechien hat zugesagt, dass EDU II in diesem Fall den gesamten erzeugten Strom auf dem Spotmarkt (börsenbasierter Day-Ahead- oder Intraday-Markt) als Preisnehmer verkaufen werde (d. h. ohne Festlegung eines Mindestpreises für Strom). Die tschechischen Behörden wiesen darauf hin, dass EDU II in diesem Fall weder einen bestimmten Käufer auswählen (da der Verkauf an einer anonymen Börse stattfindet) noch den Preis oder die Verkaufsbedingungen festlegen könne (da Standardprodukte zum Grenzpreis an der Börse verkauft werden). Die tschechischen Behörden geben an, dass das Ministerium als für die Benennung der Zweckgesellschaft zuständige Stelle in einem solchen Fall die notwendigen Schritte unternehmen werde, damit die Zweckgesellschaft ihre Abnahmepflichten wieder erfüllen könne. Gemäß dem Gesetz über CO<sub>2</sub>-arme Energie werde die Zweckgesellschaft oder das Ministerium die nationale Regulierungsbehörde von einem solchen Ereignis in Kenntnis setzen.

<sup>(38)</sup> Ein „zweiseitiger Differenzvertrag“ ist ein zwischen dem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, bei der es sich in der Regel um eine öffentliche Einrichtung handelt, geschlossener Vertrag, der sowohl eine Mindestvergütung als auch eine Obergrenze für überschüssige Erträge vorsieht; ein solcher Vertrag soll Anreize zum effizienten Betrieb der Erzeugungsanlage und zum erfolgreichen Agieren auf den Strommärkten gewährleisten.

<sup>(39)</sup> Nach Angaben der tschechischen Behörden beginne der im Bezugsvertrag festgelegte Abnahmezeitraum (d. h. der Zeitraum, in dem die Strombezugspflicht der Zweckgesellschaft gilt) mit dem früheren der folgenden Zeitpunkte: i) dem Datum der erstmaligen Einspeisung, d. h. dem Tag, an dem das KKW erstmals Strom in das Netz einspeist, und EDU II dem Staat/der Zweckgesellschaft mitgeteilt hat, dass das Datum der erstmaligen Einspeisung vorbehaltlich der im Bezugsvertrag festzulegenden Fristen eintreten soll, und ii) dem Longstop-Datum, d. h. dem Tag nach dem letzten Tag des für die Inbetriebnahme angestrebten Zeitrahmens, der ab dem angestrebten Inbetriebnahmedatum fünf Jahre beträgt. Das angestrebte Inbetriebnahmedatum werde verlängert, um etwaigen Verzögerungen aufgrund von Ereignissen, die berechtigte Gründe darstellen, Rechnung zu tragen. Die tschechischen Behörden legten dar, dass sich die Laufzeit des Bezugsvertrags de facto verkürze, sollte sich der Beginn des kommerziellen Betriebs über den für die Inbetriebnahme angestrebten Zeitrahmen hinaus verzögern, für den ein Zeitraum von fünf Jahren ab dem angestrebten Inbetriebnahmedatum festgelegt wurde.

- (88) Mit der Vergütungsformel des Bezugsvertrags werden die Beträge berechnet, die die Zweckgesellschaft an EDU II oder umgekehrt zu zahlen hat. Die Formel besteht aus zwei Komponenten: 1) einer Ex-post-Verrechnung und 2) dem Marktrisiko. Sie beruht auf folgender Grundformel:

$$R = \underbrace{(f - p') * k}_{\text{Verrechnungskomponente}} + \underbrace{\sum_h q_h * p_h}_{\text{Marktrisiko}}$$

einschließlich bestimmter Anpassungen, die für die Ex-post-Verrechnungskomponente gelten, je nach den Marktbedingungen und den Betriebskosten des Kraftwerks. Konkret wird die Vergütungsformel des Bezugsvertrags wie folgt definiert:

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

Dabei gilt:

- (R) ist die Vergütung.
- ( $p_h$ ) ist der Marktpreis, der als der stündliche Day-Ahead-Marktpreis an der PXE<sup>(40)</sup> definiert ist.
- ( $q_h$ ) ist die Erzeugungsmenge von EDU II in einer bestimmten Stunde.
- ( $q$ ) ist die über den Verrechnungszeitraum (der Zeitraum, für den der Marktreferenzpreis festgelegt wird, d. h. ein Jahr) summierte Erzeugungsmenge von EDU II.
- ( $f$ ) ist der Ausübungspreis (siehe Abschnitt 3.6.2).
- ( $p'$ ) ist der Marktreferenzpreis, der als der einfache Ex-post-Durchschnitt der Marktpreise ( $p_h$ ) über das Jahr definiert ist, das mit dem Datum endet, an dem der Marktreferenzpreis berechnet wird.
- ( $k$ ) ist die Referenzmenge, die ex-ante als angenommene Erzeugungsmenge während des Verrechnungszeitraums definiert ist.
- ( $c$ ) sind die veränderlichen Betriebskosten des Kraftwerks.
- ( $\alpha$ ) Alpha ist definiert als der Quotient aus dem Ausübungspreis und den Betriebskosten ( $\alpha = f/c$ ). Alpha wird zu dem Zeitpunkt festgelegt, zu dem die an EDU II zu zahlende Ex-post-Verrechnung auf der Grundlage der geltenden Werte von ( $c$ ) und ( $f$ ) berechnet wird.

- (89) Die tschechischen Behörden legen dar, dass die erste Komponente der Grundformel, d. h. die Ex-post-Verrechnung, dem Begünstigten unabhängig von den durchschnittlichen Marktbedingungen stabile Einnahmen gewährleiste und gleichzeitig den Staat vor einer Überkompensation schütze<sup>(41)</sup>. Die Ex-post-Verrechnung werde für den Verrechnungszeitraum (der Zeitraum, in dem der Marktreferenzpreis festgelegt wird, d. h. ein Jahr) auf der Grundlage der tatsächlichen Werte für den Marktreferenzpreis, Alpha und andere anwendbare Parameter berechnet und ist zwei Monate nach Ende jedes Verrechnungszeitraums zahlbar. Der allgemeine Grundsatz der Grundformel lautet: Wenn der Marktreferenzpreis ( $p'$ ) niedriger ist als der Ausübungspreis ( $f$ ), erhält das Kraftwerk die Differenz zwischen dem Ausübungspreis ( $f$ ) und dem Marktreferenzpreis ( $p'$ ) für die Referenzmenge ( $k$ ); ist der Marktreferenzpreis ( $p'$ ) hingegen höher als der Ausübungspreis ( $f$ ), so ist das Kraftwerk verpflichtet, die Differenz für die Referenzmenge ( $k$ ) zurückzuzahlen.

- (90) Im Vergleich zur Grundformel enthält die Vergütungsformel des Bezugsvertrags bestimmte Anpassungen der Ex-post-Verrechnungskomponente, die von den Marktbedingungen ( $p'$ ) und den veränderlichen Betriebskosten je Einheit ( $c$ ) des Kraftwerks abhängen, wie in Erwägungsgrund 88 definiert. Wenn der Marktreferenzpreis ( $p'$ ) während des Verrechnungszeitraums über den veränderlichen Betriebskosten des Kraftwerks ( $c$ ) liegt, wird die Ex-post-Verrechnungskomponente angepasst, um die Rückforderung zu begrenzen und einen Schutz vor Betriebsverlusten im Falle ungeplanter Ausfälle in Zeiten hoher Preise bereitzustellen. Liegt der Referenzmarktpreis

<sup>(40)</sup> Die Power Exchange Central Europe (Strombörse Mitteleuropa) ist eine Energiebörse, die sich auf die Energiemärkte Mittel- und Südosteuropas spezialisiert hat. Weitere Einzelheiten: PXE — Power Exchange Central Europe, a.s.

<sup>(41)</sup> Eine Überkompensation wird auch durch den Gewinnbeteiligungsmechanismus (siehe Abschnitt 3.6.7) geregelt.

beispielsweise über den veränderlichen Betriebskosten ( $c$ ) und über dem Ausübungspreis ( $f$ ), so zahlt EDU II die Differenz zwischen dem Marktreferenzpreis ( $p^*$ ) und dem Ausübungspreis ( $f$ ) für den niedrigeren Wert von Referenzmenge ( $k$ ) und Erzeugungsmenge ( $q$ ) zurück. Wenn der Marktreferenzpreis ( $p^*$ ) den veränderlichen Betriebskosten des Kraftwerks ( $c$ ) entspricht oder darunter liegt, wird der Wert der Ex-post-Verrechnung auf die Differenz zwischen dem Ausübungspreis ( $f$ ) und den veränderlichen Betriebskosten ( $c$ ) mal Referenzmenge ( $k$ ) begrenzt, um bei niedrigen Preisen einen Schutz gegen überhöhte Vergütungen bereitzustellen.

- (91) Die zweite Komponente der Grundformel, d. h. das Marktrisiko, soll EDU II Anreize bieten, seinen Betrieb im Laufe des Jahres auf der Grundlage stündlicher Day-Ahead-Marktpreissignale zu optimieren ( $p_h$ ). Am Ende jedes Monats erhält EDU II von der Zweckgesellschaft entsprechende Zahlungen auf der Grundlage der Summe seiner tatsächlichen stündlichen Erzeugungsmenge multipliziert mit den tatsächlichen Marktpreisen in jeder Stunde dieses Monats, d. h.  $\sum q_h \cdot p_h$ .
- (92) Nach dem Bezugsvertrag kann EDU II frei über seine Leistung entscheiden und ist nicht verpflichtet, ein vorgegebenes Mindestleistungsniveau aufrechtzuerhalten. Der gesamte von EDU II erzeugte Strom wird von der Zweckgesellschaft gekauft, die ihn am Markt auf der Grundlage einer Verkaufsstrategie verkauft, für die bestimmte Verpflichtungen gelten (siehe Abschnitt 3.6.4). Bei Abweichungen zwischen dem von der Zweckgesellschaft auf dem Markt erzielten Preis und dem an EDU II gezahlten Marktpreis trägt die Zweckgesellschaft die Kosten.
- (93) Tschechien teilte mit, dass der Bezugsvertrag zu einem späteren Zeitpunkt nach der Auswahl des EPC-Auftragnehmers und der Lieferpartner abgeschlossen werde. Der Bezugsvertrag werde im Einklang mit den Bedingungen des EPC-Vertrags geschlossen und unterzeichnet. Die Zweckgesellschaft werde zu einem späteren Zeitpunkt und vor der Inbetriebnahme des neu gebauten Kraftwerks als Vertragspartner gemäß Bezugsvertrag gegründet.

### 3.6.2. Festlegung des Ausübungspreises für den Bezugsvertrag

- (94) Die tschechischen Behörden legten dar, dass der anfängliche Ausübungspreis, der auf der Grundlage des von Tschechien vorgelegten Finanzmodells<sup>(42)</sup> (im Folgenden „Finanzmodell“) berechnet werde, im Bezugsvertrag so festgelegt werde, dass der Investor eine angestrebte Eigenkapitalrendite (im Folgenden „zulässiger interner Zinsfuß des Eigenkapitals“, „IZF“ oder „EKR“) von [9 bis 11] % nominal, nach Steuern, vor der kommerziellen Finanzierung während der erwarteten Betriebsdauer des Projekts (einschließlich Stilllegungskosten) erzielen könne. Der Wert des Ausübungspreises, der auf den Annahmen des der Kommission am 15. März 2024 vorgelegten Finanzmodells beruht, betrage [65-80] EUR/MWh<sup>(43)</sup>, und der Wert der Referenzmenge betrage [75-100] % der Nettokapazität. Der Wert des Ausübungspreises könne sich abhängig von den verschiedenen Einflussgrößen, die nachstehend in diesem Unterabschnitt beschrieben werden, erheblich ändern. Wenn die erwarteten Baukosten beispielsweise nach Abschluss des EPC-Vertrags erheblich höher wären als in den ursprünglichen Berechnungen angenommen, würde sich der Ausübungspreis deutlich erhöhen, sofern die Kostensteigerung auf berechtigten Gründen beruht (siehe Erwägungsgrund 104). Tschechien hat der Kommission insgesamt 35 verschiedene Szenarien vorgelegt, die unterschiedliche mögliche Annahmen zur Entwicklung der Kosten und Einnahmen darstellen und zu anfänglichen Ausübungspreisen zwischen [50 und 80] EUR/MWh (in Szenario 35, basierend auf der Annahme hoher Marktpreise von [100 bis 200] EUR/MWh) bis [100 bis 125] EUR/MWh (in Szenario 30, basierend auf einem Anstieg der Baukosten auf [17 bis 18] Mrd. EUR) führen.
- (95) Bei dem Finanzmodell werden als Einflussgrößen Annahmen zugrunde gelegt, darunter Annahmen zu den Marktpreiserwartungen, der Verfügbarkeit von EDU II, der erwarteten Lastfolge<sup>(44)</sup>, den erwarteten Baukosten, den Betriebskosten und den Stilllegungskosten sowie andere relevante Annahmen wie Investitionsausgaben und Finanzierung (einschließlich des Staatsdarlehens, siehe Abschnitt 3.7) sowie die anfängliche Referenzmenge für die Vergütungsformel des Bezugsvertrags. In Abschnitt 3.6.6 werden diese Annahmen näher erläutert.

<sup>(42)</sup> Siehe Erwägungsgrund 124.

<sup>(43)</sup> Dieser Wert versteht sich als Realwert, in Preisen von 2020. Die tschechischen Behörden gehen von einem realen Gegenwert in Preisen von 2025 von [50 bis 100] EUR/MWh aus.

<sup>(44)</sup> Lastfolge bedeutet in diesem Zusammenhang die Anpassung der Stromerzeugung des KKW, um die Produktion als Reaktion auf die im Tagesverlauf schwankenden Strompreise zu optimieren. Weitere Einzelheiten siehe Erwägungsgrund 187.

- (96) Mit dem Finanzmodell könnten die Erzeugungsmenge prognostiziert und der freie Cashflow in jedem Jahr ab der Unterzeichnung des Bezugsvertrags bis zum Ende der Stilllegung berechnet werden. Der Ausübungspreis (der sich auf die erwarteten Einnahmen des Kraftwerks über die Ex-post-Verrechnungskomponente auswirkt) wird im Finanzmodell als der Wert berechnet, der einen Nettogegenwartswert der Cashflows gleich Null beim zulässigen internen Zinsfuß des Eigenkapitals ergibt.
- (97) Bei den meisten Kostenpositionen und anderen Einflussgrößen (einschließlich Marktpreisprognosen) für das Modell wird eine Inflationsindexierung vorgenommen. Für den Ausübungspreis des Bezugsvertrags wird ebenfalls eine Inflationsindexierung vorgenommen. Auf alle relevanten Kostenpositionen und sonstigen Einflussgrößen für das Modell wird ein definierter Index oder ein Indexkorb angewandt. Einige Kostenpositionen werden nicht indexiert, da sie durch Rechtsvorschriften oder die RFH festgelegt werden (z. B. RFH-Zinsen, Stilllegungskosten, Erfüllung des Nuklearkontos, Mindestfallreserven). Die Marktpreisprognosen werden auf der Grundlage des tschechischen VPI <sup>(45)</sup> indexiert. Für Bau- und Betriebskosten wird ein Korb veröffentlichter Indizes verwendet, um die Indexierung zu bestimmen. Dieser Korb beruht wie folgt auf einer Gewichtung von vier Indizes in Tschechien, nämlich dem EPI <sup>(46)</sup>, dem tschechischen VPI, dem EPI der EU <sup>(47)</sup> und der tschechischen Löhne <sup>(48)</sup>:
- a) Die Baukosten werden wie folgt indexiert: Tschechischer EPI ([30-50] %), tschechischer VPI ([0-10] %), EU EPI ([30-50] %), Löhne in Tschechien ([10-30] %).
  - b) Die Betriebskosten werden wie folgt indexiert: Tschechischer EPI ([30-50] %), tschechischer VPI ([10-30] %), EU EPI ([0-10] %), Löhne in Tschechien ([30-50] %).
- (98) Der Indexierungsmechanismus für den Ausübungspreis beruht auf den oben genannten Indizes und Gewichtungen, je nachdem, ob sich das Projekt in der Bau- oder Betriebsphase befindet (d. h. der Ausübungspreis wird während der Bauphase durch den für den Bau geltenden Indexkorb und während des Betriebs durch den für den Betrieb geltenden Indexkorb angepasst). Im Bezugsvertrag ist ein Indexierungsmechanismus (mit dem entsprechenden Index und der entsprechenden Anwendungsmethode) vorgesehen, nach dem der zuvor geltende Ausübungspreis jährlich angepasst wird. Die dem Indexierungsmechanismus zugrunde gelegte Annahme zur Inflationsrate wird im Rahmen der alle fünf Jahre stattfindenden Überprüfungen der Überkompensation aktualisiert (siehe Abschnitt 3.6.7).
- (99) Bei einer angenommenen Inflationsrate von 2 % bedeutet dies beispielsweise, dass ein Ausübungspreis von nominal [60 bis 80] EUR/MWh im Jahr 2020 (ohne Berücksichtigung etwaiger Änderungen der Einflussgrößen während regelmäßiger Überprüfungen) zu einem nominalen Ausübungspreis von [90 bis 110] EUR/MWh im Jahr 2036, von [130 bis 170] EUR/MWh im Jahr 2056 und von [200 bis 250] EUR/MWh im Jahr 2076 führen würde. Die tschechischen Behörden weisen darauf hin, dass dieser Ansatz auf Generationengerechtigkeit abziele, um übermäßig hohe Ausübungspreise zu Beginn des Betriebs und (angesichts der allgemeinen Inflation) übermäßig niedrige Ausübungspreise gegen Ende der Laufzeit des Bezugsvertrags zu vermeiden. Sie bringen vor, dass bei den Einflussgrößen für die Berechnung des Ausübungspreises zwar auch die Inflation berücksichtigt werde, dies jedoch nicht zu einer doppelten Indexierung führe, da der anfängliche Ausübungspreis ohne eine separate Indexierung des Ausübungspreises erheblich höher sein müsste. Auf der Grundlage des vorstehenden Beispiels führen sie aus, dass der alternative nichtindexierte Ausübungspreis im Basisfall während der Laufzeit des Bezugsvertrags [100 bis 150] EUR/MWh betragen würde.
- (100) Sonstige Kosten werden wie folgt indexiert: Für die Entwicklungs- und Baukosten wird der oben genannte Bauindex zugrunde gelegt. Für die Betriebs- und Stilllegungskosten wird der oben genannte Betriebskostenindex zugrunde gelegt.
- (101) Der Ausübungspreis und die Referenzmenge werden auf der Grundlage der nach Unterzeichnung des EPC-Vertrags verfügbaren Parameter, insbesondere in Bezug auf die Baukosten, festgelegt und nur während 1) der regelmäßigen Überprüfung der Parameter in der Vergütungsformel des Bezugsvertrags (siehe Erwägungsgrund 102) und 2) bei den im Bezugsvertrag vereinbarten Anpassungen des Ausübungspreises (siehe Erwägungsgrund 104) überprüft.

<sup>(45)</sup> Der tschechische VPI entspricht einem vom tschechischen Statistischen Amt veröffentlichten Anstieg des durchschnittlichen jährlichen Verbraucherpreisindex in der Tschechischen Republik, siehe [https://www.czso.cz/csu/czso/inflation\\_rate](https://www.czso.cz/csu/czso/inflation_rate).

<sup>(46)</sup> Der tschechische EPI entspricht dem vom tschechischen Statistischen Amt veröffentlichten Index der gesamten industriellen Erzeugerpreise in der Tschechischen Republik (Industrie insgesamt), siehe [https://www.czso.cz/csu/czso/ipc\\_ts](https://www.czso.cz/csu/czso/ipc_ts).

<sup>(47)</sup> Der EPI der EU entspricht dem von Eurostat veröffentlichten Index der industriellen Erzeugerpreise in der Europäischen Union (Erzeugerpreise in der Industrie, insgesamt), siehe [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/teisi010/default/table?lang=de&category=t\\_sts.t\\_sts\\_ind.t\\_sts\\_ind\\_pric](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/teisi010/default/table?lang=de&category=t_sts.t_sts_ind.t_sts_ind_pric).

<sup>(48)</sup> Der Index der Löhne in der tschechischen Industrie entspricht einer vom tschechischen Statistischen Amt veröffentlichten jährlichen prozentualen Veränderung des durchschnittlichen Bruttolohns in der Industrie (Durchschnittslohn, Industrie, insgesamt), siehe [https://www.czso.cz/csu/czso/pmz\\_ts](https://www.czso.cz/csu/czso/pmz_ts).

- (102) Erstens findet die regelmäßige Überprüfung der Parameter in der Vergütungsformel des Bezugsvertrags einmal alle fünf Jahre statt, wobei die erste Überprüfung vor Beginn des Betriebs vorgesehen ist oder auf schriftlichen Antrag einer der Vertragsparteien erfolgt. Bei der Überprüfung werden die Werte bestimmter Parameter in der Vergütungsformel des Bezugsvertrags aktualisiert (d. h. nach oben oder unten korrigiert), und zwar c), (k), (f) und (a); ebenfalls aktualisiert werden einige Annahmen im Finanzmodell, z. B. in Bezug auf die Betriebskosten (im Folgenden „OPEX“), Inflationsindizes oder Annahmen zum Lastfolgebetrieb. Der Ausübungspreis und die Referenzmenge werden im Finanzmodell anhand der aktualisierten Annahmen neu berechnet, um den zulässigen internen Zinsfuß des Eigenkapitals für den Investor zu erreichen. Die Überprüfung wird von einem unabhängigen Dritten überwacht, bei dem es sich voraussichtlich um die tschechische Energieregulierungsbehörde handeln wird.
- (103) In dem von Tschechien vorgelegten Entwurf der Vertragsunterlagen ist auch die Möglichkeit vorgesehen, die Definitionen der in der Vergütungsformel verwendeten Parameter zu überarbeiten. Änderungen dieser Definitionen müssen jedoch vor der Durchführung bei der Kommission zur Genehmigung angemeldet werden.
- (104) Zweitens kann der im Bezugsvertrag festgelegte Ausübungspreis angepasst werden, wenn ein Ereignis eintritt, das zu einer Erhöhung der Investitions- und Betriebskosten oder einem Verlust von Einnahmen aus dem Projekt oder einer anderen nachteiligen Auswirkung auf das Projekt führt, was im Bezugsvertrag als „berechtigter Grund“ bezeichnet wird. Im Bezugsvertrag ist eine umfassende Liste der berechtigten Gründe enthalten<sup>(49)</sup>. Tritt ein berechtigter Grund ein, werden die Werte bestimmter Parameter in der Vergütungsformel des Bezugsvertrags, d. h. (c), (k), (f) und (a), sowie die Einflussgrößen für das Finanzmodell überprüft und aktualisiert, um die Auswirkungen des berechtigten Grundes für EDU II zu mildern. Mit diesen Anpassungen des Ausübungspreises soll es EDU II ermöglicht werden, mindestens denselben zulässigen internen Zinsfuß des Eigenkapitals zu erzielen, der erzielt worden wäre, wenn der einschlägige berechnete Grund nicht eingetreten wäre. Bei anderen Änderungen, die keine berechtigten Gründe darstellen und zu einer Verringerung des internen Zinsfußes führen, können die Auswirkungen der berechtigten Gründe nicht durch die Auswirkungen von nichtberechtigten Gründen ausgeglichen werden, und der angestrebte interne Zinsfuß des Eigenkapitals liegt somit unter dem zulässigen internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [9 bis 11] %.
- (105) Im Falle von berechtigten Gründen können EDU II und der Staat anstelle einer Anpassung des Ausübungspreises vereinbaren, dass EDU II einen Ausgleich in Form einer Pauschalzahlung (oder mehrerer Raten) erhält, die innerhalb eines vereinbarten Zeitraums nach Eintritt des betreffenden berechtigten Grundes zu zahlen ist.
- (106) Die tschechischen Behörden legten ferner dar, dass berechnete Gründe vorlägen, wenn die negativen Auswirkungen nicht durch die „gebotene Sorgfalt“ von EDU II beseitigt werden könnten.

### 3.6.3. Finanzierung des Bezugsvertrags und Verwendung der Einnahmen aus dem Abnahmevertrag

- (107) Gemäß Artikel 9 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes wird die Unterstützung für die Kernenergie vom Ministerium aus Mitteln finanziert, die sich zusammensetzen aus: i) den Einnahmen aus dem Verkauf von Strom durch die Zweckgesellschaft; ii) einer von den Netzbetreibern von den Stromendverbrauchern erhobenen Abgabe<sup>(50)</sup>, ähnlich der bestehenden Finanzierung von erneuerbaren Energiequellen, und iii) Beiträgen aus dem Staatshaushalt.
- (108) Tschechien bringt vor, dass der Rückgriff auf Steuerzahler oder Verbraucher im Hinblick auf Gebühren oder Rabatte eine politische Frage sei und im Ermessen des Staates liegen sollte. Die tschechischen Behörden legten dar, dass sie beabsichtigten, alle in Artikel 9 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes beschriebenen Einnahmenströme zu nutzen. Die für die Finanzierung von Maßnahmen für den Übergang zu einem CO<sub>2</sub>-armen Energiesektor vorgesehenen Mittel würden vom Ministerium oder von der Zweckgesellschaft getrennt auf Sonderkonten bei Banken mit Sitz in Tschechien gehalten.

<sup>(49)</sup> Auf der Grundlage des Termsheets für den Bezugsvertrag gelten die folgenden Ereignisse als berechnete Gründe: Änderungen der RFH-Finanzierungskosten oder einseitige Aufhebungen oder Änderungen der RFH, verzögerte endgültige Investitionsentscheidung, Gesetzesänderung, Verletzungen von Verpflichtungen durch den Staat oder staatliche Stellen, Sicherheitsanforderungen, behördliche Auflagen, Naturkatastrophen oder ähnliche Ereignisse, Ereignisse außerhalb der Kontrolle von EDU II, Infrastruktur- und Netzprobleme.

<sup>(50)</sup> Die mögliche Abgabe und mögliche Befreiungen davon fallen nicht in den Anwendungsbereich dieses Verfahrens.

- (109) Sollte eine von den Netzbetreibern erhobene Abgabe nicht ausreichen, um ein Defizit zwischen den durch die Abgabe eingenommenen Mitteln und den Einnahmen aus dem Stromverkauf durch die Zweckgesellschaft zu decken, würden laut den tschechischen Behörden gemäß Artikel 9 Absatz 1 Buchstabe d und Artikel 9 Absatz 9 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes Beiträge aus dem tschechischen Staatshaushalt zur Deckung des Defizits verwendet. Sollte nach Deckung der Kosten der Maßnahme hingegen ein Überschuss verbleiben, würde dieser in den Staatshaushalt fließen.
- (110) Die tschechischen Behörden legten ferner dar, dass eine Abgabe zwar zur Finanzierung der Maßnahmen beitragen könnte, die Finanzierung jedoch nicht von einer solchen Abgabe abhängig sei und etwaige Defizite bei Bedarf aus dem Staatshaushalt gedeckt würden. Tschechien hat sich insbesondere dazu verpflichtet, dass der Staat eingreifen werde, um etwaige Defizite zwischen den Mitteln aus der möglichen Abgabe und der beabsichtigten Höhe der Unterstützung im Rahmen des Projekts zu decken.
- (111) Potenzielle Einnahmen der Zweckgesellschaft aus den Ex-post-Verrechnungszahlungen werden im Einklang mit dem Gesetz Nr. 367/2021 über Maßnahmen für den Übergang der Tschechischen Republik zu CO<sub>2</sub>-armer Energie i) in erster Linie zur Finanzierung der Verrechnungszahlungen an den Begünstigten in der Zukunft verwendet, ii) in zweiter Linie zur Finanzierung erneuerbarer Energiequellen gemäß dem Gesetz Nr. 165/2012 Slg. über geförderte Energiequellen (auf diskriminierungsfreier Basis durch Verringerung des über den regulierten Bestandteil des Strompreises zu finanzierenden Betrags) oder in den Staatshaushalt zurückgeführt.

#### 3.6.4. Verpflichtungen in Bezug auf den Stromhandel

- (112) Tschechien sicherte zu, dass während der gesamten Betriebsdauer des KKW mindestens 70 % der gesamten Stromerzeugung von EDU II auf den Day-Ahead-, Intraday- und Terminmärkten verkauft würden. Diese Verpflichtung gilt daher für die Zweckgesellschaft während der gesamten Laufzeit des Bezugsvertrags und danach für das begünstigte Unternehmen EDU II sowie für alle Unternehmen, an die die Zweckgesellschaft oder EDU II ihre Handelstätigkeiten übertragen kann (jede Bezugnahme auf die Zweckgesellschaft/EDU II in diesem Abschnitt 3.6.4 umfasst alle Unternehmen, an die die Handelstätigkeiten übertragen wurden).
- (113) Grundsätzlich werde die Zweckgesellschaft/EDU II<sup>(51)</sup> auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten der vom tschechischen Strommarktbetreiber (OTE) organisierten kurzfristigen Börse und auf den Terminmärkten der tschechischen Strombörse (PXE) und nur in Ausnahmefällen und vorbehaltlich der vorherigen Zustimmung der Kommissionsdienststellen an anderen Börsen handeln.
- (114) Die Zweckgesellschaft/EDU II wird den Rest der gesamten Stromerzeugung von EDU II (d. h. höchstens 30 %) im Rahmen von Auktionen zu objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen verkaufen. Die Vorschriften und/oder der Rahmen für diese Auktionen müssen von der tschechischen Energieregulierungsbehörde im Einklang mit den Pflichten und Zuständigkeiten der Regulierungsbehörde gemäß dem tschechischen Energiegesetz im Voraus überprüft und genehmigt werden. Die Zweckgesellschaft/EDU II muss der tschechischen Energieregulierungsbehörde jede Auktion spätestens einen Tag vor ihrer öffentlichen Bekanntgabe mitteilen.
- (115) Tschechien sichert zu, dass die Auktionen für Kernenergie offen, klar, transparent und diskriminierungsfrei sind, auf objektiven, vorab festgelegten Kriterien beruhen und das Risiko strategischer Gebote minimieren. Die Auktionen werden auf einer allgemein zugänglichen Plattform durchgeführt, um die Zugänglichkeit zu gewährleisten und gleichzeitig geografische Hindernisse zu beseitigen sowie eine breite Beteiligung einer Vielzahl von Marktteilnehmern zu ermöglichen. Die Plattform werde so gestaltet sein, dass das Auktionsverfahren vereinfacht und die Benutzerfreundlichkeit für alle Teilnehmer bei gleichzeitiger Wahrung der Vertraulichkeit und Integrität der Auktionsdaten verbessert werde. Die Plattform entspreche den für Strommärkte geltenden einschlägigen rechtlichen Anforderungen und Standards, einschließlich den Vorschriften für Marktgestaltung, Funktionsweise, Transparenz und fairen Wettbewerb. Die Teilnahme an Auktionen stehe allen zugelassenen und registrierten Händlern zu

<sup>(51)</sup> Während der Laufzeit des Bezugsvertrags ist die Zweckgesellschaft oder ein Unternehmen außerhalb der ČEZ-Gruppe, an das die Zweckgesellschaft diese Tätigkeit übertragen hat, für den Verkauf des erzeugten Stroms verantwortlich. Sollte die Zweckgesellschaft die Erzeugungsmenge oder einen Teil davon nicht abnehmen, würde EDU II den Strom ausnahmsweise als Preisnehmer auf dem Spotmarkt verkaufen (siehe Erwägungsgrund 83). Nach Ablauf des Bezugsvertrags ist EDU II oder ein von ihm mit dem Handel beauftragtes Unternehmen direkt für den Verkauf des erzeugten Stroms verantwortlich. Die Verpflichtungen in Bezug auf den Stromhandel gelten für beide Unternehmen, die den vom KKW während seiner voraussichtlichen Betriebsdauer erzeugten Strom verkaufen, sowie für alle Unternehmen, an die sie ihre Handelstätigkeiten übertragen können.

denselben Bedingungen gleichermaßen offen. Die Endnutzung des über Auktionen verkauften Stroms dürfe keinen Beschränkungen unterliegen. Die Kriterien für die Auktionen würden rechtzeitig vor Ablauf der Frist für die Abgabe von Geboten veröffentlicht, die voraussichtliche Anzahl der Bieter solle ausreichen, um einen wirksamen Wettbewerb zu ermöglichen, und die bei der Auktion verkaufte Strommenge stelle eine verbindliche Beschränkung dar. Die Ergebnisse des Bieterverfahrens dürften nachträglich nicht angepasst werden. Die tschechische Energieregulierungsbehörde werde das Auktionsverfahren überwachen und die Einhaltung der genehmigten Auktionsregeln beaufsichtigen. Darüber hinaus werde sie der Europäischen Kommission Verstöße melden.

- (116) Tschechien legte dar, dass die geplanten Parameter der künftigen Auktionen für Strom aus Kernenergie geschätzte Losgrößen von 1 bis 10 MW und Vertragslaufzeiten von einem Jahr, einem Vierteljahr oder kürzer umfassen würden. Die Auktionen würden nach dem „Pay-as-bid“-Verfahren organisiert, wobei ein Mindestpreis festgelegt werde, der frühestens ein bis zwei Tage vor dem Ende der Gebotsfrist bekannt gegeben werde. Darüber hinaus würden die Auktionen vierteljährlich bis jährlich stattfinden, und transparente Regeln für die Ankündigungsfrist von 30 Tagen vor Beginn der Auktion gelten. Schließlich dürften die Auktionen nicht länger als sieben Kalendertage dauern, wobei die Ergebnisse innerhalb der darauffolgenden Woche bekannt gegeben werden. Dies gelte sowohl für Auktionen während der Laufzeit des Bezugsvertrags als auch für die Zeit danach.
- (117) In Ausnahmefällen kann die Zweckgesellschaft/EDU II von den oben beschriebenen Handelsregeln abweichen. Wenn der Churn-Faktor<sup>(52)</sup> für die Börse, an der die Zweckgesellschaft/EDU II mindestens 70 % der gesamten Stromerzeugung von EDU II verkaufen muss, während eines Zeitraums von 30 aufeinanderfolgenden Tagen unter 40 % (im Folgenden „Schwellenwert“) fällt, ist die Zweckgesellschaft/EDU II daher berechtigt, bis zu 50 % der gesamten Stromerzeugung von EDU II über Auktionen zu verkaufen, die den in diesem Abschnitt festgelegten Bedingungen entsprechen, und zwar für einen Zeitraum von 30 Tagen, der am einunddreißigsten Tag beginnt, nachdem die tschechische Energieregulierungsbehörde festgestellt hat, dass der Churn-Faktor unter den Schwellenwert gefallen ist. Um Zweifel auszuschließen, verpflichtet sich Tschechien unter diesen Umständen, mindestens 50 % der gesamten Stromerzeugung von EDU II gemäß Erwägungsgrund 113 an den Börsen zu verkaufen.
- (118) Tschechien wird die Kommissionsdienststellen unverzüglich in Kenntnis setzen, wenn der Churn-Faktor unter den Schwellenwert fällt und wenn die Zweckgesellschaft/EDU II beabsichtigt, bis zu 50 % der Gesamtleistung von EDU II über Auktionen zu verkaufen.
- (119) Macht die Zweckgesellschaft von der Ausnahmeregelung Gebrauch, bis zu 50 % der Gesamtleistung von EDU II in einem Kalenderjahr über Auktionen zu verkaufen, so legt die Tschechische Republik der Kommission einen jährlichen Überwachungsbericht über diese Ausnahme vor, in dem die Gründe für die Ausnahme und deren Dauer dargelegt werden.

### 3.6.5. Rendite

- (120) Tschechien hatte ursprünglich<sup>(53)</sup> einen angestrebten internen Zinsfuß des Eigenkapitals (oder einen zulässigen internen Zinsfuß des Eigenkapitals) von [9 bis 11] %<sup>(54)</sup> angemeldet, der durch eine mit dem Capital-Asset-Pricing-Modell (im Folgenden „CAPM“) erstellte Schätzung für die erforderliche Eigenkapitalrendite von [...] % bis [...] % begründet wurde. Grundlage hierfür waren aktuelle Markt- und Vergleichsdaten, wobei eine Prämie für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken berücksichtigt wurde, um die spezifischen Risiken eines KKW zu berücksichtigen.
- (121) Im Einleitungsbeschluss<sup>(55)</sup> äußerte die Kommission Zweifel daran, ob die Annahmen, die zur Schätzung der erforderlichen Eigenkapitalrendite herangezogen wurden, die Risikoexposition des Investors korrekt widerspiegeln. Die Kommission hatte angesichts des geringeren Risikos des Begünstigten insbesondere Zweifel hinsichtlich der Prämie für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken.
- (122) Um die von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel auszuräumen, reichte Tschechien mehrere Vorlagen ein und aktualisierte die Eigenkapitalrendite auf folgender Grundlage:
- a) den neuesten Marktdaten: Tschechien aktualisierte daraufhin die Annahmen für den risikofreien Zinssatz, die Marktrisikoprämie und die Annahmen zum Beta-Wert und

<sup>(52)</sup> Als Churn-Faktor wird eine Kennzahl für die Marktliquidität bezeichnet, die als die gesamte über den Markt gehandelte Menge, ausgedrückt als Vielfaches des physischen Verbrauchs, definiert ist.

<sup>(53)</sup> Erwägungsgrund 67 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(54)</sup> Erwägungsgrund 71 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(55)</sup> Erwägungsgründe 207 und 208 des Einleitungsbeschlusses.

- b) der Risikoexposition des Projekts: Um der Einnahmensicherung und anderen staatlichen Unterstützungsmaßnahmen Rechnung zu tragen, die der vertraglichen und kommerziellen Struktur des Projekts zugrunde liegen, wurde die Risikoprämie für einzelne Großrisiken (früher als Prämie für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken bezeichnet) von 3 % bis 3,5 % bei der tschechischen Berechnung der Eigenkapitalrendite nicht berücksichtigt.
- (123) Tschechien macht geltend, dass die Anteilseigner von EDU II mit der geänderten Eigenkapitalrendite oder der angestrebten Quote von [9 bis 11] % während der Laufzeit des Projekts eine angemessene Vergütung erhalten würden.
- (124) Tschechien legte zahlreiche Dokumente zur Untermauerung seiner Auffassung vor. Darüber hinaus legte die tschechische Regierung auch ein Finanzmodell vor. Die jüngste Version dieses Modells wurde der Kommission am 15. März 2024 übermittelt.
- (125) Der Einleitungsbeschluss enthält eine Bewertung des Standpunkts Tschechiens zu allen wichtigen Fragen, entsprechend den von Tschechien bis zum Datum des Einleitungsbeschlusses eingereichten Vorlagen.<sup>(56)</sup> Im weiteren Verlauf dieses Abschnitts wird ein Überblick über den Standpunkt Tschechiens zu den wichtigsten Fragen gegeben, die nach der Veröffentlichung des Einleitungsbeschlusses im Zusammenhang mit der Schätzung der Eigenkapitalrendite, der Fremdkapitalkosten und der WACC sowie des Eigenkapitals und des internen Zinsfußes des Projekts aufgeworfen wurden.

#### 3.6.5.1. Rendite der Anteilseigner

- (126) Mit dem in Abschnitt 3.6.2 beschriebenen Finanzmodell soll der Ausübungspreis des Bezugsvertrags geschätzt werden, der erforderlich ist, um die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % zu erreichen.
- (127) Die tschechischen Behörden legten dar, dass sie die erforderliche Eigenkapitalrendite im Einklang mit den anerkannten Marktpraktiken bewertet hätten. Tschechien führte insbesondere eine sogenannte Bottom-up-Analyse auf der Grundlage des CAPM durch und verglich sie mit anderen Vorhaben und Investitionen mit ähnlichen Risikoprofilen.
- (128) Die CAPM-Standardformel lautet wie folgt:

$$R_e = R_fR + \beta \cdot (R_m - R_fR)$$

Dabei gilt:

- 1)  $R_fR$  ist der risikofreie Zinssatz, d. h. die erwartete Rendite aus Investitionen in risikofreie Anlagen;
  - 2)  $R_m$  ist die erwartete Rendite des Marktes, die eine sogenannte Länderrisikoprämie (LRP) umfasst, um das Risiko einer Investition in einem bestimmten Land widerzuspiegeln;
  - 3)  $(R_m - R_fR)$  ist die Marktrisikoprämie (MRP) und
  - 4)  $\beta$  (oder gehebeltes Beta) ist eine Kennzahl für das idiosynkratische, nichtdiversifizierbare Risiko des Projekts<sup>(57)</sup>.
- (129) Die tschechischen Behörden schätzten, dass die marktübliche Eigenkapitalrendite für ein Projekt, das Dukovany ähnelt, unter Einbeziehung einer Risikoprämie für einzelne Großrisiken (im Folgenden „PEGR“)<sup>(58)</sup> zwischen [...] % und [...] % liege und ohne eine solche Prämie zwischen [...] % und [...] %. Diese Zahlen und die zugrunde liegenden Annahmen sind in *Tabelle 2* dargestellt und werden nachstehend erläutert.

<sup>(56)</sup> Einleitungsbeschluss, Abschnitt 4.4.2.5.

<sup>(57)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 1. März 2024. Die tschechischen Behörden legten dar, dass sie den Harris-Pringle-Ansatz zur Schätzung des gehebelten Betas verwendet hätten. Bei diesem Ansatz wird der Zins-Tax-Shield (d. h. die Steuerermäßigung, die sich aus dem zulässigen Abzug vom zu versteuernden Einkommen ergibt) nicht bei den Anpassungen des Betas verwendet. Die Harris-Pringle-Formel lautet wie folgt:  $\beta_L = \beta_U + \frac{D}{E}(\beta_U - \beta_D)$ , wobei  $\beta_L$  das gehebelte Beta,  $\beta_U$  das ungehebelte Beta,  $\beta_D$  der Schuldenkoeffizient, D die Verschuldung und E das Eigenkapital ist. Tschechien gibt ferner an, dass dieser Ansatz dem Finanzmodell entspreche, wobei alle Cashflows, die zu Kapitalkosten abgezinst werden, nach Steuern und unter Berücksichtigung aller Steuereffekte (Tax Shields) berechnet werden.

<sup>(58)</sup> Bei dieser Prämie handelt es sich um die im Einleitungsbeschluss beschriebene „Prämie für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken“, die von Tschechien in „Risikoprämie für einzelne Großrisiken“ oder „PEGR“ umbenannt wurde.

Tabelle 2

**Tschechische Schätzung der Eigenkapitalrendite**

| Eigenkapitalkosten                                   | Aktueller risikofreier Zinssatz |         | Langfristige historische Durchschnittswerte risikofreier Zinssätze |         |
|------------------------------------------------------|---------------------------------|---------|--------------------------------------------------------------------|---------|
|                                                      | Gering                          | Hoch    | Gering                                                             | Hoch    |
| Risikofreier Zinssatz                                | [...] %                         | [...] % | [...] %                                                            | [...] % |
| Marktrisikoprämie                                    | [...] %                         | [...] % | [...] %                                                            | [...] % |
| Beta ungehebelt                                      | [...]                           | [...]   | [...]                                                              | [...]   |
| Verschuldungsgrad                                    | [...] %                         | [...] % | [...] %                                                            | [...] % |
| <b>Eigenkapitalrendite</b>                           | [...] %                         | [...] % | [...] %                                                            | [...] % |
| Schuldenkoeffizient                                  | [...]                           | [...]   | [...]                                                              | [...]   |
| <b>Eigenkapitalrendite — mit Schuldenkoeffizient</b> | [...] %                         | [...] % | [...] %                                                            | [...] % |
| PEGR                                                 | 3,0 %                           | 3,5 %   | 3,0 %                                                              | 3,5 %   |
| <b>Eigenkapitalrendite — mit PEGR</b>                | [...] %                         | [...] % | [...] %                                                            | [...] % |

Quelle: Tschechische Behörden.

- (130) Für den risikofreien Zinssatz <sup>(59)</sup> legten die tschechischen Behörden Zwei- und 20-Jahres-Durchschnittswerte von Eurobonds und 30-jährigen deutschen Staatsanleihen sowie europäische AAA-Unternehmensanleihen mit einer Laufzeit von 10+-Jahren zugrunde <sup>(60)</sup>. Tschechien teilt mit, dass es aktuelle und langfristige Durchschnittsdaten berücksichtigt habe, um eine belastbare Analyse zu erhalten, die Aufschluss über die Höhe des risikofreien Zinssatzes aus kurzfristiger und langfristiger Sicht gibt <sup>(61)</sup>. Davon ausgehend haben die tschechischen Behörden zwei Szenarien entwickelt, wobei in einem Szenario die aktuellen Daten und im anderen die längerfristigen Durchschnittswerte des risikofreien Zinssatzes berücksichtigt werden. Da zur Ermittlung des risikofreien Zinssatzes Eurobonds und deutsche Anleihen ausgewählt wurden, so Tschechien weiter, müssten Anpassungen vorgenommen werden, um diesen risikofreien Zinssatz in einen risikofreien Zinssatz für die Tschechische Republik umzurechnen, d. h., es müsse eine Prämie hinzugefügt werden <sup>(62)</sup>. Diese Prämie entspreche der tschechischen zweijährigen durchschnittlichen Länderrisikoprämie <sup>(63)</sup>. Diese Analyse ergibt einen risikofreien Zinssatz im Bereich von [2 bis 5] %.

<sup>(59)</sup> Siehe Vorlage von Tschechien vom 1. März 2024 und 26. Februar 2024.

<sup>(60)</sup> Bei AAA-Eurobonds ist die 10-jährige Anleihe die Anleihe mit der längsten Laufzeit.

<sup>(61)</sup> Tschechien legt dar, dass kurzfristige Durchschnittswerte die vorherrschenden Marktbedingungen und die Anlegerstimmung zwar genauer widerspiegeln, es jedoch aufgrund der in den Daten zu den Staatsanleihen beobachteten Volatilität nicht ratsam sein könne, den risikofreien Zinssatz bei sehr langlebigen Infrastrukturprojekten wie einem Kernkraftwerk einfach auf der Grundlage volatiler Spotdaten zu bestimmen. Nehme man einen längerfristigen Durchschnitt, so werde die damit verbundene Volatilität der Daten verringert. Dadurch könne sich ein ausgewogeneres Bild ergeben, und es werde die Möglichkeit einer Marktkorrektur berücksichtigt (wie z. B. eine Rückkehr zum Mittelwert). Vorlage von Tschechien vom 9. Januar 2024.

<sup>(62)</sup> Der Ansatz der tschechischen Regulierungsbehörde zur Festlegung des risikofreien Zinssatzes beruht auf einem Korb von Staatsanleihen, die von der Tschechischen Republik mit einer durchschnittlichen Restlaufzeit von 10 Jahren ausgegeben wurden. Diese Anleihen lauten auf tschechische Kronen. Da die Finanzdaten des EDU-II-Projekts jedoch alle in Euro ausgewiesen sind, basierte der risikofreie Zinssatz auf europäischen Staatsanleihen und Unternehmensanleihen mit hoher Bonität.

<sup>(63)</sup> Siehe tschechisches Finanzmodell und Vorlage von Tschechien vom 9. Januar 2024, die eine Prämie von 0,6 % ausweist. Damodaran (Juli 2023), <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem/July23.xlsx>.

- (131) Für die Marktrisikoprämie geht Tschechien von einer Spanne von [5 bis 7] % aus <sup>(64)</sup>. Bei dem Wert von [...] % handelt es sich um den Durchschnittswert aus dem CDS-basierten Ansatz nach Damodaran ([...] %) und dem auf der Bonität basierenden Ansatz ([...] %) <sup>(65)</sup>. Der Wert von [...] % ist der Durchschnitt aus: a) dem Wert von [...] % von Prof. Damodaran und b) der jüngsten Erhebung von Prof. Fernandez zur Marktrisikoprämie, die im Juni 2022 veröffentlicht wurde und aus der ein Durchschnittswert und Medianwert der Marktrisikoprämie von [...] % bzw. [...] % hervorgeht <sup>(66)</sup>.
- (132) Für die Schätzung des Beta-Werts <sup>(67)</sup> legte Tschechien die Betas einer Vergleichsgruppe von Unternehmen zugrunde. Für diese Gruppe betrachtete Tschechien eine Reihe börsennotierter europäischer Energieversorgungsunternehmen und verfeinerte die Liste, um in erster Linie Betas für Unternehmen zu berücksichtigen, die Kernenergie in ihrem Portfolio haben <sup>(68)</sup>. Diese Analyse ergibt ein ungehebeltes Beta von [...] <sup>(69)</sup>. Tschechien legt dar, dass diese Unternehmen zwar am besten für den Vergleich mit EDU II geeignet seien, aber lediglich eine indikative Schätzung des Betas für ein rein auf Kernenergie beruhendes Projekt liefern würden und dass diese Bandbreite an Betas konservativ sei. Tschechien legt insbesondere dar, dass viele dieser börsennotierten Vergleichsunternehmen neben der Kernenergie noch in zahlreichen anderen Geschäftsbereichen tätig seien. Da einige der Daten das mit regulierten Übertragungs- und Verteilungsanlagen verbundene Risiko (und nicht das reine Risiko eines Kernkraftwerks) widerspiegeln, müssten die Daten nach Ansicht Tschechiens entsprechend beurteilt werden. Tschechien argumentiert daher, dass das Beta für ein Kernkraftwerk in der Tschechischen Republik wahrscheinlich näher am oberen Ende der Bandbreite der Betas der Vergleichsunternehmen liege <sup>(70)</sup>.
- (133) Für die Schätzung des Schuldenkoeffizienten <sup>(71)</sup> hielt Tschechien es für angemessen, sowohl von einer Null- als auch von einer Nicht-Null-Schätzung von [...] <sup>(72)</sup> auszugehen, wie dies in jüngsten regulatorischen Entscheidungen im Wasser- und Energiesektor im Vereinigten Königreich <sup>(73)</sup> der Fall war. Die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % wurde auf der Grundlage des Schuldenkoeffizienten von [...] abgeleitet.

<sup>(64)</sup> Siehe Vorlage von Tschechien vom 1. März 2024 und 26. Februar 2024.

<sup>(65)</sup> Diese Zahlen stammen aus der globalen Datenbank für Aktienrisikoprämien vom Juli 2023, die von Prof. A. Damodaran (im Folgenden „Damodaran“) der New York University entwickelt wurde (<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem/july23.xlsx>). Hierfür verwendet Damodaran die implizite Aktienrisikoprämie des S&P 500. Sobald die fällige Marktpremie festgelegt ist (in diesem Datensatz 5 %), schätzt Damodaran den Ausfall-Spread oder die Länderrisikoprämie des betreffenden Landes. Die Marktrisikoprämie für die Tschechische Republik ergibt sich aus der Summe der langfristigen Aktienrisikoprämie des Landes (5 %) und der tschechischen Länderrisikoprämie (0,3 % und 0,9 %). Die tschechische Länderrisikoprämie wird anhand von zwei Methoden geschätzt. Die erste Methode, die eine Prämie von 0,3 % ergibt, beruht auf dem CDS-Spread (oder Kreditausfallswap) zwischen Deutschland (0,22 % auf der Registerkarte „10-year CDS Spreads“ der oben genannten Excel-Datei) und der Tschechischen Republik (0,45 % auf der Registerkarte „10-year CDS Spreads“ der oben genannten Excel-Datei), der dann mit einem Multiplikator von 1,4 multipliziert wird, wie aus dem Datensatz von Damodaran hervorgeht. Die zweite Methode, die eine Prämie von 0,9 % ergibt, beruht auf der Bonitätsbewertung der Tschechischen Republik von Aa3, was zu einem Spread von 0,64 % führt, der dann wie oben mit dem Multiplikator 1,4 multipliziert wird.

<sup>(66)</sup> Datenbank, die von Prof. P. Fernandez (im Folgenden „Fernandez“) von der IESE Business School der Universität Navarra entwickelt wurde. Diese Datenbank ist das Ergebnis einer von Fernandez et al. durchgeführten Erhebung zum risikofreien Zinssatz und zur Marktrisikoprämie, die im Jahr 2023 für 80 Länder verwendet wurden (siehe Fernandez et al. (2023), „Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 95 80 countries in 2023, 2Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023 by Pablo Fernandez, Diego García de la Garza, Javier Fernandez Acin: SSRN[https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=4407839](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4407839)).

<sup>(67)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 1. März 2024.

<sup>(68)</sup> Bei den berücksichtigten Unternehmen handelt es sich um: RWE, ČEZ, Fortum, EDF, Engie, Iberdrola, Uniper, Centrica, Nuclearelectrica. Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 27. Februar 2024.

<sup>(69)</sup> Tschechien legt dar, dass seiner Analyse der Ansatz von Modigliani und Miller zugrunde liege, bei dem das vorgeschriebene Benchmarking-Universum verwendet wird, um eine Schätzung für das ungehebelte (Asset-)Beta von EDU II abzuleiten. Dies wird dann neu angepasst, um die entsprechende Schätzung für das gehebelte (Eigenkapital-)Beta zu erhalten (basierend auf der Annahme eines Beta-Wertes von Null). Um das ungehebelte Beta zu schätzen, hat sich Tschechien bei seiner Analyse auf wöchentliche Schätzungen für zwei und fünf Jahre gestützt. Das Beta wurde insbesondere nach dem Damodaran-Ansatz berechnet, bei dem die Betas für Vergleichsunternehmen für wöchentliche Preise für zwei Jahre (mit einem Gewicht von 66,7 %) und wöchentliche Preise für fünf Jahre (mit einem Gewicht von 33,3 %) ausgewählt werden. Siehe [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/variable.htm](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm). Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 27. Februar 2024.

<sup>(70)</sup> Vorbringen von Tschechien zur Eigenkapitalrendite vom 10. Januar 2024.

<sup>(71)</sup> Der Vermögenskoeffizient kann in den Eigenkapitalkoeffizienten, die Exposition der Anteilseigner gegenüber systematischen Risiken, und den Schuldenkoeffizienten, die Exposition der Anleihegläubiger gegenüber systematischen Risiken, aufgeteilt werden. Bei der Berechnung des Vermögenskoeffizienten werden der Schuldenkoeffizient und der Eigenkapitalkoeffizient nach dem Verhältnis von Schulden und Eigenkapital innerhalb der Kapitalstruktur gewichtet.

<sup>(72)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024.

<sup>(73)</sup> Als Quelle hat Tschechien den regulierten Wasserversorgungssektor im Vereinigten Königreich herangezogen, wo ein Schuldenkoeffizient von 0,15 bis 0,05 verwendet wird (siehe endgültige Preisüberprüfungsmethode der Regulierungsbehörde für den Wassersektor, Ofwat, Dezember 2022, [https://www.ofwat.gov.uk/wp-content/uploads/2022/12/PR24\\_final\\_methodology\\_Appendix\\_11\\_Allowed\\_return.pdf](https://www.ofwat.gov.uk/wp-content/uploads/2022/12/PR24_final_methodology_Appendix_11_Allowed_return.pdf)).

- (134) Für die Schätzung des Verschuldungsgrads<sup>(74)</sup> verwendet Tschechien einen Wert von [...] %. Dies spiegelt den einfachen durchschnittlichen Verschuldungsgrad während der Betriebsdauer des KKW und den angestrebten Verschuldungsgrad des Projekts wider<sup>(75)</sup>. Tschechien merkt an, dass diese Annahme insofern konservativ sei, als erstens die Kapitalstruktur des Projekts eine Verschuldung von 98 % vorsehe und zweitens der „effektive Verschuldungsgrad“ des Projekts im Bereich von 67 bis 78 % liege<sup>(76)</sup>.
- (135) In Bezug auf die PEGR brachte Tschechien vor, dass es sich bei KKW um einzelne Großprojekte handele, die im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsprojekten bestimmte einzigartige Merkmale und Risiken aufwiesen, und dass dies berücksichtigt werden müsse, indem eine PEGR in die aus dem CAPM abgeleitete Eigenkapitalrendite einbezogen wird. In der Schätzung der tschechischen Behörden von 3-3,5 % würde diesen Risiken, die nicht durch die Beta-Schätzungen diversifizierter Energieversorgungsunternehmen erfasst werden, Rechnung getragen<sup>(77)</sup>. Da jedoch in der vorgeschlagenen finanziellen und vertraglichen Struktur Maßnahmen zu einer erheblichen Risikominderung eingeführt wurden, darunter der langfristige Schutz des Ausübungspreises, wurde die PEGR nicht in die angestrebte Eigenkapitalrendite einbezogen.
- (136) Aus den oben genannten Annahmen ergibt sich für Tschechien eine geschätzte Spanne für die angestrebte Eigenkapitalrendite von [...] bis [...] ohne PEGR. Tschechien weist darauf hin, dass die angestrebte Eigenkapitalrendite aus folgenden Gründen als Untergrenze der Spanne definiert wurde: Sie liegt näher am Mittelwert der Benchmark-Spanne (siehe Erwägungsgrund 137) und das Projekt weist aufgrund der Einnahmensicherung und anderer in der Geschäftsstruktur enthaltener Risikominderungsmaßnahmen ein solides Risikoprofil auf.
- (137) Um seine Analyse zu bewerten, vergleicht Tschechien die angestrebte Rendite des Projekts von [9 bis 11] % mit derjenigen von Bezugsgrößen, darunter andere Projekte im Bereich der Kernenergie, große kommerzielle Infrastrukturprojekte, regulierte Versorgungsunternehmen in Tschechien und britische YieldCos. Diese Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt<sup>(78)</sup>.

<sup>(74)</sup> In diesem Zusammenhang wird der Verschuldungsgrad als Schulden im Verhältnis zum Kapital definiert, wobei das Kapital die Summe aus Schulden und Eigenkapital ist.

<sup>(75)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 21. März 2024.

<sup>(76)</sup> In seinem Vorbringen vom 9. Januar 2024 legt Tschechien dar, dass der Verschuldungsgrad des Projekts im Rahmen der Finanzierungsstruktur von EDU II im Laufe der Zeit variere. Während der Bauphase liege der Verschuldungsgrad bei über 90 %, sinke jedoch im Laufe der Betriebsdauer des Projekts, wenn die RFH zurückgezahlt wird. Tschechien legt ferner dar, dass der zeitlich variable Verschuldungsgrad von EDU II zur Folge habe, dass die erforderliche Eigenkapitalrendite nach dem CAPM-Standardrahmen positiv mit dem Verschuldungsgrad korreliert sein muss, da Eigenkapitalgeber bei steigendem Verschuldungsgrad tendenziell eine höhere Rendite verlangen. Daher müsste die Eigenkapitalrendite nach dem CAPM-Rahmen erwartungsgemäß zeitlich variieren, um diese relative Dynamik zwischen Eigenkapitalrendite und effektivem Verschuldungsgrad widerzuspiegeln. Tschechien gibt anschließend an, dass das Finanzmodell in seiner derzeitigen Form von einer konstanten jährlichen Eigenkapitalrendite während der gesamten Betriebsdauer des Projekts ausgehe, was angesichts der zeitvariablen Natur des jährlichen Verschuldungsgrads von EDU II nicht mit der Art und Weise übereinstimme, wie die Eigenkapitalrendite berechnet werden sollte. Um dieses Problem zu lösen, müsste ein konstanter „effektiver“ jährlicher Verschuldungsgrad festgelegt werden, um sicherzustellen, dass 1) die Entwicklung des Aktienrisikos während der Projektlaufzeit von EDU II genau bewertet wird und 2) im CAPM-Rahmen eine konstante jährliche Eigenkapitalrendite verwendet wird, die mit dem Finanzmodell in seiner aktuellen Form in Einklang steht. Daher spiegele ein einfacher Durchschnitt des Verschuldungsgrads im Laufe der Zeit weder das Risiko, dem das Projekt ausgesetzt ist, noch die Höhe der Eigenkapitalrendite wirklich wider, die von den Investoren gefordert würde. Bei gleichem einfachen jährlichen durchschnittlichen Verschuldungsgrad wäre beispielsweise das Aktienrisiko für das Projekt, das während der Bauphase einen höheren Verschuldungsgrad aufweist, größer als während der Betriebsphase, in der der Verschuldungsgrad niedriger ist. Der Grund dafür sei, dass die Bauphase für Eigenkapitalgeber ein wesentlich höheres Risiko berge als der Betrieb. Vor diesem Hintergrund hat Tschechien die drei alternativen Ansätze für den effektiven Verschuldungsgrad vorgelegt, der in die Schätzung der Eigenkapitalrendite einfließt. Diese alternativen Ansätze wurden in dem Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024 sowie in dem Vorbringen von Tschechien vom 8. November 2023 im Einzelnen dargelegt.

<sup>(77)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024.

<sup>(78)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024.

Tabelle 3

**Benchmarks von Tschechien <sup>(79)</sup>**

| Vergleichswert                                                 | Hebeleffekt (%) | Gehebelte Eigenkapitalrendite (%) |
|----------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------------------------|
| <b>Projekte zur Stromerzeugung aus Kernenergie</b>             |                 |                                   |
| Hinkley Point C <sup>(1)</sup>                                 | n.a.            | 11,0-11,5                         |
| Paks II <sup>(2)</sup>                                         | 40,0-50,0       | 10,9-12,5                         |
| <b>Große kommerzielle Infrastrukturprojekte</b>                |                 |                                   |
| Deutsche Steinkohle <sup>(3)</sup>                             | 60,0            | 11,0                              |
| Deutsche GuD <sup>(3)</sup>                                    | 60,0            | 10,0                              |
| Offshore-Windkraft <sup>(4)</sup>                              |                 | 7,0-9,0                           |
| <b>Tschechische behördliche Preiskontrollen <sup>(5)</sup></b> |                 |                                   |
| Stromverteilung und -übertragung (2021-25)                     | 48,9            | 7,9                               |
| Gasverteilung und -übertragung (2021-25)                       | 48,9            | 7,8                               |
| <b>Britische YieldCos <sup>(6)</sup></b>                       | 34,0-65,0       | 7,2-11,0                          |

<sup>(1)</sup> Siehe Beschluss der Kommission vom 8. Oktober 2014 über die vom Vereinigten Königreich geplante staatliche Beihilfe SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C.

<sup>(2)</sup> Siehe Beschluss der Kommission vom 6. März 2017 über die von Ungarn geplante staatliche Beihilfe SA.38454 (2015/C) (ex 2015/N) für den Bau von zwei Kernreaktoren im Atomkraftwerk Paks II.

<sup>(3)</sup> Fraunhofer ISE (2021), „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.

<sup>(4)</sup> Weltforum Offshore Wind (2022), Financing Offshore Wind, WFO\_FinancingOffshoreWind\_2022.pdf (WFO-global.org).

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

<sup>(6)</sup> Tschechien berichtet, dass es sich bei YieldCos um eine Anlageklasse von börsennotierten Unternehmen handele, die auf operative Anlagen im Bereich erneuerbare Energien spezialisiert sind. Von Juni 2022 bis Juni 2023 wurden sechs Unternehmen untersucht, von denen zwei im Jahr 2023 Berichte veröffentlicht und den entsprechenden Hebeleffekt sowie gehebelte Werte der Eigenkapitalrendite angegeben hatten. Die untere Grenze des Hebeleffekts wurde aus der Wertentwicklung des Portfolios abgeleitet, während sich die obere Grenze auf den im Rahmen ihrer Anlagepolitik zulässigen Höchstwert bezieht: TRIG Leverage (Hebeleffekt): <https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/08/TRIG-H1-2023-Interim-Results-Presentation.pdf>; TRIG Gehebelte Eigenkapitalrendite: <https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/02/TRIG-2022-Annual-Report.pdf>; UKW Leverage (Hebeleffekt) und gehebelte Eigenkapitalrendite: [https://www.greencoat-ukwind.com/~media/Files/G/GreenCoat-UKWind/documents/Results/2911%20Greencoat%20Interim%20Report\\_CL.pdf](https://www.greencoat-ukwind.com/~media/Files/G/GreenCoat-UKWind/documents/Results/2911%20Greencoat%20Interim%20Report_CL.pdf).

Quelle: Tschechische Behörden, Vorbringen vom 9. Januar 2024.

- (138) Tschechien führt an, dass die Ergebnisse dieses Vergleichs darauf hindeuten würden, dass die Schätzungen der Eigenkapitalrendite für das geplante KKW Dukovany mit denen anderer KKW und Energieinfrastrukturprojekte übereinstimmen. Tschechien weist ferner darauf hin, dass die Eigenkapitalrendite von EDU II voraussichtlich höher sein werde als die anderer neuerer Kernkraftwerke, unter anderem aufgrund des höheren Hebeleffekts bei EDU II. Eine Anpassung der regulierten Renditen für Energieversorgungsunternehmen in der Tschechischen Republik unter Berücksichtigung der Unterschiede im Risk-Return-Trade-Off (d. h. durch Hinzufügen der PEGR von 3-3,5 %) führe zu einer vergleichbaren Rendite <sup>(80)</sup>.

<sup>(79)</sup> Tschechien merkt ferner an, dass die Ergebnisse weitgehend mit der Risikoanalyse übereinstimmen, wobei Projekte im Bereich der Kernenergie am oberen Ende des Risikospektrums angesiedelt wären und dementsprechend hohe Renditen aufwiesen; sich die Vergleichswerte für Kernenergie mit dem geschätzten Bereich der Eigenkapitalrendite überschneiden; die tschechischen behördlichen Preiskontrollen über die Kontrollzeiträume 2021-2025 relativ stabile Renditen aufzeigten. Hierbei handele es sich um einen der niedrigsten Vergleichswerte, der mit der Risikokategorie „Gering“ aus der Risikoanalyse übereinstimme. Darüber hinaus wiesen zwei der deutschen Vergleichsprojekte im Bereich Stromerzeugung (Steinkohle und GuD) Eigenkapitalrenditen auf, die mit denen der Projekte zur Stromerzeugung aus Kernenergie übereinstimmen und leicht darunter liegen, was hauptsächlich auf das deutlich geringere Bau- und Betriebsrisiko zurückzuführen sei. Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024.

<sup>(80)</sup> Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024.

- (139) Die tschechischen Behörden kommen zu dem Schluss, dass der angestrebte interne Zinsfuß des Eigenkapitals von [9-11] % angesichts des Marktrisikos und der damit verbundenen Risikominderungen angemessen sei. Tschechien weist ferner darauf hin, dass die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9-11] % die vorgeschlagene Finanzstruktur für das Projekt widerspiegele, wobei EDU II die Verantwortung für die Tätigkeiten vor dem Bau trage, der Bau durch ein staatliches Darlehen finanziert werde und ein Abnahmevertrag mit einer Laufzeit von 40 Jahren geschlossen werde<sup>(81)</sup>.
- (140) Die tschechischen Behörden legen weiter dar, dass der interne Zinsfuß des Eigenkapitals auf [...] % sinken würde, wenn ein realistisches Szenario mit einer Kostenüberschreitung von 10 % aus nichtberechtigten Gründen zugrunde gelegt würde.

### 3.6.5.2. Fremdkapitalkosten

- (141) Tschechien legt dar, dass die Kosten der RFH während der Bauzeit und Gewährleistungsfrist 0 % pro Jahr betragen würden, während die Kosten der RFH während des kommerziellen Betriebs den Kosten der staatlichen Fremdfinanzierung zuzüglich 1 %, jedoch nicht weniger als 2 % pro Jahr, entsprächen. Tschechien legt ferner dar, dass die Fremdkapitalkosten angesichts der jüngsten Entwicklungen bei den staatlichen Kreditkosten sowie der Inflation während des Betriebs 3,5 % betragen würden<sup>(82)</sup>. Laut Berechnungen Tschechiens beliefen sich die Fremdkapitalkosten (im Folgenden „CoD“ (Cost of Debt)) insgesamt für das Projekt auf [2 bis 4] %<sup>(83)</sup>.

### 3.6.5.3. Gesamtrendite

- (142) Tschechien legte die folgende „Vanilla“-WACC-Formel zugrunde<sup>(84)</sup>:

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

Dabei gilt:

- 1) CoE sind die Eigenkapitalkosten oder die Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] %, wie in Abschnitt 3.6.5.1 erörtert;
- 2) CoD sind die Fremdkapitalkosten von [2 bis 4] %, wie in Abschnitt 3.6.5.2 erörtert und
- 3)  $\left(\frac{D}{D + E}\right)$  ist der in Abschnitt 3.6.5.1 erörterte Verschuldungsgrad des Projekts von [...] %.

<sup>(81)</sup> Vorbringen von Tschechien vom 9. Januar 2024.

<sup>(82)</sup> Tschechien legt dar, dass die Fremdkapitalkosten in Höhe von 3,5 % anhand aktueller Daten zur Renditekurve für Staatsanleihen der Tschechischen Republik geschätzt worden seien. Lege man eine lineare Annäherung zwischen den verfügbaren 20- und 50-jährigen Notierungen zugrunde, betrage der relevante 30-jährige Satz 4,04 % in tschechischen Kronen. Da die tschechische Regierung keine langfristigen Anleihen in Euro hat, wurde ein entsprechender EUR-Satz anhand von Preisnotierungen für die CZK/EUR-Devisenterminkurse geschätzt, um den festen Zinssatz zu berechnen. Auf der Grundlage dieser Analyse beträgt der entsprechende Festzins in EUR ca. 2,5 %. Wird die vorstehend genannten Marge von 1 % hinzugerechnet, ergeben sich geschätzte Fremdkapitalkosten von 3,5. Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 1. März 2024 und 7. März 2024.

<sup>(83)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 7. März 2024. Tschechien legt dar, dass sich die gewerblichen Schulden aufgrund des Projekts nach dem Bezugsvertrag für den Zeitraum von 2081 bis 2095 auf 304 Mio. EUR erhöhen könnten, was 3 % der RFH entspräche. Dadurch würde der Erwartung Rechnung getragen, dass der Investor versuchen würde, das Projekt nach Ablauf des Bezugsvertrags zu refinanzieren, um sein Anlageportfolio effizienter zu verwalten. Die gewerblichen Schulden würden voraussichtlich nach Ablauf der Laufzeit des Bezugsvertrags zu einem Zinssatz von 5,5 % abgebaut. Diese Zahl wurde auf der Grundlage der Fremdkapitalkosten für die RFH (d. h. 3,5 %) als Richtwert geschätzt. Angesichts des vollen Marktpreisrisikos gegen Ende der Projektlaufzeit wurde zu den 3,5 % eine Marge von 2 % hinzugefügt, um die Kosten der gewerblichen Schulden zu diesem Zeitpunkt zu schätzen. Siehe auch das tschechische Finanzmodell.

<sup>(84)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 13. Oktober 2023 und 1. März 2024.

- (143) Diese Formel ergibt einen WACC-Wert von [4,5 bis 7] %. Tschechien legt dar, dass in seiner WACC-Formel kein Tax-Shielding-Effekt berücksichtigt werde, da alle steuerlichen Auswirkungen im Finanzmodell berücksichtigt und in den Cashflows erfasst werden, die für die Berechnung der Kennzahlen des Finanzmodells verwendet werden<sup>(85)</sup>. Würde man jedoch den Tax-Shielding-Effekt einbeziehen und den effektiven Steuersatz von 21 % zugrunde legen, lägen die WACC bei [4-7] %<sup>(86)</sup>.

### 3.6.6. Einnahmen und Kosten des Projekts

- (144) Wie in Abschnitt 3.6.2 erläutert, beruht das von Tschechien vorgelegte Finanzmodell auf mehreren Annahmen in Bezug auf die Marktpreiserwartungen, die Verfügbarkeit des Kraftwerks, die Baukosten, die Betriebskosten und die Stilllegungskosten sowie auf anderen einschlägigen Annahmen in Bezug auf die Investitionsausgaben und die Finanzierung des Projekts.
- (145) Die Einnahmen des Kraftwerks werden unter Berücksichtigung von Marktpreisprognosen und unter der Annahme eines eingeschränkten Lastfolgebetriebs berechnet, wobei die Stromerzeugung des Kraftwerks innerhalb bestimmter technischer Grenzen unter Berücksichtigung der stündlichen Spotmarktpreise im Einklang mit den finanziellen Anreizen angepasst wird, die sich aus der in Erwägungsgrund 88 beschriebenen Vergütungsformel ergeben.
- (146) Die tschechischen Behörden legten dar, dass die Lastfolgefähigkeit des Kraftwerks durch technische Einschränkungen begrenzt sein werde, die teilweise von der gewählten Technologie abhängen würden. Bei der Modellierung des Dispatches des Kraftwerks auf der Grundlage der Marktpreise ging Tschechien davon aus, dass das Kraftwerk mindestens die europäischen Anforderungen an die Versorgungssicherheit für Leichtwasserreaktor-Kernkraftwerke erfüllen werde<sup>(87)</sup>. Sollte die technische Leistungsfähigkeit des Kraftwerks diese Mindestanforderungen übersteigen, werde dies in den Annahmen zu den Einnahmen berücksichtigt, die nach Abschluss des EPC-Vertrags zur Berechnung des Ausübungspreises zugrunde gelegt werden. Durch eine solche erhöhte Flexibilität könnten der Lastfolgebetrieb besser optimiert und somit der Ausübungspreis gesenkt werden.
- (147) Für die Schätzungen der zentralen Marktpreise stützte sich Tschechien auf die kommerziellen Annahmen von ČEZ hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Strommarktpreise in der Tschechischen Republik in der Zeit von 2035 bis 2050. Für den Zeitraum 2051 bis 2096, der die gesamte voraussichtliche Betriebsdauer des Kraftwerks umfasst, gehen die tschechischen Behörden davon aus, dass die Marktpreise schrittweise konstant um [...] % pro Jahr sinken werden, da längerfristig mit einem Rückgang der Marktpreise aufgrund des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energiequellen im Netz zu rechnen sei. Wird von einer inflationsbereinigten Annahme des zentralen Marktpreises von [...] EUR pro MWh im Jahr 2036 ausgegangen, so sinke dieser Wert bis 2050 auf [...] EUR pro MWh und bis 2076 allmählich auf [...] EUR pro MWh und bis 2096 auf [...] EUR pro MWh.
- (148) Die tschechischen Behörden haben im Rahmen des Finanzmodells Analysen über die Preisempfindlichkeit auf der Grundlage weiterer Szenarien vorgelegt, bei denen von konstanten jährlichen durchschnittlichen Marktpreiserwartungen von – 10 EUR/MWh bis 150 EUR/MWh ausgegangen wird. In den Szenarien mit Marktpreisen von – 10 EUR pro MWh, 10 EUR pro MWh und 20 EUR pro MWh gehen die tschechischen Behörden davon aus, dass das Kraftwerk nach Ablauf des Bezugsvertrags stillgelegt werde. Die tschechischen Behörden schätzen die Spanne des Ausübungspreises, die erforderlich ist, um die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9-11] % über die Laufzeit des Projekts zu erreichen, über alle Preisempfindlichkeitsszenarien hinweg auf [50-80] EUR pro MWh bis [75-90] EUR pro MWh. Bei einem festen Ausübungspreis von [65 bis 80] EUR/MWh (real 2020) würde der erwartete integrierte Zinsfuß des Eigenkapitals nach verschiedenen Empfindlichkeitsberechnungen während der Vertragslaufzeit [...] % vor Gewinnbeteiligung, während der Projektlaufzeit [...] % vor Gewinnbeteiligung und [...] % nach Gewinnbeteiligung bei Marktpreisen von 150 EUR/MWh, [...] % sowohl vor als auch nach Gewinnbeteiligung bei 40 EUR/MWh, [...] % sowohl vor als auch nach Gewinnbeteiligung bei 20 EUR/MWh und [...] % sowohl vor als auch nach Gewinnbeteiligung bei 10 EUR/MWh sowie bei minus 10 EUR/MWh betragen.

<sup>(85)</sup> Tschechien legt dar, dass sich dieser Ansatz vom Ansatz der Unternehmensfinanzierung unterscheidet, bei dem die Bewertung über den freien Cashflow für das Unternehmen erfolge und der Tax-Shield in den WACC angepasst werden müsse (wobei die Fremdkapitalkosten mit einem Faktor  $(1-t)$  multipliziert werden und  $t$  der Steuersatz ist), um die Auswirkungen der Finanzstruktur auf die Steuern zu erfassen, die im Modell nicht direkt berücksichtigt würden. Diese Anpassung sei daher auf das im vorliegenden Fall verwendete Finanzierungsmodell für das Projekt nicht anwendbar. Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 21. Februar 2024.

<sup>(86)</sup> Vorbringen von Tschechien vom 1. März 2024 und tschechisches Finanzmodell.

<sup>(87)</sup> Abrufbar für Mitglieder unter <https://europeanutilityrequirements.eu/>.

- (149) Wie in Erwägungsgrund 145 erläutert, entwickelte Tschechien ein Modell für jährliche Einnahmen, bei dem die Einnahmen des Kraftwerks für jede Betriebsstunde auf der Grundlage geschätzter stündlicher Marktpreise und unter der Annahme einer Leistungsoptimierung als Reaktion auf Marktpreissignale berechnet werden, wobei auch geplante und ungeplante Instandhaltungsarbeiten berücksichtigt werden. Die Kurven der Stundenpreise wurden auf der Grundlage der Preisvolatilität im Jahr 2035 nach dem zentralen Preisszenario von ČEZ erstellt, das auf die jährlichen Preisprognosen während der Betriebsdauer der Anlage angewendet wurde. Anschließend werden die Einnahmen des Kraftwerks für jede Kurve der Stundenpreise anhand der in Abschnitt 3.6.1 beschriebenen Vergütungsformel berechnet, wobei davon ausgegangen wird, dass die Leistung optimiert wird, um auf Marktsignale im Rahmen der technischen Leistungsfähigkeit des KKW zu reagieren.
- (150) Tschechien ermittelte die Auswirkungen auf die Rentabilität des Kraftwerks, indem es von einem Lastfolgebetrieb wie oben beschrieben ausging und diesen mit einem Szenario ohne Lastfolgebetrieb verglich, bei dem die Leistung bei einer durchschnittlichen jährlichen Verfügbarkeit von [75 bis 100] % der Kraftwerkskapazität konstant gehalten wird. Bei Lastfolgebetrieb gehen die tschechischen Behörden davon aus, dass das Kraftwerk mit einer durchschnittlichen Verfügbarkeit von [70 bis 90] % der Kraftwerkskapazität arbeitet (was auf eine erwartete Verringerung der Leistung auf 75 % in Zeiten zurückzuführen ist, in denen die Marktpreise  $p$  unter den Kosten  $c$  liegen), wodurch sich im Durchschnitt 101,24 % der Einnahmen und 96,59 % der Kosten ergeben, die für das Kraftwerk ohne Lastfolgebetrieb über die Projektlaufzeit angefallen wären. Die tschechischen Behörden weisen darauf hin, dass das Ergebnis der Analyse stark vom Profil der angenommenen Marktpreise abhängt, die hypothetischer Natur seien und nur als theoretische Kennzahlen für die Leistung des Kraftwerks betrachtet werden könnten.
- (151) Die in Erwägungsgrund 88 beschriebene Vergütungsformel stelle sicher, dass die Einnahmen von EDU II unabhängig von den durchschnittlichen Marktbedingungen während der Laufzeit des Bezugsvertrags (2038-2078) stabil bleiben.
- (152) Da zum Zeitpunkt der Annahme dieses Beschlusses das Ergebnis der EPC-Ausschreibung noch nicht bekannt war, hat Tschechien vorläufige Kostenschätzungen vorgelegt, die auf Vergleichswerten und öffentlich zugänglichen Informationen über die Planungsentwicklung und den Betrieb bestehender Kraftwerke beruhen. Tschechien räumt ein, dass Kostenschätzungen nur bedingt zuverlässig seien, da es in Tschechien keine unmittelbar vergleichbaren aktuellen Referenzprojekte gebe und die Planungsarbeiten noch nicht detailliert genug seien. Tschechien geht jedoch davon aus, dass mit der Ausschreibung für den EPC-Auftragnehmer die wirtschaftlich vorteilhafteste Lösung erzielt werde, durch die die Kosten minimiert werden sollten.
- (153) Im Basisszenario werden die gesamten Investitionsausgaben, d. h. die Baukosten („Overnight-Kosten“), auf [...] EUR/kW geschätzt. Dies entspricht [...] Mrd. EUR zu realen Preisen von 2020 (und [...] Mrd. EUR zu Nominalpreisen).
- (154) Tschechien legt ferner dar, dass es angesichts der Komplexität und der technischen Besonderheiten von Kernkraftwerken nicht ungewöhnlich sei, dass die Baukosten viel höher ausfallen würden als ursprünglich angenommen. Tschechien gab an, dass sich die „Overnight“-Kosten im schlimmsten Fall von Kostenüberschreitungen, ähnlich wie bei den KKW in Vogtle (USA) und Hinkley Point C (Vereinigtes Königreich), auf [14 000 bis 15 000] EUR pro kW oder [17 bis 18] Mrd. EUR (zu realen Preisen von 2023) belaufen könnten.
- (155) In die Schätzungen der variablen Betriebskosten fließen die Kosten für Kernbrennstoff, an den Staat gezahlte Gebühren für die Abfallentsorgung, Betriebs- und Instandhaltungskosten ohne Kernbrennstoffkosten sowie laufende Rückstellungen für Stilllegungsausgaben ein. Die tschechischen Behörden gehen von variablen Betriebskosten in insgesamt etwa [10 bis 15] EUR/MWh (mit geschätzten Kosten für die Beschaffung von Kernbrennstoff von [...] EUR/MWh, Kosten für die Stilllegung und Abfallentsorgung von [...] EUR/MWh und veränderlichen Kosten für Betrieb und Instandhaltung von [...] EUR/MWh) aus. Die variablen Betriebskosten werden als Eingabevariable ( $c$ ) in der Vergütungsformel des Bezugsvertrags und zur Schätzung des Lastfolgebetriebs auf der Grundlage der stündlichen Spotmarktpreise verwendet.
- (156) Zu den Gesamtbetriebskosten im Finanzmodell gehören auch die laufenden Lebenszykluskosten in Höhe von [...] EUR/MWh, bei denen es sich nach Angaben der tschechischen Behörden um Kosten für den Austausch und die umfassende Instandsetzung von Komponenten des Kraftwerks handelt, wobei jedoch die Kosten für eine Verlängerung der Laufzeit nicht enthalten seien. Ferner umfassen die Betriebskosten im Finanzmodell fixe Betriebskosten in Höhe von [10 bis 20] EUR/MWh, die nach Angaben der tschechischen Behörden Löhne und Gehälter, bezogene Dienstleistungen, Versicherungen und Steuern, Gebühren, Inspektions- und Überprüfungskosten, Stilllegungszuschüsse und sonstige Kosten beinhalten.

- (157) Um die Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf die Kosten wiederzugeben, haben die tschechischen Behörden Betriebskosten in Höhe von [...] EUR/MWh hinzugerechnet. Nach Angaben der tschechischen Behörden seien die Mehrkosten im Zusammenhang mit dem Lastfolgebetrieb in Kernkraftwerken auf die erhöhte Komplexität des Betriebs, die Instandhaltung und Probleme hinsichtlich der Effizienz des Kernbrennstoffs zurückzuführen, während Faktoren wie die spezifische Auslegung des Kernkraftwerks, sein Alter, das regulatorische Umfeld, in dem es betrieben wird, und seine Betriebsverfahren ausschlaggebend für diese Kosten seien. Die derzeitige Annahme von [...] EUR/MWh stelle eine erste Einschätzung dar und werde nach der EPC-Ausschreibung und im Rahmen der regelmäßigen Überprüfungen bewertet.
- (158) Nach Abschluss der EPC-Ausschreibung werde Tschechien bestimmte der vorstehend beschriebenen Kostenannahmen aktualisieren (siehe Anhang). Dabei würden insbesondere die Overnight-Kosten, die veränderlichen Betriebskosten (Kernbrennstoffkosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten, Stilllegungs- und Abfallentsorgungskosten), die Lebenszykluskosten, die fixen Betriebskosten, die Lastfolgekosten und die Verfügbarkeitsannahmen aktualisiert und im Finanzmodell zur Berechnung des anfänglichen Ausübungspreises verwendet.
- (159) Im Rahmen der regelmäßigen Überprüfungen könnten bestimmte Annahmen aktualisiert (d. h. nach oben oder unten korrigiert) werden, darunter die Annahmen zur Inflationsrate, die variablen Betriebskosten, die Lebenszykluskosten, die fixen Betriebskosten, die Lastfolgekosten und die Rentabilitätsschätzungen für den Lastfolgebetrieb (siehe Anhang). Die Überprüfung werde von einem unabhängigen Dritten überwacht, bei dem es sich voraussichtlich um die tschechische Energieregulierungsbehörde handelt.
- (160) Darüber hinaus könnten, wie in Abschnitt 3.8 beschrieben, bestimmte Annahmen aufgrund berechtigter Gründe aktualisiert werden.

#### 3.6.7. Kontrolle der Überkompensation

- (161) Wie im Einleitungsbeschluss erläutert, haben die tschechischen Behörden ursprünglich einen Mechanismus zur Kontrolle der Überkompensation vorgeschlagen, der aus einer in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährten Gewinnbeteiligung mit einem Schwellenwert in Höhe der angestrebten Eigenkapitalrendite von [9-11] % und einem Beteiligungsfaktor von 50:50 bestand.
- (162) Nach den für Maßnahme 1 vorgeschlagenen Änderungen und insbesondere unter Berücksichtigung der Verkürzung der Laufzeit des Bezugsvertrags von 60 auf 40 Jahre, die den Begünstigten nach Ansicht Tschechiens während der letzten 20 Jahre der Betriebsdauer der Anlage einem Marktpreisrisiko aussetze, sind die tschechischen Behörden der Ansicht, dass eine geringfügig geänderte Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen geeignet wäre, da sie das höhere Marktpreisrisiko des Begünstigten nach Ablauf des Bezugsvertrags genauer widerspiegeln würde. Die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung sieht daher Folgendes vor:
- a) Gewinne, die über die Eigenkapitalrendite von [9-11] % (nominal, nach Steuern, vor der kommerziellen Finanzierung) hinausgehen, werden über einen Zeitraum von 40 Jahren, der am Tag der Inbetriebnahme des KKW beginnt, im Verhältnis 50:50 zwischen dem Begünstigten und der Zweckgesellschaft aufgeteilt.
  - b) Gewinne, die über die Eigenkapitalrendite von [9-11] % (nominal, nach Steuern, vor der kommerziellen Finanzierung) hinausgehen, werden über einen Zeitraum von 20 Jahren, der unmittelbar auf den oben genannten Zeitraum von 40 Jahren folgt, im Verhältnis 60:40 zwischen dem Begünstigten und der Zweckgesellschaft aufgeteilt.
- (163) Tschechien legte dar, dass die tatsächlichen Renditen des Projekts während der Betriebsdauer des Projekts in Abständen von fünf Jahren bewertet würden, um zu prüfen, ob überschüssige Gewinne erzielt wurden. Diese Bewertung erfolgt i) erstmals nach dem Ende des Geschäftsjahres, in dem die für den Betrieb des KKW erteilte Genehmigung in Kraft tritt, oder, wenn der folgende Zeitpunkt der frühere ist, nach dem Ende des Geschäftsjahres unmittelbar vor Ablauf von fünf Jahren ab Beginn der Einspeisung von Strom aus dem KKW in das Netz (im Folgenden „erste Überprüfung der Überkompensation“) und ii) danach in Abständen von fünf Jahren (im Folgenden „nachfolgende Überprüfung der Überkompensation“) bis zur Einstellung des kommerziellen Betriebs des Projekts.
- (164) Die Bewertung beruht auf der neuesten Version des Finanzmodells, die zum Ende des der Bewertung vorausgehenden Geschäftsjahres (im Folgenden „Bewertungsdatum“) mit den tatsächlichen Einnahmen und Kosten aktualisiert wird.

- (165) Bei der Bewertung wird geprüft, ob die tatsächlichen Eigenkapitalrenditen (im Folgenden „tatsächlicher interner Zinsfuß des Eigenkapitals“) einen Schwellenwert des internen Zinsfußes des Eigenkapitals (im Folgenden „Schwellenwert des internen Zinsfußes des Eigenkapitals bei Überkompensation“) überschreiten. Der tatsächliche interne Zinsfuß des Eigenkapitals ist die Rendite, die auf Grundlage des Ausübungspreises und der Markteinnahmen und anderer am Bewertungsdatum geltender Parameter der Vergütungsformel erzielt wird. Der tatsächliche interne Zinsfuß des Eigenkapitals spiegelt die tatsächliche Leistung des Projekts seit Projektbeginn bis zum Zeitpunkt der jeweiligen Bewertung wider. Dabei werden die prognostizierten Cashflows bis zum Ende des Betriebs nicht berücksichtigt. Der Schwellenwert des internen Zinsfußes des Eigenkapitals bei Überkompensation wurde für die Dauer der Betriebszeit des Projekts (d. h. sowohl während als auch nach der vertraglichen Abnahmefrist) im Voraus auf einen Wert von [9-11] % festgelegt.
- (166) Wenn der tatsächliche interne Zinsfuß des Eigenkapitals den Schwellenwert für den internen Zinsfuß des Eigenkapitals bei Überkompensation überschreitet, gilt dies als Eigenkapitalüberkompensation (im Folgenden „Eigenkapital-Überkompensationsereignis“). Im Falle eines Eigenkapital-Überkompensationsereignisses wird dem Staat und ČEZ ein pauschaler Barbetrag (im Folgenden „Eigenkapital-Überkompensationsbetrag“) zurückgezahlt. Etwaige Eigenkapital-Überkompensationsbeträge werden nur unmittelbar nach einer Überprüfung der Überkompensation gezahlt und nicht in dem Jahr, in dem eine etwaige Eigenkapital-Überkompensation entstanden ist.
- (167) Wird davon ausgegangen, dass ein Eigenkapital-Überkompensationsereignis eingetreten ist, wird der Eigenkapital-Überkompensationsbetrag wie folgt berechnet:
- (168) Der erste Schritt besteht darin, den Barbetrag zu quantifizieren, der der Differenz zwischen dem tatsächlichen internen Zinsfuß des Eigenkapitals und dem internen Zinsfuß des Eigenkapitals bei Überkompensation entspricht, wobei der Zeitpunkt der Cashflows zu berücksichtigen ist und zuvor an den Staat gezahlte Eigenkapital-Überkompensationsbeträge auszuschließen sind.
- (169) Im zweiten Schritt wird dieser Betrag mit dem Beteiligungsschlüssel multipliziert, um die Zahlung zu ermitteln, die an den Begünstigten geht, während der Restbetrag dem Staat zufließt. Tschechien bestätigte ferner, dass die Anpassungen der Überkompensation in Form einer Pauschalzahlung oder einer Anpassung des Ausübungspreises des Bezugsvertrags erfolgen können.

### 3.7. **Maßnahme 2: Staatliches Darlehen (RFH)**

- (170) Tschechien beabsichtigt, ein staatliches Darlehen, die RFH, zur Finanzierung von Phase 2 (Projektentwicklung) und Phase 3 (Bau) zu gewähren. Tschechien legt dar, dass sich die erwarteten Investitionsausgaben für die Phasen 2 und 3 im Basisszenario auf [...] Mrd. EUR (nominal, in Preisen von 2020) beliefen. Allerdings legte Tschechien auch Szenarien vor, die auf höheren Investitionsausgaben beruhen. Die Investitionsausgaben für die Phasen 2 und 3 wurden auf der Grundlage früherer Projekte im Bereich der Kernenergie mit den höchsten Fertigstellungskosten (d. h. Vogtle und HPC) auf [17 bis 18] Mrd. EUR (in realen Werten von 2023) geschätzt. Die genaue Darlehenshöhe werde nach dem Ergebnis der Ausschreibung und der Unterzeichnung des EPC-Vertrags festgelegt, um die Entwicklung des Projekts zu finanzieren.
- (171) Tschechien legt dar, dass ein Darlehen die nachfolgend genannten Vorteile gegenüber einer staatlichen Bürgschaft für ein marktbasierendes Darlehen habe. *Erstens* bestehe bei der RFH nicht die Gefahr, dass es keinen kommerziellen Markt gibt, der die Finanzierung des Projekts sicherstellt. *Zweitens* ermögliche die RFH im Vergleich zu einer kommerziellen Kreditfazilität eine schnellere Lösung für die Bereitstellung des Gesamtfinanzierungspakets. *Drittens* würde die RFH geringere Fremdkapitalkosten mit sich bringen, da der Staat direkt Kredite vergebe und die Gebühren für die Bereitstellung und Bindung von Finanzmitteln während der gesamten Bauphase niedriger seien. Die tschechischen Behörden brachten ferner vor, dass die höheren Kosten einer potenziellen marktbasierenden Kreditvergabe aufgrund der hohen Verschuldung und der Risikoaversion des Marktes gegenüber Projekten im Bereich der Kernenergie zu einem höheren Ausübungspreis im Bezugsvertrag führen würden. Darüber hinaus wiesen die tschechischen Behörden darauf hin, dass der Staat bei der Entscheidung über den endgültigen Finanzierungsbetrag im Vergleich zu marktbasierenden Kreditgebern über mehr Flexibilität verfüge und diese Flexibilität erforderlich sei, da der EPC noch nicht abgeschlossen sei.

- (172) Es wird davon ausgegangen, dass die RFH 100 % der in den Phasen 2 und 3 anfallenden Kosten deckt (siehe Erwägungsgrund 67). Die RFH wird durch Vermögenswerte von EDU II besichert, und es wird keine Rückgriffsmöglichkeit auf ČEZ oder eine Garantie von ČEZ für die RFH geben. Der Begünstigte zahlt während der Bauphase des Projekts einen Zinssatz von 0 %<sup>(88)</sup>. Danach entspricht der jährliche Zinssatz den Kosten der staatlichen Fremdfinanzierung, wie vom Finanzministerium als Prozentsatz für das jeweilige Jahr festgelegt und um 1 Prozentpunkt erhöht, jedoch mindestens 2 % pro Jahr<sup>(89)</sup>. Die RFH wird nach Abschluss des Ausschreibungsverfahrens für den EPC-Vertrag endgültig festgelegt.
- (173) Die RFH kann ab dem Datum in Anspruch genommen werden, an dem der Bezugsvertrag, die Investorenvereinbarung und die RFH in Kraft treten. Die Inanspruchnahme erfolgt regelmäßig (z. B. jährlich) im Einklang mit dem aktualisierten Budget von EDU II.
- (174) Die RFH wird auf der Grundlage spezifischer Meilensteine, Phasen und voraussichtlicher Änderungen des Projekts über einen Zeitraum von 30 Jahren amortisiert. Die Amortisierung der RFH beginnt mit der Erteilung der Genehmigung nach dem Atomgesetz. Bis zu diesem Zeitpunkt wird ausschließlich für die Amortisierung der RFH und die Zahlung von Zinsen eine Schuldendienstreserve (im Folgenden „Schuldendienstreserve“) im Zeitraum bis zum Beginn der Amortisierung gebildet und danach von EDU II während des Amortisierungszeitraums gehalten und ausschließlich für die Amortisierung der RFH und die Zahlung von Zinsen im Falle eines Liquiditätsengpasses verwendet. Wird die Schuldendienstreserve während des Amortisierungszeitraums nicht in Anspruch genommen, so wird sie für die letzten Raten und Zinszahlungen verwendet.
- (175) Teilt EDU II dem Staat mit, dass die Amortisierung der RFH für das Projekt ausgesetzt werden muss, um einen finanziellen Ausfall<sup>(90)</sup> zu verhindern, und dass EDU II die Schuldendienstreserve ausgeschöpft hat und ČEZ seine Verpflichtungen zur Eigenkapitalausstattung<sup>(91)</sup> nicht verletzt (im Folgenden „Aussetzungsmitteilung“), werden die Amortisierung der RFH und die Zinszahlungen für den Zeitraum ausgesetzt, der erforderlich ist, um den finanziellen Ausfall zu verhindern.
- (176) Freiwillige Vorauszahlungen der RFH und/oder Refinanzierung sind nach den Bedingungen der RFH zulässig.
- (177) Im Falle einer Änderung der Kontrolle über EDU II ist EDU II verpflichtet, den Darlehensbetrag zuzüglich Zinsen innerhalb des im Beschluss über die RFH festgelegten Zeitraums zurückzuzahlen, es sei denn, alle Anteile an EDU II werden vom tschechischen Staat erworben.
- (178) EDU II ist berechtigt, Dividenden ab Beginn des Bezugsvertrags nach vereinbarten Parametern und vorbehaltlich der vorherigen Zahlung fälliger RFH-Rückzahlungsraten auszuschütten. EDU II ist auch berechtigt, ČEZ freie Barmittel über andere Kanäle zu zahlen (z. B. durch Zahlungen im Rahmen von Darlehen der Anteilseigner oder durch gruppeninterne Darlehen, die EDU II ČEZ gewährt).
- (179) Bis zur vollständigen Rückzahlung der RFH durch EDU II (einschließlich fälliger Zinsen) darf EDU II keine Ausschüttungen oder Zahlungen an ČEZ oder ein Mitglied der ČEZ-Gruppe vornehmen, mit Ausnahme von Zahlungen für die Vergütung von gruppeninternen Lieferungen oder Dienstleistungen, die für EDU II und/oder für den Betrieb und die Instandhaltung des KKW erforderlich sind. Sofern EDU II jedoch in dem im Rahmen der RFH festgelegten Umfang an einem Cash-Pooling der ČEZ-Gruppe teilnimmt, werden durch den vorstehenden Satz Zahlungen von oder an EDU II im Zusammenhang mit einem solchen Cash-Pooling weder verboten noch eingeschränkt.
- (180) Schließlich kann nicht ausgeschlossen werden, dass bei Kostenüberschreitungen für die Rückzahlung der RFH teilweise eine Refinanzierung über private marktbasierte Darlehen erforderlich ist. Bei diesem Szenario wäre die Rückzahlung der Investitionskosten nicht mehr direkt an den RFH-Zeitraum gebunden.

<sup>(88)</sup> Dieser Zinssatz gilt bis zur Erteilung der Genehmigung für den Betrieb des KKW. Siehe Paragraph 9 Buchstabe f und Paragraph 4 Absatz 2 Atomgesetz (Betrieb kerntechnischer Anlagen).

<sup>(89)</sup> Dieser Zinssatz gilt nach Erteilung der Genehmigung für den Betrieb des KKW durch den Begünstigten. Siehe Paragraph 9 Buchstabe f und Paragraph 4 Absatz 2 Atomgesetz (Betrieb kerntechnischer Anlagen).

<sup>(90)</sup> Der Begriff „finanzieller Ausfall“ ist in Paragraph 6 des Termsheet der Investorenvereinbarung definiert.

<sup>(91)</sup> Nach dem Termsheet der Investorenvereinbarung bezieht sich die Verpflichtung von ČEZ zur Eigenkapitalausstattung auf die Verpflichtung, eine vereinbarte bedingte Eigenkapitalfinanzierung für das Projekt bis zu einer Obergrenze von insgesamt 1,95 Mrd. Euro bereitzustellen.

### 3.8. **Maßnahme 3: Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben**

- (181) Die dritte Maßnahme zur Unterstützung des Projekts ist ein Kostendeckungsschutz für ČEZ für den Fall, dass Tschechien beschließt, seine nationale Politik im Bereich der Kernenergie zu ändern oder die Maßnahmen 1 oder 2 abzulehnen, oder für den Fall, dass berechtigte Gründe vorliegen (im Folgenden „Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben“) <sup>(92)</sup>.
- (182) Der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben besteht aus einer Verkaufsoption <sup>(93)</sup> für ČEZ oder einer Kaufoption <sup>(94)</sup> für den Staat unter bestimmten Umständen. Diese Maßnahme ist in einem Vertrag zwischen den tschechischen Behörden und ČEZ sowie EDU II festgelegt, zusammen mit der Verpflichtung von ČEZ, eine Beteiligungsfinanzierung für das Projekt bereitzustellen.
- (183) Bis zur Unterzeichnung der Investorenvereinbarung wird im ersten Durchführungsvertrag der Rahmen für die Zusammenarbeit bei dem Projekt festgelegt, einschließlich des Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben für die erste Phase des Projekts. Im ersten Durchführungsvertrag sind insbesondere die Verfahren und Modalitäten für die Neuverhandlung der Vertragsbedingungen im Falle von berechtigten Gründen und für den Verkauf von Anteilen an den Staat aus berechtigten Gründen während der ersten Phase des Projekts festgelegt. Der erste Durchführungsvertrag enthält die Modalitäten der Anteilskaufvereinbarungen, um sicherzustellen, dass der Vorgang für beide Parteien neutral ist (z. B. indem sichergestellt wird, dass der Kaufpreis den in EDU II investierten Mitteln entspricht, keine Einnahmenübertragungen von EDU II an ČEZ erfolgen usw.).
- (184) Die tschechischen Behörden legen dar, dass der Kaufpreis für den Verkauf aller Anteile an den Staat bis zum Ende von Phase 1 auf 4 509 591 000 CZK festgesetzt werde, wobei eine zusätzliche Gebühr aufgrund der berechtigten Gründe in Höhe von höchstens 200 000 000 CZK fällig werden könne, die der Gesamthöhe der Kapitaleinlagen entspricht, die ČEZ bereitstellen wird. In einer gesonderten Vereinbarung haben die Parteien die Bedingungen festgelegt, unter denen diese Beträge eine wirtschaftliche Kapitalrendite beinhalten, sowie die Bedingungen, unter denen dies nicht der Fall ist. Als allgemeine Regel gelte, dass bei einer Einstellung des Projekts aus berechtigten Gründen auch eine Kapitalrendite an ČEZ fällig wird.
- (185) Darüber hinaus erklären die tschechischen Behörden, dass der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben den Schutz von EDU II in Bezug auf Ereignisse gewährleisten werde, die sich seiner Kontrolle entziehen (z. B. im Falle von „berechtigten Gründen“ <sup>(95)</sup>), wie im Bezugsvertrag festgelegt (siehe Erwägungsgrund 104). Wenn die Erfüllung der rechtlichen Verpflichtungen von EDU II insbesondere aufgrund von berechtigten Gründen verhindert oder verzögert wird, muss EDU II für eine solche Nichterfüllung oder Verzögerung bei der Erfüllung seiner Verpflichtungen keine Verantwortung übernehmen. Ebenso gilt: Wenn ein berechtigter Grund zu Verzögerungen bei der Durchführung des Projekts führt, wird das angestrebte Inbetriebnahmedatum tageweise verlängert. Schließlich hat EDU II im Falle eines berechtigten Grundes Anspruch auf eine finanzielle Entschädigung.
- (186) Die tschechischen Behörden legen dar, dass das Ziel dieser Maßnahme darin bestehe, die bei der Festlegung des Ausübungspreises benötigte Höhe der Beihilfe so gering wie möglich zu halten, indem ein akzeptabler Rahmen für die Risikoverteilung geschaffen werde. Diese Maßnahme soll das Risiko für den Investor begrenzen und gleichzeitig die Spanne der Kapitalrendite verringern. Ziel ist es, EDU II vor bestimmten Risiken zu schützen (siehe Anhang des Einleitungsbeschlusses). Gleichzeitig trägt EDU II das Risiko bei Überschreitungen der Projektkosten aus anderen

<sup>(92)</sup> Siehe Erwägungsgrund 104 für eine Definition des Begriffs „berechtigten Gründe“.

<sup>(93)</sup> Die „Verkaufsoption“ betrifft das Recht von ČEZ, bei Eintreten bestimmter Ereignisse alle Anteile an EDU II an den Staat zu verkaufen.

<sup>(94)</sup> Die „Kaufoption“ betrifft das Recht des tschechischen Staates, bei Eintreten bestimmter Ereignisse alle Anteile an EDU II von ČEZ zu kaufen.

<sup>(95)</sup> „Berechtigte Gründe“ sind Ereignisse und Umstände, die im Bezugsvertrag festgelegt werden (und bereits im ersten Durchführungsvertrag verankert sind) und mit Änderungen der Bedingungen für die RFH, einer verspäteten endgültigen Investitionsentscheidung der tschechischen Regierung, der Annahme, Änderung oder Aufhebung von geltenden Gesetzen oder Vorschriften im Zusammenhang mit dem Projekt, der Verletzung bestimmter Verpflichtungen durch den Staat oder staatliche Stellen, die das Projekt ermöglichen, Infrastruktur- und Netzproblemen, Anforderungen des Staates im Zusammenhang mit nationalen Sicherheitsinteressen und damit verbundenen Auswirkungen usw. zusammenhängen.

Gründen als berechtigten Gründen. Die tschechischen Behörden haben eine Übersicht über die Änderungen vorgelegt, die als berechtigte Gründe akzeptiert würden. Dazu gehören Änderungen der Einflussgrößen für die Berechnung des Ausübungspreises je nach den Ergebnissen der EPC-Ausschreibung (in Bezug auf Kapitalkosten, Dauer der Bauzeit, Verfügbarkeitszeiträume, <sup>(96)</sup> Betriebs-, Instandhaltungs-, Brennstoff- und Lebenszykluskosten <sup>(97)</sup> sowie Kapazität und technische Fähigkeiten des Kraftwerks) oder der Festlegung der RFH (Zinssatz, Darlehenshöhe und Zahlungsbedingungen, die im Rahmen der RFH festgelegt wurden (siehe Erwägungsgrund 172) sowie die Annahmen zu kommerziellen Darlehen auf der Grundlage der Höhe und Bedingungen der RFH). In diesem Zusammenhang bestätigen die tschechischen Behörden, dass das Finanzmodell auf der gesetzlich vorgeschriebenen Mindestflexibilität des Kraftwerks beruhe und dass jede Erhöhung der Flexibilität zu effizienteren Annahmen zum Lastfolgebetrieb und damit zu einer Senkung des Ausübungspreises führen würde.

- (187) Sie beinhalten auch Änderungen während der Betriebsdauer des Projekts, die, soweit sie auf berechtigten Gründen beruhen, bei den regelmäßigen Überprüfungen der Bedingungen des Bezugsvertrags aktualisiert werden, einschließlich Änderungen der Betriebs- und Investitionskosten (sowohl Erhöhungen als auch Verringerungen) und Änderungen der Rechtsvorschriften wie Stilllegungsparameter und Steuersätze. Die tschechischen Behörden erkennen an, dass die Nutzung (oder Nichtnutzung) der technischen Flexibilität des Kraftwerks zur Optimierung der Produktionsleistung mit Blick auf sich ändernde Marktpreise (Lastfolge) kein berechtigter Grund sei, um zusätzliche Kostensteigerungen über die allgemeine Aktualisierung der Betriebskosten hinaus zu rechtfertigen, die bei der regelmäßigen fünfjährlichen Überprüfung erfolgt (siehe Abschnitt 3.6.7). Technische Einschränkungen des Lastfolgebetriebs wurden daher aus der Liste der berechtigten Gründe ausgeschlossen. Der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben soll sicherstellen, dass der Investor und der Staat dem Projekt insgesamt zustimmen können.

### 3.9. Rechtsgrundlage und Transparenz

- (188) Die nationale Rechtsgrundlage für diese Maßnahme ist das Gesetz über Maßnahmen für den Übergang Tschechiens zu CO<sub>2</sub>-armer Energie und zur Änderung des Gesetzes Nr. 165/2012 <sup>(98)</sup>.
- (189) Die tschechischen Behörden legten dar, dass die Beihilfe auch durch das Gesetz Nr. 218/2000 Sb., das Gesetz über die Haushaltsvorschriften und die Änderung einiger damit zusammenhängender Gesetze (Haushaltsvorschriften) in der geänderten Fassung sowie durch die verschiedenen Verträge und Vereinbarungen mit dem Begünstigten wie nachstehend beschrieben geregelt werde.
- (190) Der Rahmenvertrag über die Zusammenarbeit für den Bau neuer kerntechnischer Anlagen in der Tschechischen Republik, der am 28. Juli 2020 zwischen dem Ministerium, ČEZ und EDU II unterzeichnet wurde, legt einen allgemeinen Rahmen für die Einleitung und anschließende Entwicklung der Zusammenarbeit zwischen den Parteien im Hinblick auf das Projekt für den Bau neuer kerntechnischer Anlagen am Standort Dukovany fest. Er enthält keine spezifischen rechtsverbindlichen Verpflichtungen der Parteien. Gemäß dem Rahmenvertrag ist das Projekt an die Bedingung geknüpft, dass zuvor eine staatliche Beihilfe genehmigt wird.
- (191) Der erste Durchführungsvertrag zwischen dem Ministerium, ČEZ und EDU II enthält rechtsverbindliche Vereinbarungen über die Rechte und Pflichten der Parteien für die erste Phase des Projekts, d. h. bis zur Auswahl des EPC-Auftragnehmers. Er wurde am 28. Juli 2020 unterzeichnet und anschließend am 24. Dezember 2022, 20. Dezember 2023 und 30. Januar 2024 geändert.
- (192) Am 26. Januar 2024 legten die tschechischen Behörden Kopien von folgenden Dokumenten vor:
- Dem Entwurf des Termsheets des Bezugsvertrags, in dem die Rechte und Pflichten der Parteien in Bezug auf das Projekt festgelegt sind und das nach seiner Unterzeichnung den Rahmenvertrag und den ersten Durchführungsvertrag ersetzen wird. In dem Vertrag werden insbesondere die Bedingungen für die Stromabnahmeverpflichtung des tschechischen Staates (einschließlich der Berechnung des Ausübungspreises und seiner Anpassungen und der Bedingungen der Gewinnbeteiligungsverpflichtung), die Verpflichtung des Staates zur Gründung der Zweckgesellschaft, die Verpflichtung von EDU II zur Entwicklung, zum Bau und zum Betrieb des KKW sowie die geltenden Bedingungen im Falle eines Eigentümerwechsels festgelegt.

<sup>(96)</sup> Als Grundlage für die Vergütung wird eine angestrebte Verfügbarkeit von [75 bis 100] % festgelegt. Unterschiede in den Verfügbarkeitsplänen können sich jedoch je nach gewählter Technologie auf das Finanzmodell auswirken.

<sup>(97)</sup> Die Lebenszykluskosten decken den Austausch und die umfassende Instandsetzung von Komponenten im KKW ab. Der voraussichtliche Zeitplan für den Austausch und die umfassende Instandsetzung werden im erfolgreichen EPC-Angebot im Einzelnen aufgeführt. Diese Kosten beinhalten keine Kosten für die Verlängerung der Betriebsdauer.

<sup>(98)</sup> Das Gesetz wurde zuletzt 2023 geändert und ist abrufbar unter: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165>.

- b) Dem Entwurf des Termsheets der Investorenvereinbarung zwischen dem tschechischen Staat, ČEZ und EDU II, in dem die Verpflichtungen bezüglich der Beteiligungsfinanzierung des Projekts durch ČEZ, die Übertragung von Anteilen an Dritte sowie die Einzelheiten der Kauf- und Verkaufsoptionen festgelegt sind.
  - c) Dem Entwurf des Termsheets der rückzahlbaren Finanzhilfe, die durch einen Beschluss des Ministeriums für Industrie und Handel gewährt werden soll.
- (193) Die tschechischen Behörden erklären, dass die Bedingungen der oben genannten Verträge endgültig festgelegt werden, sobald das Vergabeverfahren für die Auswahl des EPC-Auftragnehmers abgeschlossen ist und die Investitions- und Betriebskosten des Projekts sowie seine technischen Merkmale bestätigt sind. Aus demselben Grund werden bestimmte Einflussgrößen für das Finanzmodell, die zur Neuberechnung des Ausübungspreises des Bezugsvertrags verwendet werden, aktualisiert, um den Bedingungen des EPC-Vertrags Rechnung zu tragen (siehe Anhang).
- (194) Die tschechischen Behörden erklären ferner, dass die übrigen allgemeinen und besonderen Bedingungen der in Erwägungsgrund 191 genannten Vertragsdokumente sowie die endgültigen Finanzierungsdokumente Standardklauseln enthalten werden, die jeder Investor für ein ähnliches Projekt anstreben würde und bei denen er vernünftigerweise davon ausgehen könnte, dass sie für ein ähnliches Projekt vereinbart würden. Sollten sich die Vertragsbedingungen in den jeweiligen endgültigen Vertragsdokumenten verbessern und sich das Gleichgewicht der Risiken, der Renditeerwartungen oder der Kostendeckung in Bezug auf das Projekt und die damit verbundene Infrastruktur zugunsten der Begünstigten verschieben oder sollten die Vertragsdokumente anderweitig weitere Elemente enthalten, die eine staatliche Beihilfe darstellen könnten, verpflichten sich die tschechischen Behörden, sie vor der Durchführung bei der Europäischen Kommission zur Genehmigung anzumelden.
- (195) Die tschechischen Behörden teilten mit, dass die Informationen über das Projekt auf der Website des Ministeriums veröffentlicht werden: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/>.

### 3.10. Finanzierungsstruktur des Projekts

- (196) Der Gesamtfinanzierungsbedarf des Projekts im Rahmen des ersten Falls wurde auf [...] Mrd. EUR (in realen Preisen von 2020) bzw. [...] Mrd. EUR nominal geschätzt, wobei die Finanzierung in Phase 1 über ein Anfangskapital von 0,18 Mrd. EUR von ČEZ und in den Phasen 2 und 3 über ein staatliches Darlehen in Höhe von [9,8 bis 10,8] Mrd. EUR, die RFH, erfolgt.
- (197) ČEZ wird zusätzlich 1,77 Mrd. EUR an gebundenem bedingtem Eigenkapital bereitstellen, um mögliche Kostenüberschreitungen zu finanzieren, die nicht auf berechnete Gründe zurückzuführen sind. Die Einzelheiten des Vorgehens zur Finanzierung etwaiger Kostenüberschreitungen werden zwischen ČEZ und dem Staat vereinbart. Die maximale Eigenkapitalzusage von ČEZ für das Projekt in der Entwicklungs- und Bauphase beläuft sich auf insgesamt 1,95 Mrd. EUR.
- (198) Die tschechischen Behörden legen dar, dass die Obergrenze für Überschreitungen im Rahmen der geschäftlichen Verhandlungen zwischen den Parteien festgelegt worden und das Ergebnis einer wirksamen und optimalen Risikoverteilung für das Projekt sei. Sie sind der Auffassung, dass das Projekt nicht mit einer unbefristeten finanziellen Verpflichtung durchgeführt werden könne.
- (199) Wie in Abschnitt 3.6.6 erwähnt, gehen die tschechischen Behörden davon aus, dass sich die Baukosten für das Projekt auf [...] EUR/kW (Overnight-Kosten, d. h. ohne Zinsen während der Bauzeit, auf dem Preisniveau von 2020) und die Betriebskosten auf etwa [25 bis 50] EUR/MWh (auf dem Preisniveau von 2020) belaufen werden, die Kernbrennstoff-, Betriebs- und Instandhaltungskosten, die Kosten für die Verlängerung des Lebenszyklus sowie die Kosten für die Stilllegung und Abfallentsorgung umfassen. In einem alternativen Szenario<sup>(99)</sup> schätzen die tschechischen Behörden, dass die Baukosten für das Projekt, die nicht auf Überschreitungen aus berechtigten Gründen zurückzuführen sind, um 10 % höher liegen.
- (200) Wie in Erwägungsgrund 154 dargelegt, führten die tschechischen Behörden an, dass die Overnight-Kosten des Projekts im schlimmsten Fall von Kostenüberschreitungen wie sie bei Vogtle und Hinkley Point C aufgetreten sind bei [17 bis 18] Mrd. EUR (real zu Preisen von 2023) oder nominal [...] Mrd. EUR liegen könnten. In einem solchen Fall würde sich die Höhe der RFH nominal auf [...] Mrd. EUR belaufen, wenn die Kostenüberschreitungen ausschließlich auf berechnete Gründe zurückzuführen wären.

<sup>(99)</sup> ČEZ verwendet den Begriff „realistischer Fall“ für ein alternatives Szenario, bei dem von einem Anstieg der Overnight-Kosten für das Projekt um + 10 % ausgegangen wird, wobei die Kosten als nicht berechnete eingestuft werden.

- (201) Die Kostenschätzungen sind in diesem Stadium nur Richtwerte und wurden auf der Grundlage von Vergleichsfällen erstellt. Die tatsächlichen Kosten hängen vom Ergebnis der EPC-Ausschreibung und der ausgewählten Technologie ab.

### 3.11. Kumulierung

- (202) Die Maßnahme kann nicht mit anderen Beihilfen kumuliert werden, die zur Deckung derselben Kosten im Rahmen des Projekts gewährt werden.

### 3.12. Transparenz

- (203) Die tschechischen Behörden teilten mit, dass alle relevanten Informationen zu der Maßnahme auf einer nationalen Website <sup>(100)</sup> sowie im Transparenz-Register der Kommission veröffentlicht werden.

### 3.13. Gründe für die Einleitung des Verfahrens

- (204) Die Kommission hat den Einleitungsbeschluss am 30. Juni 2022 angenommen. Die Kommission kam zu dem vorläufigen Schluss, dass die Maßnahmen eine staatliche Beihilfe darstellen, und äußerte Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahmen mit dem Binnenmarkt gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV. Die Kommission äußerte in ihrem Einleitungsbeschluss insbesondere Zweifel an der Geeignetheit und Angemessenheit (im Einleitungsbeschluss: Verhältnismäßigkeit) der Beihilfe sowie an möglichen Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen.
- (205) Was die Zweifel an der Geeignetheit im Einleitungsbeschluss betrifft, so hat die Kommission geprüft, ob die Kombination aus dem ursprünglich vorgeschlagenen Abnahmevertrag mit Festpreisen zusammen mit der RFH und dem Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben ein geeignetes Instrument zur Bereitstellung von Beihilfen war, insbesondere im Vergleich zu anderen Instrumenten, die für frühere Investitionen in Kernenergie als geeignet erachtet wurden. Die Kommission äußerte Zweifel, ob ein höheres Risiko für den Begünstigten nicht geeigneter gewesen wäre. Die Kommission stellte im Einleitungsbeschluss insbesondere fest, dass durch die Absicherung des Begünstigten vor erheblichen Marktrisiken bestimmte Anreize für ein Wettbewerbsverhalten möglicherweise behindert wurden, und vertrat die Auffassung, dass die drei Maßnahmen (d. h. die Regelung bei Änderungen der Rechtsvorschriften, der Abnahmevertrag und die RFH) zusammen das Marktrisiko erheblich verringern. In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen gelangte die Kommission zu dem Schluss, dass unklar war, ob das von Tschechien vorgeschlagene Gleichgewicht bei der Anwendung der drei Maßnahmen die richtige Wahl war und ob alternative Instrumente oder eine Änderung der vorgeschlagenen Instrumente erforderlich sein könnten, um ein höheres Maß an Marktrisiko zu gewährleisten <sup>(101)</sup>.
- (206) Was die Angemessenheit des Projekts betrifft, so äußerte die Kommission im Einleitungsbeschluss Zweifel daran, ob die Laufzeit des Abnahmevertrags von 60 Jahren auf das für die Durchführung des Projekts erforderliche Minimum beschränkt war. Die Kommission stellte insbesondere fest, dass die Laufzeit die Rückzahlungsfrist der Finanzhilfe (in diesem Fall 30 Jahre nach der Aufnahme des kommerziellen Betriebs) sowie die in früheren Fällen akzeptierte Dauer der Unterstützung deutlich überschreitet <sup>(102)</sup>. Die Kommission stellte ferner fest, dass langfristige Verträge zwar eine übliche Voraussetzung sind, um große langfristige Investitionen zu ermöglichen, die Vertragslaufzeit jedoch nicht unbedingt immer die gesamte Lebensdauer eines Projekts abdeckt.
- (207) Darüber hinaus äußerte die Kommission im Einleitungsbeschluss weiterhin Zweifel daran, ob die Annahmen, die zur Schätzung der erforderlichen Rendite herangezogen wurden, das Risiko des Investors korrekt widerspiegeln. Insbesondere äußerte die Kommission Zweifel an der Prämie für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken, die in die CAPM-Schätzung aufgenommen wurde, da das Risiko des Begünstigten aufgrund der drei Beihilfemaßnahmen sowie der Möglichkeiten einer Anpassung des Preises im Strombezugsvertrag geringer war. Daraufhin stellte die

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

<sup>(101)</sup> Siehe Erwägungsgründe 191 bis 193 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(102)</sup> Ebenda, Erwägungsgründe 197 und 198. So wurde insbesondere der Abnahmevertrag für Hinkley Point C für 35 Jahre abgeschlossen, während die Rückzahlungsfrist der RFH bei PAKS II nur 21 Jahre betrug und die Maßnahme nicht mit einer anderen Form von Betriebsbeihilfe einherging.

Kommission infrage, ob die erforderliche Eigenkapitalrendite die vom Begünstigten getragenen Risiken korrekt widerspiegelt und ob sie einer angemessenen Rendite für einen Investor in diesem Tätigkeitsbereich entspricht, da mit dem Abnahmevertrag sowohl das Preis- als auch das Marktrisiko auf die Zweckgesellschaft und damit auf den Staat übertragen wird <sup>(103)</sup>.

- (208) Die Kommission äußerte im Einleitungsbeschluss ferner Zweifel daran, ob der von Tschechien vorgeschlagene Mechanismus für die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen eine Überkompensation ausreichend verhindern würde, insbesondere da er einen Beteiligungsfaktor von 50:50 zwischen dem Staat und EDU II vorsieht <sup>(104)</sup>.
- (209) Ferner stellte die Kommission in Bezug auf ČEZ als Projektträger fest, dass ein offenes Auswahlverfahren für den Projektträger möglicherweise zu einer Verringerung der für die Durchführung des Projekts erforderlichen Unterstützung hätte führen können <sup>(105)</sup>.
- (210) Im Hinblick auf Zweifel hinsichtlich möglicher negativer Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb stellte die Kommission die Auswahl von ČEZ als Begünstigten des Projekts und die Tatsache infrage, dass ČEZ ohne Ausschreibung oder Auswahlverfahren und möglicherweise ohne eigentliche Berücksichtigung anderer potenzieller Betreiber ausgewählt wurde. Daraufhin warf die Kommission die Frage auf, warum ČEZ der leistungsfähigste Betreiber ist, warum keine Ausschreibung oder kein anderes Auswahlverfahren durchgeführt wurde und aus welchen technischen oder wirtschaftlichen Gründen ČEZ ausgewählt wurde. Angesichts der starken Stellung von ČEZ auf dem tschechischen Strommarkt lässt die Auswahl von ČEZ Zweifel hinsichtlich einer möglichen Verzerrung der Marktstruktur aufkommen <sup>(106)</sup>.
- (211) Darüber hinaus wies die Kommission darauf hin, dass die Möglichkeit von Preismanipulationen und das Zurückhalten von Kapazitäten durch ČEZ nicht vollständig ausgeschlossen werden könne. So war beispielsweise nicht auszuschließen, dass die ČEZ-Gruppe in Zeiten, in denen die Marktpreise über dem Festpreis des Strombezugsvertrags liegen, einen wirtschaftlichen Anreiz haben könnte, die Leistung von EDU II zurückzufahren, damit andere Unternehmen von ČEZ mehr Energie zu den höheren Marktpreisen verkaufen könnten. Die Kommission vertrat die Auffassung, dass eine mögliche Marktmanipulation vor allem durch die derzeitige starke Stellung von ČEZ auf dem Markt in Bezug auf die Stromerzeugungskapazität und die tatsächliche Erzeugung in Tschechien nicht ausgeschlossen werden könne. In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen äußerte die Kommission Zweifel daran, ob ČEZ oder EDU II Anreize hätten oder in der Lage wären, den Markt zu manipulieren <sup>(107)</sup>.
- (212) Die Kommission äußerte schließlich Zweifel an der Rolle der Zweckgesellschaft auf dem Markt. Die Kommission stellte insbesondere fest, dass es unklar war, ob die Zweckgesellschaft ausreichende Anreize hätte, als gewinnmaximierendes Privatunternehmen aufzutreten, da sie ihre Verluste durch staatliche Mittel ausgleichen könnte, es sei denn, diese Rolle würde tatsächlich von einem separaten Unternehmen übernommen, das eine Strategie der Gewinnmaximierung verfolgt und im Rahmen einer offenen Ausschreibung ausgewählt wird, die nicht zu einer Wiedereingliederung der Handelstätigkeiten der Zweckgesellschaft mit ČEZ führt. Darüber hinaus besteht nach Ansicht der Kommission die Gefahr, dass die Beihilfe für die Zweckgesellschaft auch großen Stromverbrauchern zugutekommt. Diese Gefahr könnte noch dadurch verschärft werden, dass die Zweckgesellschaft vom Staat kontrolliert wird. Da noch nicht ganz klar ist, wie und an wen die Zweckgesellschaft den Strom verkaufen wird, kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Zweckgesellschaft bilaterale Verträge zu vorteilhaften Bedingungen mit Stromverbrauchern aus der Industrie abschließen könnte <sup>(108)</sup>. Schließlich wies die Kommission darauf hin, dass es möglicherweise zu einer Marktverzerrung kommen könnte, da ungewiss ist, ob die Struktur von Zweckgesellschaft und Strombezugsvertrag verhindern könnte, dass Marktsignale beim Kraftwerksbetreiber ankommen <sup>(109)</sup>.

<sup>(103)</sup> Ebenda, Erwägungsgründe 207 und 208.

<sup>(104)</sup> Ebenda, Erwägungsgrund 205.

<sup>(105)</sup> Ebenda, Erwägungsgrund 209.

<sup>(106)</sup> Ebenda, Erwägungsgrund 215.

<sup>(107)</sup> Ebenda, Erwägungsgründe 217 und 218.

<sup>(108)</sup> Ebenda, Erwägungsgründe 221-223.

<sup>(109)</sup> Ebenda, Erwägungsgrund 224.

#### 4. STANDPUNKT DER TSCHECHISCHEN REGIERUNG

- (213) Tschechien übermittelte seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss am 30. August 2022. In der Stellungnahme Tschechiens wurden mehrere Analysen zu den von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifeln an der Geeignetheit, der Angemessenheit und den Auswirkungen der Maßnahme auf Handel und Wettbewerb vorgelegt.
- (214) Es sei darauf hingewiesen, dass in der Antwort Tschechiens auf den Einleitungsbeschluss die im Einleitungsbeschluss beschriebenen staatlichen Beihilfemaßnahmen erörtert werden. Die derzeitigen Unterstützungsmaßnahmen, die Änderungen gegenüber den ursprünglich geplanten Maßnahmen umfassen, die eingeführt wurden, um die von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel auszuräumen, sind in Abschnitt 3 dieses Beschlusses ausführlich dargelegt.
- (215) Die von Tschechien vorgebrachten Argumente werden im Folgenden näher erläutert.

##### 4.1. Standpunkt Tschechiens zur Geeignetheit der Beihilfe

- (216) In seiner Antwort auf den Einleitungsbeschluss machte Tschechien geltend, dass unter den gegenwärtigen unsicheren und sich schnell verändernden Marktbedingungen alle drei Maßnahmen des Projekts erforderlich seien, um dem mit der Entwicklung der Kernenergie verbundenen Marktversagen entgegenzuwirken (d. h. Umfang der Eigenmittelanforderung, langfristige Beeinflussung durch Marktpreissignale, die ihrerseits durch Interventionen verzerrt werden, und langfristige Beeinflussung durch politische Entscheidungen), wie von der Kommission im Einleitungsbeschluss anerkannt<sup>(110)</sup>. Tschechien zufolge seien getrennte, jedoch miteinander verknüpfte staatliche Maßnahmen erforderlich, um das oben genannte Marktversagen zu beheben.
- (217) Erstens würde das hohe Risiko der hohen Eigenmittelanforderung durch die RFH gemindert, da aufgrund des erheblichen Umfangs der Investitionen und anderer mit der Entwicklung von Projekten im Bereich der Kernenergie verbundener Risiken keine Finanzierung zu Marktbedingungen durch private Quellen möglich wäre.
- (218) Zweitens bestehe das Risiko, dass das Projekt aufgrund der langfristigen Beeinflussung durch Marktpreissignale einem hohen Einnahmerisiko ausgesetzt sei, da erhebliche Fixkosten entstehen würden, die zu einem sehr hohen operativen Verschuldungsgrad führen würden, der für private Investoren nicht attraktiv sei. Diesem Risiko würde durch den langfristigen Preisschutz im Rahmen des Bezugsvertrags begegnet<sup>(111)</sup>.
- (219) Drittens würde das Risiko einer langfristigen Beeinflussung durch politische Entscheidungen, das in allen Phasen des Projekts (d. h. von der Entwicklung bis zur Stilllegung) besteht, durch den Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben, einschließlich des im Bezugsvertrag festgelegten Schutzes aus „berechtigten Gründen“, eingedämmt werden.
- (220) Zur Untermauerung der vorstehenden Ausführungen legten die tschechischen Behörden eine Liste von Projekten im Bereich der Kernenergie vor, die infolge eines oder mehrerer der oben genannten Marktversagen im Zusammenhang mit der Entwicklung von Projekten zur Stromerzeugung aus Kernenergie aufgegeben wurden<sup>(112)</sup>.
- (221) Die tschechischen Behörden führten weiter aus, dass es neben diesem grundsätzlichen Marktversagen auch die derzeitigen Marktbedingungen seien, die das Risiko für neue Projektträger im Bereich der Kernenergie deutlich erhöht hätten. Dazu gehörten i) der anhaltende Übergang zu Technologien wie beispielsweise erneuerbaren Energien und Wasserstoff, der zu einer Verdrängung der Kernenergie durch Quellen mit minimalen Grenzkosten führen könne, ii) das makroökonomische Umfeld, das unter anderem Inflationsdruck sowie Veränderungen bei

<sup>(110)</sup> Ebenda, Erwägungsgründe 182-184.

<sup>(111)</sup> Im Einleitungsbeschluss wurde der Begriff Strombezugsvertrag (im Folgenden „SBV“) als Bezeichnung für den Abnahmevertrag verwendet. Während des förmlichen Prüfverfahrens hat Tschechien diesen Begriff in seinen Verträgen aktualisiert und sich für den Begriff „Bezugsvertrag“ entschieden. Aus Gründen der Einheitlichkeit wird in diesem Beschluss der aktualisierte Begriff verwendet, der die aktuelle Maßnahme richtig wiedergibt.

<sup>(112)</sup> *Erstens* wiesen die tschechischen Behörden auf mehrere Beispiele von Vorhaben hin, die aufgrund des erheblichen Ausmaßes des Marktversagens bei den Eigenmittelanforderungen aufgegeben wurden. Konkret nannten sie Horizon im Vereinigten Königreich, Belene in Bulgarien und das Virgil-C.-Summer-Projekt in den USA. *Zweitens* brachten die tschechischen Behörden vor, dass das Projekt Temelín II (Blöcke 3 und 4) in Tschechien teilweise deshalb aufgegeben worden sei, weil es keine staatlichen Unterstützungsmechanismen gab, die die Risiken der Marktpreisvolatilität abgedeckt hätten. *Drittens* wies Tschechien darauf hin, dass neue Projekte im Bereich der Kernenergie während ihrer gesamten Laufzeit politischen Veränderungen unterliegen würden, die sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit der Projekte auswirken könnten. Die tschechischen Behörden führten die Projekte Olkiluoto 4 und Hanhikivi 1 in Finnland an, die aufgrund politischer Entscheidungen aufgegeben wurden.

Zinssätzen und Wechselkursen ausgesetzt sei, iii) die Volatilität der Rohstoffmarktpreise, die zu Volatilität der Strompreise führe, und unvorhersehbare Ereignisse — wie die russische Aggression gegen die Ukraine, die zu Markt- und Lieferkettenunterbrechungen führe.

- (222) Darüber hinaus legten die tschechischen Behörden kontrafaktische Szenarien vor, nach denen die oben beschriebenen Hauptrisiken nicht gemindert würden, wenn eine der drei Unterstützungsmaßnahmen des Projekts gestrichen würde, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Projekts untergraben würde und für den Projektträger ein unannehmbares Risiko entstünde, das letztlich zu einem Scheitern des Projekts führen würde.
- (223) Im ersten kontrafaktischen Szenario legten die tschechischen Behörden dar, dass durch die RFH das für den Bau des neuen Kernkraftblocks erforderliche Kapital bereitgestellt und das Risiko eines Marktversagens gemindert werde, das sich aus der sehr hohen Eigenmittelanforderung und dem hohen Baurisiko ergebe. Die tschechischen Behörden führen an, dass der Projektträger ohne die RFH aufgrund der oben genannten Risiken nicht in der Lage wäre, Kapital über kommerzielle Kreditmärkte für die Bauphase zu beschaffen, was zum Scheitern des Projekts führen würde. Darüber hinaus macht Tschechien geltend, dass, selbst wenn Kapital auf den kommerziellen Kreditmärkten beschafft werden könne, der Zugang zu diesen privaten Finanzmitteln höchstwahrscheinlich mit deutlich höheren Fremdkapitalkosten verbunden wäre als bei der vom Staat vorgeschlagenen Maßnahme; letztlich würde dies zu einer höheren Unterstützung durch staatliche Beihilfen führen. Um die gleiche Eigenkapitalrendite zu erzielen, wäre vor allem ein höherer Ausübungspreis im Bezugsvertrag erforderlich.
- (224) Im zweiten kontrafaktischen Szenario gaben die tschechischen Behörden an, dass der Bezugsvertrag maßgeblich dazu beitrage, die sehr hohe Eigenmittelanforderung und die langfristige Beeinflussung durch die Marktpreisvolatilität zu mindern. Nach Ansicht Tschechiens bestünde bei einer Aufhebung des Bezugsvertrags kein Interesse der Investoren, sich während der gesamten Laufzeit des Projekts auf marktbasierende Renditen zu verlassen, und das Risiko, dass die Brennstoff-/Betriebskosten die Strompreise übersteigen, die Volatilität des Cashflows und zusätzliche Absicherungskosten während des Betriebs würden Investoren weiter abschrecken.
- (225) Schließlich legten die tschechischen Behörden im dritten kontrafaktischen Szenario dar, dass rechtliche, politische und regulatorische Änderungen außerhalb der Kontrolle der Projektträger im Bereich der Kernenergie lägen und dass solche Änderungen angesichts der Langlebigkeit dieser Projekte und der unterschiedlichen Ansichten über die Rolle der Kerntechnik ein erhebliches Risiko für neue Projekte im Bereich der Kernenergie darstellten. Die tschechischen Behörden führen an, dass sich der Projektträger ohne den Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben wahrscheinlich von dem Projekt zurückziehen würde, was zu Verzögerungen bei der Inbetriebnahme und/oder zum Scheitern der Projektdurchführung führen würde.
- (226) Während des förmlichen Prüfverfahrens beschloss Tschechien, die Maßnahme zu ändern, um das Marktrisiko für das Projekt zu erhöhen, indem die im Bezugsvertrag festgelegte Festpreisvergütung<sup>(113)</sup> durch eine aktualisierte Vergütungsformel ersetzt wurde, die die Marktbedingungen widerspiegelt und auf Marktsignale reagiert. Eine ausführliche Beschreibung der Vergütungsformel findet sich in den Erwägungsgründen 83 bis 106.

#### 4.2. **Standpunkt Tschechiens zur Angemessenheit der Beihilfe**

##### 4.2.1. *Dauer der Unterstützung*

- (227) Als Reaktion auf die von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel an der Laufzeit des Bezugsvertrags brachten die tschechischen Behörden erstens vor, dass der Bezugsvertrag dem derzeitigen risikobehafteten Investitionsumfeld angemessen sein müsse. Die tschechischen Behörden wiesen insbesondere darauf hin, dass sich die Investitionslandschaft im Hinblick auf die Entwicklung der Kernenergie aufgrund der drastisch steigenden Risiken infolge von Engpässen in globalen Lieferketten, Inflationsdruck, volatilen Devisenmärkten und der Verschlechterung des geopolitischen Umfelds in Europa (wie die Aggression Russlands gegen die Ukraine) erheblich verändert habe. Die Energiemärkte seien anfällig für solche geopolitischen Risiken, die

<sup>(113)</sup> Siehe Erwägungsgründe 60 bis 65 des Einleitungsbeschlusses.

in jüngster Zeit zu einer hohen Volatilität der Energiepreise geführt haben. Investoren im Bereich der Kernenergie seien von diesen Veränderungen besonders betroffen, da die Projekte eine lange Laufzeit haben und zu Beginn der Projektlaufzeit ein erheblicher Kapitalbedarf bestehe. Vor diesem Hintergrund bringt Tschechien vor, dass die vorgeschlagene Laufzeit des Bezugsvertrags von 60 Jahren dem derzeitigen Risikoumfeld entspreche und eine Verkürzung der Laufzeit zu einem höheren Risiko für die Investoren und damit zu einer höheren Eigenkapitalrendite führen würde. Nach Angaben der tschechischen Behörden würde dies zu einem höheren Ausübungspreis im Bezugsvertrag führen und das Ziel des Projekts, bezahlbaren Strom zu liefern, untergraben.

- (228) Zweitens legten die tschechischen Behörden dar, dass der Ausübungspreis des Bezugsvertrags umso niedriger und das Risiko, dass Strom teurer wird, umso geringer sei, je länger die Laufzeit des Abnahmevertrags sei. Tschechien brachte vor, dass ein Bezugsvertrag mit einer Laufzeit von weniger als 60 Jahren das Projekt zusätzlichen Risiken aussetzen würde. Zu diesen Risiken würde gehören, dass der Projektträger einen deutlich höheren Ausübungspreis im Bezugsvertrag verlangen müsse, um größere Betriebskapitalreserven zu bilden, sowie über einen kürzeren Zeitraum höhere Beiträge zur Stilllegungsreserve<sup>(114)</sup> leisten müsse, mit dem Ziel, die Risiken unter ungünstigen Marktbedingungen (z. B. Volatilität der Marktpreise) nach Ablauf des Abnahmevertrags zu begrenzen. Gleichzeitig wiesen die tschechischen Behörden darauf hin, wie wichtig stabile und erschwingliche Strompreise für die Verbraucher seien, die durch einen Stromabnahmevertrag mit langer Laufzeit erreicht werden könnten. Schließlich machte Tschechien geltend, dass eine über die 30-jährige Rückzahlungsfrist der RFH hinausgehende Laufzeit des Bezugsvertrags erforderlich sei, um sicherzustellen, dass das Projekt nicht durch erhöhte Risiken gefährdet werde und der Ausübungspreis im Bezugsvertrag langfristig angemessen und stabil bleibe.
- (229) Drittens brachten die tschechischen Behörden vor, dass die Verteilung der operativen Unterstützung über die gesamte Betriebsdauer des KKW das Risiko von unerwarteten Mehreinnahmen für den Begünstigten verhindere. Tschechien legte insbesondere dar, dass der Mechanismus gegen Überkompensation zusammen mit dem Mechanismus der regelmäßigen Anpassung des im Bezugsvertrag festgelegten Ausübungspreises zur Gewährleistung einer angemessenen Vergütung sicherstelle, dass das Risiko von unerwarteten Gewinnen minimiert werde. Die tschechischen Behörden wiesen ferner darauf hin, dass die 60-jährige Laufzeit des Bezugsvertrags auch unerwartete Gewinne begrenzen würde, die sich nach Ablauf des Abnahmevertrags im Falle einer kürzeren Laufzeit ergeben könnten.
- (230) Viertens führte Tschechien aus, dass die Verteilung der Unterstützung über die gesamte Betriebsdauer des KKW die spezifischen Auswirkungen auf den Preis mindere und das Risiko unfairer wirtschaftlicher Transfers zwischen den Generationen verringere. Die tschechischen Behörden wiesen insbesondere darauf hin, dass Bezugsverträge ein wichtiges Instrument seien, um die Verbraucher vor volatilen Marktentwicklungen zu schützen. Darüber hinaus würde eine Laufzeit des Bezugsvertrags für das Projekt, die der Betriebsdauer des KKW entspricht, den Energieverbrauchern eine größere Versorgungs- und Preisstabilität bieten, im Gegensatz zu einem Abnahmevertrag mit einer kürzeren Laufzeit, der für den Projektträger und die Energieverbraucher mit unsicheren Preisen und einer unsicheren Versorgung verbunden wäre. Bei einer Laufzeit des Bezugsvertrags von weniger als 60 Jahren bestünde ein erhöhtes Risiko unfairer wirtschaftlicher Transfers zwischen den Generationen, die sich aus unsicheren Preisen oder einer unsicheren Versorgung ergeben könnten. Tschechien wies ferner darauf hin, dass eine Betriebsunterstützung während der gesamten Betriebsdauer des KKW in vielen Fällen erneuerbarer Energiequellen üblich sei. Ein solcher Ansatz verringere das Investitionsrisiko, da er den Investoren eine garantierte Rendite biete.
- (231) Fünftens argumentierten die tschechischen Behörden weiter, ein langfristiger Bezugsvertrag würde das Vertrauen stärken, dass das KKW während seiner gesamten Betriebsdauer in Betrieb bleibt, und die tschechische Energieversorgungssicherheit fördern. Die tschechischen Behörden führten insbesondere an, dass eine lange Laufzeit des Bezugsvertrags ein Marktsignal sei, das das langfristige Engagement des Staates für eine CO<sub>2</sub>-arme Energieversorgungssicherheit deutlich mache. Dieses Vertrauen könne zu niedrigeren Kosten für das Projekt führen.

<sup>(114)</sup> Siehe Paragraph 51 Absatz 2 Atomgesetz, abrufbar unter: [https://sujb.gov.cz/fileadmin/sujb/docs/legislativa/zakony/Act\\_263\\_2016\\_web.pdf](https://sujb.gov.cz/fileadmin/sujb/docs/legislativa/zakony/Act_263_2016_web.pdf).

- (232) Sechstens schließlich macht Tschechien geltend, dass die Maßnahmen (einschließlich der vorgeschlagenen Laufzeit des Bezugsvertrags) eine maximal tragbare Risikoverteilung auf den Projektträger und den Auftragnehmer ermöglichen, die diese Parteien schultern könnten. Im Rahmen des vorgeschlagenen Unterstützungspakets wiesen die tschechischen Behörden darauf hin, dass der Projektträger weiterhin erhebliche Risiken trage (z. B. Verzögerungen, Kostenüberschreitungen, Probleme in der Lieferkette, Leistung und Ausfälle des Kraftwerks sowie Änderungen, die nicht unter berechnete Gründe fallen). Tschechien ist daher der Auffassung, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen eine angemessene Beihilfe darstellten, die sich auf die Mindesthöhe beschränke, die nicht über das erforderliche Maß hinausgehe.
- (233) Im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens beschloss Tschechien, die Laufzeit des Bezugsvertrags von 60 Jahren auf 40 Jahre zu verkürzen (siehe Erwägungsgründe 83 bis 85).

#### 4.2.2. Risiko einer Überkompensation

- (234) Als Reaktion auf die im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel der Kommission hinsichtlich des Risikos einer Überkompensation brachten die tschechischen Behörden vor, dass der vorgeschlagene Mechanismus gegen Überkompensation ausreiche, um eine Überkompensation zu vermeiden. Der vorgeschlagene Mechanismus gegen Überkompensation besteht aus drei wichtigen Instrumenten, die einen starken Schutz bieten: i) dem Gewinnbeteiligungsmechanismus, der nach Ansicht Tschechiens über die entsprechenden Bestimmungen in zuvor genehmigten Projekten im Bereich der Kernenergie hinausgehe und strenger als diese sei, ii) dem EPC-Ausschreibungsverfahren, das zur Festlegung des im Bezugsvertrag enthaltenen Preises<sup>(115)</sup> beiträgt, und iii) der Abkopplung von den Energiemärkten durch die Struktur des Bezugsvertrags, die verhindert, dass EDU II infolge wesentlicher Änderungen des langfristigen Energiepreises eine Überkompensation erhält.
- (235) Im Hinblick auf die erste Maßnahme wiesen die tschechischen Behörden darauf hin, dass der vorgeschlagene Mechanismus die Leistung des Projekts während seiner gesamten Betriebsdauer messe und sicherstelle, dass alle überdurchschnittlichen Leistungen in dessen Umfang fallen. Insbesondere unterlägen alle Renditen, die über die ursprünglich ausgehandelte Rendite von EDU II hinaus erzielt werden, einem Beteiligungsfaktor von 50 %. Die tschechischen Behörden hoben außerdem hervor, dass der vorgeschlagene Gewinnbeteiligungsmechanismus EDU II einen Anreiz zur Erzielung höherer Renditen gebe und dem Staat die Möglichkeit biete, im Falle einer überdurchschnittlichen Leistung des Projekts Gewinne aus Gewinnbeteiligungen zu erhalten.
- (236) Darüber hinaus machten die tschechischen Behörden geltend, dass der vorgeschlagene Gewinnbeteiligungsmechanismus auf dem Mechanismus von Hinkley Point C beruhe, der von der Kommission genehmigt wurde. Sie führen jedoch an, dass der Gewinnbeteiligungsmechanismus des Projekts im Vergleich zu Hinkley Point C eine höhere Beteiligung zwischen dem Staat und dem Betreiber bei einer niedrigeren Eigenkapitalrendite vorsehe. Insbesondere habe der Gewinnbeteiligungsmechanismus des Projekts einen deutlich niedrigeren Schwellenwert für die Beteiligung als Hinkley Point C<sup>(116)</sup>. Darüber hinaus komme der Gewinnbeteiligungsmechanismus von Hinkley Point C nur zum Tragen, wenn der interne Zinsfuß (WACC) des Projekts 11,4 % übersteigt (WACC des Basisfalls von 9,02 %), während der Gewinnbeteiligungsmechanismus des Projekts bei einer wesentlich niedrigeren wirtschaftlichen Rendite für das Projekt (WACC des Basisfalls von 3,7 %) zum Tragen kommen würde. Der Gewinnbeteiligungsmechanismus des Projekts weist ferner einen höheren anfänglichen Beteiligungsfaktor auf als Hinkley Point C (50 % gegenüber 30 %).

Abbildung 2

#### Gewinnbeteiligungsmechanismen von EDU II und Hinkley Point C [...]

Quelle: Tschechische Behörden.

- (237) Mit Blick auf die zweite Maßnahme bringen die tschechischen Behörden vor, dass mit der EPC-Ausschreibung ein wettbewerbsorientierter marktbasierter Mechanismus in das Verfahren zur Festlegung von Annahmen einbezogen werde. Mit diesem Mechanismus werde sichergestellt, dass alle in den langfristigen Annahmen berücksichtigten

<sup>(115)</sup> Tschechien zufolge würde dies auf Annahmen beruhen, die im Rahmen des EPC-Ausschreibungsverfahrens überarbeitet würden, bei dem die neuesten Marktüberlegungen in alle zugrunde gelegten langfristigen Annahmen einfließen würden.

<sup>(116)</sup> Tschechien führt an, dass die Renditen bei Hinkley Point C um 26,7 % über dem anfänglichen internen Zinsfuß (9,02 %) liegen müssten, bevor eine Aufteilung vorgenommen werde, während der Gewinnbeteiligungsmechanismus des Projekts bei jeder Überkompensation über dem anfänglichen internen Zinsfuß greife.

potenziellen Vorteile durch das Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens minimiert werden. In ähnlicher Weise werde nach Ansicht Tschechiens durch das EPC-Ausschreibungsverfahren sichergestellt, dass eine etwaige Überkompensation aufgrund möglicher unangemessener Eventualitäten in den zugrunde liegenden Annahmen begrenzt wird. Tschechien führt weiter an, dass sich das Ausschreibungsverfahren des Projekts vom Auswahlverfahren bei Hinkley Point C unterscheide, bei dem der Projektträger mehr Möglichkeiten hatte, eine Überkompensation zu fördern<sup>(117)</sup>.

- (238) Im Hinblick auf die dritte Maßnahme erklärten die tschechischen Behörden, dass es aufgrund der vorgeschlagenen Struktur des Bezugsvertrags keine Wechselbeziehung mehr zwischen dem Projektträger und dem Einfluss von Marktpreisen gebe und somit die Möglichkeit ausgeschlossen sei, dass der Projektträger infolge von Marktveränderungen (entweder struktureller oder preisbezogener Art) eine Überkompensation erhalte. Ein solches Risiko könnte theoretisch nach Ablauf der Laufzeit des Bezugsvertrags eintreten, und laut Tschechien sei dies ein weiterer Grund für einen längeren Stromabnahmevertrag von 60 Jahren, die der Betriebsdauer des KKW entsprechen. Auf der Grundlage der vorgeschlagenen Struktur des Bezugsvertrags könne EDU II nur dann eine Überkompensation erwirtschaften, wenn sich die Kapazitätsproduktion als überdurchschnittlich erweisen würde.
- (239) Darüber hinaus führten die tschechischen Behörden an, dass die Möglichkeit für den Projektträger, ein begrenztes Plus über der angestrebten Eigenkapitalrendite zu erzielen, wünschenswerte Anzeizeffekte habe und EDU II einen Anreiz biete, sich marktwirtschaftlich zu verhalten. Tschechien konzipierte und vereinbarte die Unterstützung für das Projekt mit dem Ziel, einerseits das maximal tragbare Risiko auf EDU II zu übertragen und andererseits Anreize für das richtige wirtschaftliche Verhalten von EDU II und ČEZ aufrechtzuerhalten. Die in der vorgeschlagenen Struktur enthaltenen Anreize würden es EDU II ermöglichen, Risiken wirksam zu managen, innovativ zu sein, Effizienzsteigerungen zu erzielen und das Projekt zu den vereinbarten Bedingungen durchzuführen. Schließlich bringt Tschechien vor, dass zusätzliche Mechanismen gegen Überkompensation zur Begrenzung potenzieller Vorteile die Nettorisikoposition für EDU II erhöhen würden und daher möglicherweise nicht mit der aktuellen Mindestbeihilfeposition vereinbar seien. Die tschechischen Behörden wiesen insbesondere darauf hin, dass der vorgeschlagene Gewinnbeteiligungsmechanismus vor einer Überkompensation schütze, indem das Potenzial für Vorteile verringert werde, was sich in der derzeitigen Eigenkapitalrendite und dem Ausübungspreis im Bezugsvertrag, der zwischen Tschechien und dem Projektträger vereinbart wurde, widerspiegele. Jede zusätzliche Maßnahme zur Verringerung weiterer potenzieller Vorteile könne zu einem höheren Risiko für den Projektträger und damit möglicherweise zu einer höheren Eigenkapitalrendite und einem höheren Ausübungspreis des Bezugsvertrags führen.
- (240) Während des förmlichen Prüfverfahrens hat Tschechien die im Bezugsvertrag enthaltene Formel für die Vergütung von ČEZ (siehe Erwägungsgründe 83 bis 106) überarbeitet, um den Marktrisiken Rechnung zu tragen, und den Gewinnbeteiligungsmechanismus (siehe Erwägungsgründe 161 bis 169) aktualisiert, um eine Überkompensation zu vermeiden.

#### 4.2.3. Auf das erforderliche Minimum berechnete Eigenkapitalrendite

- (241) Die tschechischen Behörden erläuterten, dass die vorgeschlagene Spanne für die Eigenkapitalrendite unter Berücksichtigung der Risiken, denen EDU II im Vergleich zu anderen großen Infrastrukturprojekten im Energiebereich ausgesetzt ist, bewertet worden sei. Konkret wurden die Projektrisiken in sechs Kategorien bewertet: Entwicklung, Bau, Betrieb, Einnahmen, Finanzierung und Regulierung. Die Vergleichsgrößen sind in drei Abschnitte unterteilt: i) Projekte zur Stromerzeugung aus Kernenergie (EDU II, HPC und Paks II), ii) große kommerzielle Infrastrukturprojekte (Projekte mit konventionellen Kraftwerken und Offshore-Windkraft) und iii) tschechische behördliche Preiskontrollen. Die von Tschechien durchgeführte qualitative Risikobewertung ergab, dass die Projekte zur Stromerzeugung aus Kernenergie mit einem „hohen“ Risiko verbunden sind, während die anderen Kategorien mit einem „mittleren“ und „geringen“ Risiko verbunden sind. In der nachstehenden Tabelle ist die Risikoanalyse für alle Risikofaktoren und Vergleichsprojekte zusammengefasst, die in sechs Risikokategorien betrachtet werden.

<sup>(117)</sup>Die tschechischen Behörden brachten insbesondere vor, dass im Fall von Hinkley Point C der Projektträger auch der Technologieanbieter gewesen sei, der einen Großteil der Ausrüstung und Technik im Rahmen von mehr als 180 direkten Verträgen bereitstellte. Da der Projektentwickler auch eine wichtige Rolle in der Technologielieferkette spielt, vertritt Tschechien die Auffassung, dass er eine größere Kontrolle und die Möglichkeit habe, eine Überkompensation bei den zugrunde liegenden Annahmen und Transferkosten zu fördern.

Tabelle 4

**Zusammenfassende Risikobewertung aller Risikofaktoren und Vergleichsprojekte**

| Project                                  | Development | Construction | Operational | Revenue              | Financing | Regulatory | Overall |
|------------------------------------------|-------------|--------------|-------------|----------------------|-----------|------------|---------|
| EDU II                                   | High        | High         | High        | Medium (40-year PPA) | Medium    | Medium     | High    |
|                                          |             |              |             | Low (60-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     |

Quelle: Tschechische Behörden.

- (242) Laut Tschechien scheinen die typischen Renditen für diese Vergleichsprojekte den zugrunde liegenden Risiken zu entsprechen. Bei Projekten zur Stromerzeugung aus Kernenergie liegen die Renditen zwischen 9 und 12,5 % (für Hinkley Point C 11-11,5 % (gehebelt), 9,02 % (ungehebelt) und für Paks II 10,9-12,5 %). Bei Projekten mit konventionellen Kraftwerken liegen die gehebelten Renditen zwischen 10 und 11 %, während sie bei Offshore-Windkraftanlagen zwischen 7 und 9 % liegen. Bei der regulierten Strom- und Gasverteilung in Tschechien liegen die Renditen zwischen 7,76 % und 7,94 %.
- (243) Darüber hinaus führten die tschechischen Behörden aus, dass eine detaillierte Analyse auf der Grundlage von Marktvariablen verwendet worden sei, um die erforderliche Spanne der Eigenkapitalrendite für EDU II zu berechnen. Diese Analyse ergab eine Spanne für die Eigenkapitalrendite zwischen [...] und [...] %, was mit der qualitativen vergleichenden Risikobewertung und den Renditen für die Referenzprojekte übereinstimmt. Dabei wurden insbesondere Marktvariablen der tschechischen und europäischen Finanzmärkte verwendet, um CAPM-Parameter wie den risikofreien Zinssatz, die Eigenkapitalrisikoprämie und die Beta-Werte zu schätzen. Darüber hinaus muss im Vergleich zu konventioneller Energie oder regulierten Netzen eine Kernenergieprämie berücksichtigt werden, um dem erhöhten Risiko für Projekte im Bereich der Kernenergie Rechnung zu tragen. Der Grund dafür ist, dass Projekte im Bereich der Kernenergie mit erheblichen Bau- und Betriebsrisiken einhergehen, wovon nach Ansicht Tschechiens die Erfahrungen und die praktischen Schwierigkeiten bei der frist- und budgetgerechten Umsetzung von Projekten im Bereich der Kernenergie zeugen würden. Tschechien macht geltend, dass eine Prämie von 3-3,5 % angesichts des durch das Projekt gebotenen Schutzes angemessen sei und in die Bottom-up-Berechnung des CAPM eingeflossen sei.
- (244) Darüber hinaus wiesen die tschechischen Behörden darauf hin, dass die vorgeschlagenen Unterstützungsmechanismen darauf ausgelegt seien, das maximale Risiko auf EDU II zu übertragen, und gleichzeitig ausreichen, um das Hauptversagen des Marktes zu beheben.
- (245) Während des förmlichen Prüfverfahrens schlug Tschechien eine aktualisierte Eigenkapitalrendite vor, wie in Abschnitt 3 beschrieben (siehe Erwägungsgründe 84 bis 99).

#### 4.3. Standpunkt Tschechiens zur Auswahl von ČEZ

- (246) In ihrer Erwiderung auf den Einleitungsbeschluss erläuterten die tschechischen Behörden, dass alternative Lösungen für die Rolle des Projektträgers in Betracht gezogen worden seien und ČEZ als bevorzugte Option ausgewählt worden sei (Erwägungsgründe 147 und 148). Vor der Auswahl von ČEZ als Projektträger seien drei in Betracht gezogene Optionen (nämlich i) das private Investorenkonsortium, ii) der Großteil des Projekts im Eigentum und unter der Leitung des tschechischen Staates und iii) eine Option, bei der ČEZ der Projektträger war) eingehend analysiert worden (siehe Erwägungsgrund 51). Tschechien hat sich für die dritte Option entschieden.
- (247) Die tschechischen Behörden führten weiter aus, dass ČEZ als Projektträger am besten geeignet sei, da das Unternehmen in der Lage sei und Anreize habe, das Projekt umzusetzen, aber auch aus Gründen der Energieversorgungssicherheit, der nationalen Sicherheitsinteressen und der technologischen Neutralität. Dies bedeute konkret:
- ČEZ als Projektträger sei aufgrund seiner umfangreichen Erfahrung auf dem Markt als zuverlässiger Entwickler und Betreiber von KKW in Europa und als bestehender Stromerzeuger in Tschechien in einer einzigartigen Position, um dieses Projekt durchzuführen. Darüber hinaus gehöre die ČEZ-Gruppe sowohl in Bezug auf die installierte Kapazität als auch die Zahl der Kunden zu den zehn größten Energieunternehmen in Europa. Zudem werde ČEZ bis zu 1,95 Mrd. EUR in Form von Eigenkapital in EDU II investieren, wodurch ein starker Anreiz für ČEZ geschaffen werde, EDU II erfolgreich zu führen.
  - Vor dem Hintergrund der tschechischen Ziele zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2050 hätten Überlegungen zur Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle bei der Auswahl des Investorenmodells für das Projekt gespielt. ČEZ sei fest entschlossen, das Projekt innerhalb eines Zeitrahmens zu realisieren, der die Versorgungssicherheit Tschechiens gewährleiste, und habe bisher alle erforderlichen Maßnahmen in dieser Richtung ergriffen (z. B. den Standort erworben und die erforderlichen Planungs genehmigungen eingeholt).
  - ČEZ als börsennotiertes Unternehmen, das sich mehrheitlich im Eigentum des tschechischen Staates befindet und ein wichtiger Akteur auf dem tschechischen Energiemarkt ist, stelle sicher, dass die nationalen Sicherheitsinteressen Tschechiens gewahrt werden, insbesondere in einem Umfeld, in dem die tschechische Wirtschaft im Hinblick auf die Versorgung mit Energieressourcen großen externen Bedrohungen ausgesetzt sei.
  - Schließlich sei ČEZ zwar als Projektträger ausgewählt worden, der Anbieter der Kerntechnologie werde jedoch im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Der EPC-Anbieter sei für den Bau und die Inbetriebnahme des Projekts verantwortlich und trage daher eine große Verantwortung dafür, dass das Projekt erfolgreich durchgeführt wird.
- (248) Darüber hinaus erklärten die tschechischen Behörden, dass durch die Auswahl von ČEZ erhebliche Effizienzsteigerungen erzielt und Mehrkosten vermieden würden und keine separate Erschließung des Standorts erforderlich sei. Somit ergebe sich aus dieser Auswahl ein erheblicher zeitlicher Vorteil bei der Umsetzung des Projekts, der durch alternative Strukturen nicht erreicht werden könne.
- (249) Die tschechischen Behörden verwiesen ferner auf die ganzen Vorarbeiten, die ČEZ bisher durchgeführt hat. Die ČEZ-Gruppe ist Eigentümerin des für das KKW (EDU II) vorgeschlagenen Standorts. Der Erwerb des für die Baustelle benötigten Grundstücks begann im April 2008 und wurde 2021 abgeschlossen (Erwägungsgrund 77). Darüber hinaus führte ČEZ Durchführbarkeitsstudien durch, um den Zeit- und Kostenaufwand für Tschechien bei der Entwicklung des Projekts zu verringern.
- (250) Außerdem hat ČEZ Anfang 2021 alle wichtigen Zulassungen und Genehmigungen erhalten, die erforderlich sind, um das Projekt im Einklang mit dem Projektplan voranzubringen (z. B. die Genehmigung für den Standort der kerntechnischen Anlage und die UVP (Erwägungsgründe 78 und 79). Die Genehmigung für den Standort der kerntechnischen Anlage dauert in der Regel sechs bis sieben Jahre und die Durchführung der UVP drei bis fünf Jahre.

- (251) Darüber hinaus legten die tschechischen Behörden dar, dass ČEZ als Eigentümer und Betreiber von Kernkraftwerken über fundierte Kenntnisse und ein umfassendes Verständnis der rechtlichen Anforderungen, einschließlich der Genehmigungsanforderungen, für ein neues KKW und der Rechtsvorschriften in Tschechien verfüge (Erwägungsgrund 149). ČEZ und EDU II sind außerdem Mitglieder mehrerer internationaler Organisationen, darunter der Weltverband der Kernkraftwerksbetreiber („WANO“) <sup>(118)</sup>, die European Harmonised Requirements for New Nuclear Power Plants („EUR“) <sup>(119)</sup>, das Electric Power Research Institute („EPRI“) <sup>(120)</sup>, die World Nuclear Association („WNA“) <sup>(121)</sup> und die Nuclear Generation II & III Alliance („NUGENIA“) <sup>(122)</sup>, und haben daher Zugang zu Normen und Verfahren, die von Regulierungsbehörden weltweit anerkannt und unterstützt werden, um kontinuierliche Verbesserungen zu fördern.
- (252) Die tschechischen Behörden unterstrichen ferner die Schlüsselrolle, die das Projekt für die künftige Stromversorgungssicherheit in Tschechien vor allem im Hinblick auf die Stilllegung von Kohlekraftwerken habe. Die tschechischen Behörden erklärten insbesondere, dass ein kürzerer Entwicklungshorizont für das Projekt dazu beitragen werde, die prognostizierte Kapazitätslücke zu schließen <sup>(123)</sup>. Die Entwicklung eines anderen Projekts an einem anderen Standort mit deutlich längerem Zeithorizont würde keine Lösung darstellen, um die unmittelbaren Anforderungen an die Versorgungssicherheit des Netzes zu erfüllen.
- (253) Darüber hinaus führte Tschechien an, dass wenn ein alternativer Projektträger einen potenziell geeigneten Standort für ein Kernkraftwerk auf dem Gebiet Tschechiens bereitstellen würde, dies im Vergleich zu ČEZ zu erheblichen Verzögerungen bei der Umsetzung des Projekts führen würde. Konkret rechnen die tschechischen Behörden in diesem alternativen Szenario mit Verzögerungen von bis zu 14 Jahren (im Vergleich zum Projekt), ohne sicher zu sein, ob die für EDU II erfolgreichen Schritte zur Standortbeschreibung oder Planung problemlos verlaufen, wodurch sich die Risiken und Kosten für die Entwicklung des Projekts erhöhen würden. Die tschechischen Behörden machen jedenfalls geltend, dass es in Europa kein Beispiel dafür gebe, dass ein technologieneutraler und in der Kerntechnik erfahrener Betreiber ein KKW außerhalb seines eigenen Landes entwickelt habe.
- (254) Würde ein anderer Projektträger als ČEZ das Projekt entwickeln, würden nach Schätzungen Tschechiens Mehrkosten von mindestens etwa [200 bis 700] Mio. EUR anfallen, die finanziert werden müssten. Diese Kosten setzen sich hauptsächlich aus dem Wert des Standorts für das KKW, den Durchführbarkeitsstudien, der Einholung von Genehmigungen und den von ČEZ bisher durchgeführten Erschließungsarbeiten sowie den Synergien mit dem bestehenden KKW Dukovany zusammen.
- (255) Schließlich wiesen die tschechischen Behörden darauf hin, dass die Auswahl von ČEZ als Projektträger im Einklang mit früheren von der Kommission geprüften Projekten zur Stromerzeugung aus Kernenergie stehe, bei denen aufgrund der Besonderheiten dieser Projekte keine allgemeinen Auswahlverfahren für Projektträger durchgeführt worden seien <sup>(124)</sup>.
- (256) In einer weiteren Vorlage vom 16. März 2023 wies Tschechien auf die Erfahrungen von ČEZ bei der Errichtung und dem Betrieb von Kernkraftwerken hin. In der Vergangenheit habe ČEZ zwei Blöcke mit einer installierten Kapazität von 1 125 MW in Temelín (Tschechien), die 2000 und 2002 in Betrieb genommen wurden, sowie das erste Kernkraftwerk in Dukovany mit einer installierten Kapazität von derzeit 2 040 MW entwickelt und gebaut. Diese Blöcke wurden in der Zeit von 1985 bis 1987 in Betrieb genommen, und Tschechien weist darauf hin, dass die WANO sie zu den 20 % der am besten geführten Kraftwerke zähle.

<sup>(118)</sup> <https://www.wano.info/>.

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

<sup>(120)</sup> <https://www.epri.com/>.

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

<sup>(122)</sup> <https://snetp.eu/nugenia/>.

<sup>(123)</sup> Die Simulationen des tschechischen Übertragungsnetzbetreibers zu den mittelfristigen Angemessenheitsprognosen in drei Szenarien (d. h. i) das progressive Szenario, bei dem die Stilllegung der Kohleverstromung bis 2033 geplant ist, ii) das konservative Szenario, bei dem die Stilllegung der Kohleverstromung für 2038 geplant ist, und iii) das Referenzszenario, bei dem die Stilllegung der Kohleverstromung für 2040 geplant ist), zeigen, wie wichtig die rechtzeitige Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks ist, um die Stromversorgungssicherheit und die Selbstversorgung Tschechiens zu gewährleisten.

<sup>(124)</sup> Als Beispiel führten die tschechischen Behörden an, dass die Beauftragung von EDF für Hinkley Point C nach einer Konsultation zur Interessenbekundung erfolgt sei, bei der EDF der einzige Beteiligte gewesen sei, während MVM Paks II für Paks II ohne ein allgemeines Auswahlverfahren beauftragt worden sei, da es zu diesem Zeitpunkt keine anderen überzeugenden Alternativen auf dem Markt gab.

- (257) Darüber hinaus hebt Tschechien neben der Versorgungssicherheit und Erwägungen zur nationalen Sicherheit die finanzielle Sicherheit hervor, da ČEZ von einer hohen staatlichen Bonitätseinstufung profitiere<sup>(125)</sup>.
- (258) Schließlich verwies Tschechien darauf, dass eine Ausschreibung zur Auswahl eines möglichen anderen Projektträgers als ČEZ erhebliche Nachteile mit sich bringen würde. Tschechien bringt im Wesentlichen vor, dass ein Wettbewerb auf dieser Ebene des Projekts in diesem Fall keine Ergebnisse im Hinblick auf die Auswahl des effizientesten Betreibers bringen würde. Unter Verweis auf die oben genannten Gründe ist Tschechien der Auffassung, dass es keine Wettbewerbsvorteile bringen würde, Interessenbekundungen anderer Parteien einzuholen oder eine Ausschreibung durchzuführen, und dass die Nachteile dieses Prozesses, insbesondere die Verzögerungen und Mehrkosten sowie die Sicherheitsbedenken im Zusammenhang mit anderen potenziellen Bewerbern, nicht aufgewogen werden könnten. Tschechien gibt außerdem an, dass sich zu keinem Zeitpunkt der Planung des Projekts Dritte über die Einsetzung von ČEZ als Projektträger beschwert oder Einwände dagegen erhoben hätten. Dies sei auch nicht in den Antworten Dritter auf den Einleitungsbeschluss der Fall gewesen.

#### 4.4. Standpunkt Tschechiens zu den Auswirkungen des Projekts auf Handel und Wettbewerb

##### 4.4.1. Mögliche Preismanipulation und Zurückhalten von Kapazitäten durch ČEZ

- (259) Als Antwort auf die von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel im Zusammenhang mit einem möglichen Zurückhalten von Kapazitäten durch ČEZ erklärten die tschechischen Behörden, dass die ČEZ-Gruppe weder wirtschaftliche Anreize habe noch in der Lage sei, die Großhandelspreise durch eine Drosselung der Leistung von EDU II in die Höhe zu treiben.
- (260) Erstens machen die tschechischen Behörden geltend, dass dies auf die Leitungsstruktur des Projekts und die Unabhängigkeit von EDU II von der ČEZ-Gruppe zurückzuführen sei; dadurch werde die Möglichkeit der ČEZ-Gruppe, sich unangemessen in den täglichen Betrieb des Kernkraftwerks einzumischen, wirksam eingeschränkt.
- (261) Zweitens werde im Oxera-Bericht festgestellt<sup>(126)</sup>, dass „sich die Inbetriebnahme von EDU II geringfügig, aber spürbar auf den tschechischen Strompreis auswirkt“. Die Prognosen in diesem Bericht zeigten, dass die tschechischen Strompreise durch die Inbetriebnahme von EDU II in der Zeit von 2040 bis 2050 um etwa 2 EUR/MWh sinken würden (Erwägungsgrund 170). Die tschechischen Behörden schätzten daraufhin, dass ein einjähriger vollständiger Stillstand von EDU II zu einem Einnahmenverlust von insgesamt etwa 450 Mio. EUR für EDU II<sup>(127)</sup> führen würde, während ČEZ nur etwa 17 Mio. EUR an Mehreinnahmen aus dem Verkauf des nichtabgesicherten Teils der Produktion für das folgende Jahr erzielen würde<sup>(128)</sup>, was zu einem erheblichen finanziellen Verlust für die ČEZ-Gruppe führen würde.

<sup>(125)</sup> Verweis auf die Antworten von Tschechien vom 16. März 2023, Antwort auf Frage 20.

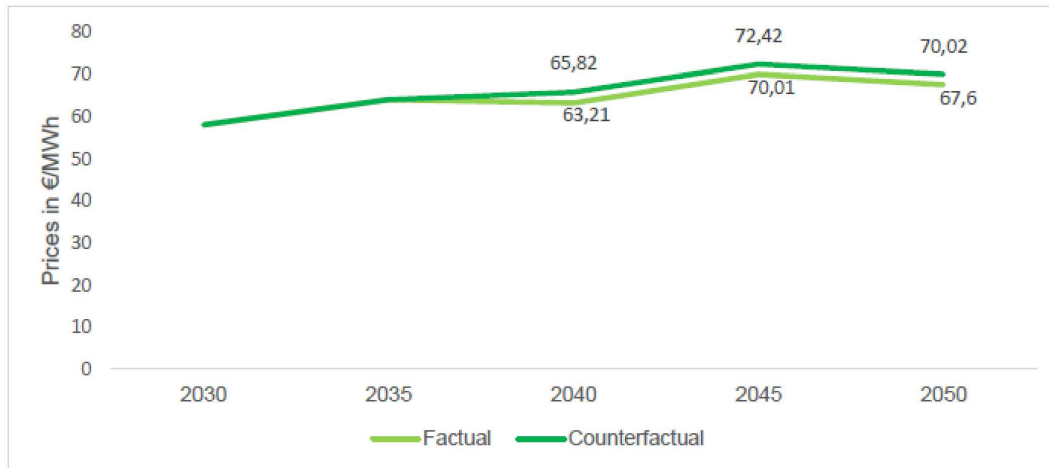
<sup>(126)</sup> Oxera Consulting LLP, 2021, The impact of Dukovany on the Central European Electricity Market (im Folgenden „Oxera-Bericht“).

<sup>(127)</sup> Berechnet auf der Grundlage einer jährlichen Erzeugung von 9 TWh multipliziert mit 50 EUR/MWh.

<sup>(128)</sup> Berechnet auf der Grundlage von 21 % der jährlichen Erzeugung von 40 TWh multipliziert mit 2 EUR/MWh, hochgerechnet auf die realen Preise von 2020.

Abbildung 3

**Unterschied der Großhandelsstrompreise in Tschechien zwischen dem faktischen Szenario und dem kontrafaktischen Szenario (2030-50)**



*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) Drittens führten die tschechischen Behörden aus, dass eine geringfügige Verringerung der Produktionsleistung für EDU II theoretisch zwar möglich sei <sup>(129)</sup>, eine solche Änderung jedoch angesichts des Verbunds der Energiemärkte in Europa wahrscheinlich nicht zu einer nennenswerten Veränderung der Strompreise führen würde. Tschechien und seine unmittelbaren Nachbarn mit miteinander verbundenen Strommärkten sind Österreich, Deutschland, Polen und die Slowakei. Tschechien führt an, dass das Projekt in der Zeit von 2030 bis 2050 keine oder nur sehr begrenzte Auswirkungen auf die Preisfestlegung in Tschechien hätte. Tatsächlich rechnet Tschechien damit, dass der Marktpreis für Strom für die Verbundregion auf der Grundlage der Strompreise für Energie festgelegt wird, die außerhalb Tschechiens erzeugt werden (bis zu 98 % der Stunden von ausländischen Erzeugern). Die in Tschechien erzeugte Energie würde durch Erdgas und Braunkohle sowie in zunehmendem Maße durch erneuerbare Energiequellen bereitgestellt. Diese in Tschechien eingesetzten Technologien würden nur für eine geringe Anzahl von Stunden den Preis bestimmen.
- (263) Die tschechischen Behörden bringen ferner vor, dass es für ČEZ nachteilige Folgen hätte, wenn die Zweckgesellschaft EDU II anweisen würde, die Produktion zu drosseln — selbst aus triftigen Gründen wie dem Netzausgleich —, da eine solche Drosselung zu geringeren Cashflows für ČEZ führen würde. Tschechien führt jedenfalls an, dass Kernkraftwerke, einmal in Betrieb, niedrige Grenzkosten aufwiesen und nicht gut dafür gerüstet seien, ihre Erzeugungsmengen in hohem Maße anzupassen.
- (264) Viertens führten die tschechischen Behörden aus, dass es sowohl für EDU II als auch für die ČEZ-Gruppe wirtschaftlich sinnvoll sei, stets die höchstmögliche Erzeugungsmenge des Kernkraftwerks zu produzieren, da EDU II allein für den gelieferten Strom Einnahmen erzielen werde <sup>(130)</sup>. Die tschechischen Behörden verwiesen auf den Oxera-Bericht, in dem es heißt: „Jede Verringerung der Leistung von EDU II führt zu einem Verlust von Cashflows und zu möglichen finanziellen Problemen für EDU II, wenn man bedenkt, wie gering die Rentabilitätsspanne ist, die das Projekt bei dem derzeit im Stromabnahmevertrag vorgeschlagenen Preis von 50 EUR/MWh hat“ <sup>(131)</sup>. Sie legten ferner dar, dass die Gewinnspanne von EDU II im Durchschnitt bei [40-50] % liege, die sich auf 6 % verringere, sobald die Kosten und die Rückzahlung der RFH berücksichtigt würden. Eine Verringerung des Auslastungsfaktors von den erwarteten [75-100] % auf unter [70-90] % würde die für den Schuldendienst verfügbaren Barmittel aufzehren und möglicherweise dazu führen, dass EDU II nicht in der Lage wäre, die RFH zu bedienen. Eine Verringerung unter [40 bis 60] % würde dazu führen, dass die Cashflows nicht ausreichen, um die Betriebskosten zu decken.

<sup>(129)</sup> Der spezifische Modulationsgrad des KKW würde durch die zu wählende EPC-Technologie bestimmt.

<sup>(130)</sup> Im Gegenzug legten die tschechischen Behörden dar, dass es für EDU II wirtschaftlich nicht sinnvoll wäre, unter der Untergrenze (d. h. 84 %) zu produzieren, da der Cashflow für den Schuldendienst dann nicht ausreiche.

<sup>(131)</sup> Siehe Oxera-Bericht.

- (265) Im Hinblick auf die im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel der Kommission hinsichtlich einer möglichen Preismanipulation durch ČEZ erklärten die tschechischen Behörden, dass der Marktanteil von ČEZ in Tschechien und auf den benachbarten Märkten durch die installierte verfügbare Erzeugungskapazität von EDU II nur geringfügig zunehmen und sich nur begrenzt auf die Marktmacht von ČEZ auswirken werde. Die tschechischen Behörden erläuterten ferner, dass der durch die Investitionen des Projekts in die Kernenergie gewonnene Marktanteil durch einen Rückgang des Marktanteils infolge geringerer Investitionen in Kohlekraftwerke und der geplanten Stilllegung bestehender KKW ausgeglichen werde. Tschechien bringt jedenfalls vor, dass die Zweckgesellschaft speziell darauf zugeschnitten sei, mögliche Wettbewerbsverfälschungen zu verhindern.
- (266) Tschechien bezweifelt ferner, dass der relevante Markt nur Tschechien umfassen würde. Die fortschreitende Umsetzung von Marktkopplungsmechanismen und das Ziel, Europa durch die Integration erneuerbarer Energiequellen zu dekarbonisieren, würden nach Auffassung Tschechiens zu einem zunehmenden Verbund der Stromnetze in den Mitgliedstaaten führen<sup>(132)</sup>. Zu berücksichtigen seien auch das Potenzial künftiger Überprüfungen von Gebotszonen und die Möglichkeit grenzüberschreitender Zusammenschlüsse von Gebotszonen. Tschechien kommt daher zu dem Schluss, dass der relevante Markt größer sei als Tschechien. Dies wirke sich wie folgt auf die Marktanteile von ČEZ aus:
- (267) Die tschechischen Behörden weisen insbesondere darauf hin, dass die von EDU II erzeugte Kapazität keinen wesentlichen Einfluss auf die Marktmacht der ČEZ-Gruppe in Tschechien haben werde<sup>(133)</sup>. Sie schätzen insbesondere, dass die verfügbare Erzeugungskapazität von EDU II im Jahr 2040 nur 4 % des tschechischen Marktes und etwa 0,8 % des räumlich relevanten Marktes für das Projekt ausmachen werde<sup>(134)</sup>. Laut Tschechien werde der prognostizierte Marktanteil der ČEZ-Gruppe in der Zeit von 2030 bis 2050 erheblich reduziert, und wenn EDU II in Betrieb genommen werde, würde sich der Marktanteil der Gruppe in Tschechien und auf dem räumlich relevanten Markt nur um 4,08 %/0,76 % (im Jahr 2040) bzw. 6,97 %/0,76 % (im Jahr 2050) erhöhen. Ein solcher Anstieg des Marktanteils der Gruppe auf der Grundlage der Kapazität von EDU II werde sich voraussichtlich nicht wesentlich auf die Marktmacht der Gruppe in Tschechien oder den benachbarten Märkten auswirken.

Tabelle 5

**Marktanteil von ČEZ in Bezug auf die installierte verfügbare Erzeugungskapazität (2020-50), faktisches Szenario**

| 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

<sup>(132)</sup> Siehe Erwägungsgrund 13 und Fußnote 6.

<sup>(133)</sup> Die ČEZ-Gruppe hat einen Anteil von 61 % an den tschechischen Erzeugungsanlagen, 35 % an den Versorgungsunternehmen und 53 % am Braunkohlebergbau (Stand: Dezember 2023.2022). Siehe ČEZ-Gruppe, Clean Energy of Tomorrow, Investment Story, Dezember 2023 <https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/ospol/fileexport/investors/investment-stories2022>.

<sup>(134)</sup> Der räumlich relevante Markt für das Projekt umfasst Tschechien und seine Nachbarländer mit miteinander verbundenen Strommärkten (d. h. Österreich, Deutschland, Polen und die Slowakei).

Tabelle 6

## Schätzung des künftigen Marktanteils von ČEZ in Bezug auf die Erzeugung (Angaben von Tschechien)

| 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) Darüber hinaus brachten die tschechischen Behörden vor, dass das wichtigste strategische Ziel der ČEZ-Gruppe in der effizienten Verwaltung von Kernkraftwerken sowie von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken bestehe. Die Kohlekraftwerke (die im Jahr 2019 45 % der installierten Kapazität in GW und 39 % der gesamten Stromerzeugung in TWh ausmachten) sollten jedoch im Einklang mit den Anforderungen der EU zur Dekarbonisierung stillgelegt werden. ČEZ habe sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 CO<sub>2</sub>-neutral zu werden, und plane, die Kohlekraftwerkskapazität bis 2025 um fast die Hälfte auf 3 GW und bis 2030 auf 2 GW zu reduzieren. In Tschechien ent falle derzeit etwa die Hälfte der Stromerzeugung auf Kohle, die teilweise durch Kernenergie und in geringerem Maße durch erneuerbare Energiequellen ersetzt werde <sup>(135)</sup>.

Tabelle 7

## Anteil der einzelnen Brennstoffe an der Bruttostromerzeugung in Tschechien

|                                          | 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%                                                   |

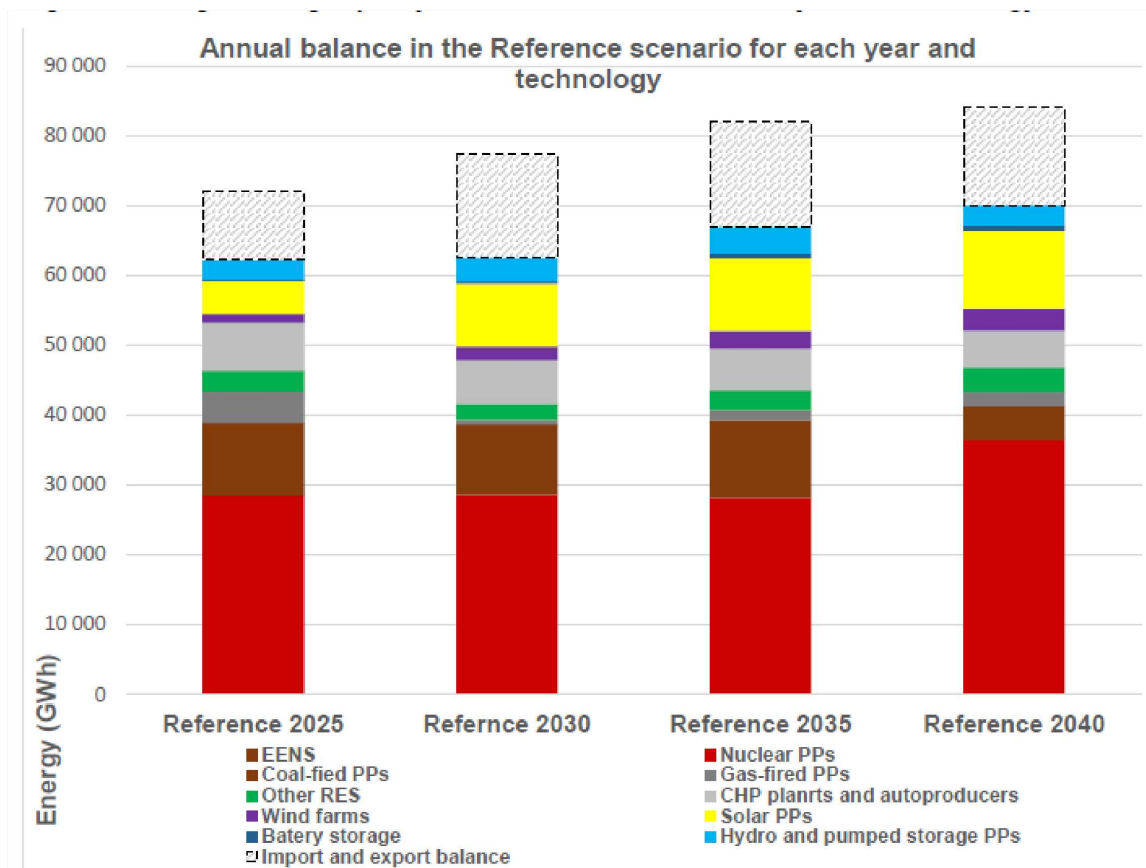
Source: Czech Republic (2019), 'National Energy and Climate Plan of the Czech Republic', November.

<sup>(135)</sup> Die tschechischen Behörden wiesen darauf hin, dass Tschechien zwar den Einsatz erneuerbarer Energien vorantreibe, das Potenzial des Landes für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen jedoch aufgrund seiner Geografie, Geologie und seines Klimas sowie der hohen Kosten der verfügbaren Technologien begrenzt sei.

- (269) Aufgrund der Emissionsreduktionsziele wird ein erheblicher Teil der Kohleverstromung in Tschechien eingestellt werden. Um die Lücke zu schließen, sind neue Investitionen in die Kernenergie, erneuerbare Energiequellen und die Erdgasproduktion erforderlich <sup>(136)</sup>. Die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle wird voraussichtlich 2037 vollständig eingestellt, was einer Kapazitätsreduzierung von etwa 6,5 GW entspricht <sup>(137)</sup>.
- (270) Die tschechischen Behörden führten aus, dass EDU II eine bedeutende Rolle dabei spiele, die Ziele der tschechischen Regierung zur Emissionsreduktion zu erreichen, und gleichzeitig zur notwendigen Versorgungssicherheit in Tschechien beitrage. Die neuen Kernkraftblöcke sollen einen Teil der derzeitigen Erzeugungskapazität aus Braunkohle und Steinkohle sowie die Kernkraftblöcke ersetzen, die am Standort Dukovany in der Zeit von 2045 bis 2047 stillgelegt werden sollen <sup>(138)</sup>. Tschechien macht ferner geltend, dass durch das Projekt keine Investitionen in die Onshore-Windenergieerzeugung ersetzt würden. In der Zeit von 2030 bis 2050 würde in den Szenarien mit und ohne Projekt die gleiche Menge an Energie aus Windkraftkapazität installiert werden, wenngleich die Installation etwas später erfolgen würde, sollte das Projekt verwirklicht werden.

Abbildung 4

#### Nettoerzeugungskapazität im Referenzszenario für jedes Jahr und jede Technologie



Quelle: Tschechische Behörden.

<sup>(136)</sup> Sämtliche Erzeugungskapazitäten aus Braun- und Steinkohle, möglicherweise mit Ausnahme einiger Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), sollen bis 2038 im Rahmen eines kürzlich beschlossenen Plans zur Stilllegung der umweltschädlichsten Kraftwerke außer Betrieb genommen werden. Siehe Tschechische Kohlekommission, 2020, „Protokoll der 7. Sitzung der Kohlekommission“, 4. Dezember 2020, S. 6-7, abrufbar unter: [https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/ministerstvo/kalendar-akci-vse/2021/2/Zapis-z-jednani-UK-4-12-2020\\_.pdf](https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/ministerstvo/kalendar-akci-vse/2021/2/Zapis-z-jednani-UK-4-12-2020_.pdf).

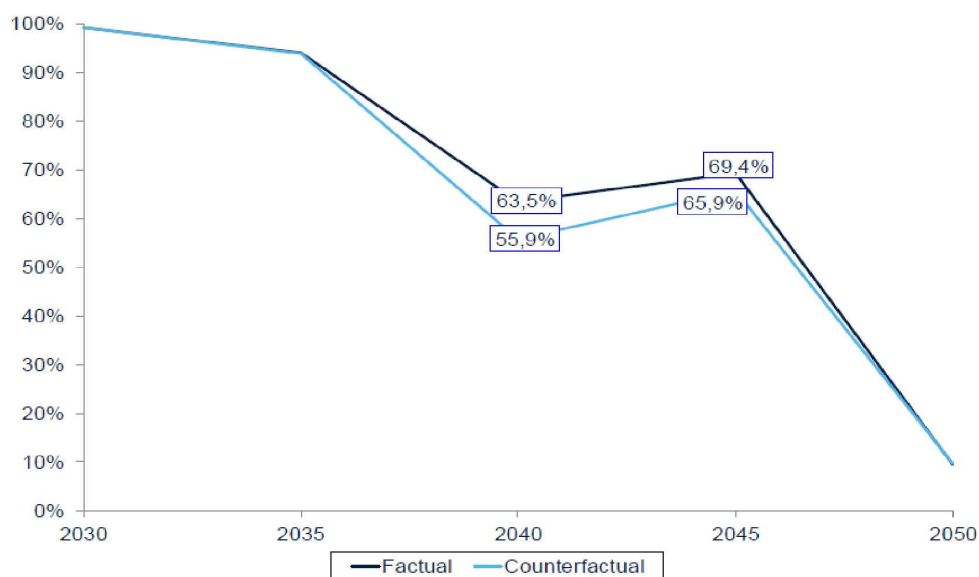
<sup>(137)</sup> Diese Angaben beruhen auf Daten von ČEPS.

<sup>(138)</sup> Den Daten von ČEPS zufolge sollen die vier bestehenden Kernkraftblöcke in Dukovany (jeweils mit einer Leistung von ca. 510 MW) wie folgt stillgelegt werden: ein Block Ende 2045, ein Block Ende 2046 und zwei Blöcke Ende 2047.

- (271) Sechstens macht Tschechien geltend, dass aufgrund der Verpflichtung von ČEZ aus dem Bezugsvertrag, die gesamte Leistung von EDU II an die Zweckgesellschaft zu verkaufen, sowie aufgrund der Verpflichtungen Tschechiens in Bezug auf den Handel mit Strom, der während der Betriebsdauer des KKW erzeugt wird (siehe Abschnitt 3.6.4), nicht davon auszugehen sei, dass eine durch diese Investition bedingte Erhöhung der Erzeugungskapazität zu einer Erhöhung der Strommenge führt, die an die Kunden von ČEZ verkauft werden kann.
- (272) Abschließend führt Tschechien an, dass die pivotale Stellung<sup>(139)</sup> von ČEZ gemäß dem Residual Supply Index (im Folgenden „RSI“), einem Index, der häufig zur Bewertung der Fähigkeit eines Erzeugers verwendet wird, unabhängig von seinen Wettbewerbern zu handeln, in Zukunft erheblich abnehmen würde:

Abbildung 5

**Die pivotale Stellung von ČEZ unter Verwendung des RSI (Angaben von Tschechien)**  
**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. Rolle der Zweckgesellschaft auf dem Markt

- (273) Im Hinblick auf die Rolle der Zweckgesellschaft auf dem Markt gaben die tschechischen Behörden an, dass die Geschäftsvereinbarung im Zusammenhang mit der Zweckgesellschaft bewusst offen und flexibel gehalten worden sei, damit sie so gestaltet werden kann, dass mögliche Marktverzerrungen vermieden werden.
- (274) Tschechien gab an, dass die Zweckgesellschaft völlig unabhängig von EDU II und der ČEZ-Gruppe sein und über eine separate Leitungs- und Verwaltungsstruktur verfügen werde. Sie werde mit EDU II (und ggf. ČEZ) zu marktüblichen Bedingungen Geschäfte tätigen. Die tschechischen Behörden wiesen darauf hin, dass mit dieser Leitungsstruktur eine Trennung zwischen einerseits den Entscheidungen über die Handelsstrategie, die bei der Zweckgesellschaft liegen und sich auf den Wettbewerb und den Handel auf den Strommärkten auswirken, und andererseits der Entwicklung und dem Betrieb des Kernkraftwerks, die bei EDU II liegen, gewährleistet werde.
- (275) Die tschechischen Behörden unterschieden ferner zwischen dem im Rahmen des Projekts vorgeschlagenen Ansatz der Zweckgesellschaft und den Maßnahmen in anderen Fällen im Bereich der Kernenergie im Hinblick auf die kommerzielle Struktur und die Abnahmemechanismen des KKW. Die tschechischen Behörden führten aus, dass das Neue am Ansatz der Zweckgesellschaft im Vergleich zu anderen Fällen in der Gründung eines separaten Unternehmens bestehe, das vom Betreiber des KKW unabhängig sei. EDU II werde Eigentümer und Betreiber des KKW sein und Strom erzeugen, wobei es nur über eine Zulassung zur Stromerzeugung verfüge. Die von EDU II

<sup>(139)</sup> Bei der Untersuchung der pivotalen Stellung wird ermittelt, ob Kraftwerke, die einem bestimmten Unternehmen gehören, in einem bestimmten Zeitraum benötigt werden, um die Nachfrage zu decken, d. h., mindestens ein Megawatt ihrer Erzeugung wird benötigt. In diesem Fall könnte das Unternehmen diese Marktmacht ausnutzen. Bei der pivotalen Stellung wird nur die Möglichkeit von Marktmacht auf dem Markt als Ganzes berücksichtigt und nicht, ob Marktmacht in bestimmten Situationen, z. B. bei Übertragungsbeschränkungen, entstehen kann.

erzeugte Kapazität werde vollständig von der Zweckgesellschaft abgenommen, die über eine Zulassung zum Stromhandel verfügt. Die Zweckgesellschaft werde die Leistung von EDU II auf dem Großhandelsmarkt verkaufen und als Stromhändler auch Bilanzkreisverantwortlicher (im Folgenden „BKV“) gegenüber OTE sein. Folglich werde EDU II nicht mit anderen Marktteilnehmern (außer der Zweckgesellschaft) handeln und nicht den Marktbedingungen ausgesetzt sein. Die tschechischen Behörden betonten, dass das Ziel dieser Struktur darin bestehe, das Risiko potenzieller Marktverzerrungen aufgrund der Marktmacht zu begrenzen.

Tabelle 8

**Vergleich der kommerziellen Struktur zwischen EDU II (in der nachstehenden Tabelle „Dukovany II“), HPC und Paks II**

|                        | Owner/operator of assets              | Trading entity                                                                           | Price mechanism for the offtake of generated electricity                                                                                                                     |
|------------------------|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Dukovany II</b>     | State support recipient (EDU II)      | The Supply SPV, wholly owned by the State<br>[Counterparty to some of the state support] | Power Purchase Agreement (pre-determined PPA price for the full generation volume)                                                                                           |
| <b>Hinkley Point C</b> | State aid recipient (the NPP)         |                                                                                          | Contracts for Difference (market price topped up or reduced to match the pre-determined Strike Price)                                                                        |
| <b>Paks II</b>         | 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) |

Quelle: Tschechische Behörden.

- (276) Die tschechischen Behörden erläuterten ferner, dass die Zweckgesellschaft ihre eigene Handelsabteilung einrichten und ihre eigenen Geschäftstätigkeiten intern durchführen solle. Wenn dies jedoch als angemessener und kostengünstiger erachtet werde, könne die Zweckgesellschaft in Betracht ziehen, eine Ausschreibung durchzuführen, um die Handelsfunktion in Zukunft auszulagern.
- (277) Darüber hinaus gaben die tschechischen Behörden an, dass die Zweckgesellschaft eine risikominimierende Handelsstrategie verfolgen und darauf abzielen werde, negative Auswirkungen auf den Markt zu vermeiden. Das geplante Geschäftsmodell sollte insbesondere dazu führen, dass über die Zweckgesellschaft möglichst hohe Erlöse aus dem Stromverkauf für den tschechischen Staat erzielt werden und die Höhe der für das Projekt bereitgestellten Beihilfe minimiert wird. Was die Handelsstrategie betrifft, so werde die Zweckgesellschaft hauptsächlich auf dem tschechischen Stromgroßhandelsmarkt tätig sein, wobei jedoch davon ausgegangen wird, dass es in der Region ein hohes Maß an Vernetzung und eine Day-Ahead-Marktkopplung mit den Nachbarländern gibt. Da die Märkte voraussichtlich wachsen und die Liquiditätsniveaus in Zukunft steigen werden, insbesondere angesichts der Tatsache, dass auf den Day-Ahead-Märkten im Juni 2021 die Kopplung zwischen den Regionen Deutschland-Polen-Österreich und Tschechien-Ungarn-Slowakei-Rumänien abgeschlossen wurde, werde die Handelsstrategie regelmäßig überprüft, um sie an die neuesten Marktbedingungen anzupassen. Die endgültige Handelsstrategie, die auf einem transparenten und risikominimierenden Ansatz beruht, werde voraussichtlich nach 2030 angenommen.
- (278) Im Laufe des förmlichen Prüfverfahrens beschloss Tschechien, Verpflichtungszusagen für den Handel mit Kernenergie anzubieten (wie in den Erwägungsgründen 112 bis 119 beschrieben).

## 5. STELLUNGNAHMEN DRITTER

- (279) Während der Konsultation zum Einleitungsbeschluss, die bis zum 5. September dauerte, gingen bei der Kommission Stellungnahmen von 18 Konsultationsteilnehmern ein. Es sei darauf hingewiesen, dass in den meisten Stellungnahmen Dritter (nämlich in 12 von 18) das Projekt befürwortet wurde. Nachstehend werden die für die Bewertung der als Beihilfe relevanten Stellungnahmen beschrieben.
- (280) Es gingen Stellungnahmen von Mitgliedstaaten, Unternehmen, Verbänden und Nichtregierungsorganisationen (im Folgenden „NRO“) ein. Auf die Stellungnahmen Dritter wird ohne konkrete Nennung der jeweiligen Stellungnahme in den einschlägigen Teilen der Bewertung eingegangen.
- (281) Die Stellungnahmen Dritter werden nach Themen zusammengefasst.

### 5.1. Stellungnahmen zum Vorliegen einer Beihilfe

- (282) Zum Vorliegen einer Beihilfe gingen keine Stellungnahmen ein.

### 5.2. Stellungnahmen zur Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt

#### 5.2.1. Stellungnahmen hinsichtlich der Geeignetheit der Maßnahme

- (283) Zwei Dritte geben an, die im Einleitungsbeschluss geäußerten Bedenken der Kommission in Bezug auf die Geeignetheit der Maßnahme zu teilen.
- (284) Darüber hinaus brachte ein Konsultationsteilnehmer vor, dass die aktuellen Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt und ihre künftigen Auswirkungen noch nicht abgeschätzt werden könnten. Daher sei es sehr schwierig, die Geeignetheit der Maßnahme konkret zu bewerten.
- (285) Gleichzeitig brachten viele Konsultationsteilnehmer vor, dass sie die Bedenken der Kommission hinsichtlich der Geeignetheit der Maßnahme nicht teilen. Ihrer Ansicht nach sei die vorgeschlagene Maßnahme geeignet, da sie aus einer geeigneten Kombination von Instrumenten bestehe, um die angestrebten Ziele des Projekts zu erreichen, und gleichzeitig gewährleistet werde, dass es keine weniger wettbewerbsverfälschenden Maßnahmen oder Instrumente gibt, mit denen sich die gleichen Ergebnisse erzielen ließen. Darüber hinaus brachten einige Dritte vor, dass die Bestandteile der Maßnahme (d. h. der Abnahmevertrag, das Darlehen und der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften) untrennbar miteinander verbunden und notwendig seien, um das relevante Marktversagen des Projekts zu beheben.
- (286) Einige Konsultationsteilnehmer merkten ferner an, dass im endgültigen Beschluss der Kommission in der Sache Hinkley Point C eine ähnliche Kombination von Maßnahmen (d. h. ein Differenzvertrag, eine staatliche Garantie und ein Schutzmechanismus gegen potenziell schädliche politische Entscheidungen) genehmigt worden sei und das vom Projektträger getragene Risiko ähnlich sei.

#### 5.2.2. Stellungnahmen hinsichtlich der Angemessenheit der Maßnahme

- (287) Zwei Konsultationsteilnehmer betonten erneut, dass sie die im Einleitungsbeschluss geäußerten Bedenken der Kommission in Bezug auf die Angemessenheit der Maßnahme teilten.
- (288) Darüber hinaus brachte ein Konsultationsteilnehmer vor, dass die aktuellen Entwicklungen auf dem europäischen Strompreismarkt und ihre künftigen Auswirkungen noch nicht abgeschätzt werden könnten. Daher sei es sehr schwierig, die Angemessenheit der Maßnahme konkret zu prüfen.
- (289) Dagegen antworteten viele Dritte, dass sie die Bedenken der Kommission hinsichtlich der Angemessenheit der Maßnahme nicht teilten. Ihrer Ansicht nach sei die vorgeschlagene Maßnahme angemessen.
- (290) Mehrere Konsultationsteilnehmer brachten vor, dass die Annahmen, die zur Schätzung der Eigenkapitalrendite des Projekts herangezogen werden, das Risiko von ČEZ und das von dem Begünstigten getragene Risiko richtig widerspiegeln.
- (291) Darüber hinaus erhielt die Kommission einige Stellungnahmen, wonach die vorgeschlagene regelmäßige Überprüfung des Ausübungspreises des Bezugsvertrags auf der Grundlage von Marktbewertungen eine ausreichende automatische Stabilisierungsmaßnahme darstelle, um eine Überkompensation zu verhindern, und sowohl für EDU II als auch für die Zweckgesellschaft ausreichende finanzielle Anreize bieten dürfte, um die Produktion zu maximieren und gewinnbringende Energiehandelsgeschäfte abzuschließen.

- (292) Ein Dritter merkte an, dass die vorgeschlagene Laufzeit des Bezugsvertrags (d. h. 60 Jahre, die die Betriebsdauer des Kraftwerks abdecken (laut CO<sub>2</sub>-Gesetz 30 Jahre, die mehrmals um zehn Jahre verlängert werden können), mit einer Neubewertung der Angemessenheit des vom tschechischen Ministerium für Handel und Industrie regulierten Ausübungspreises) so festgelegt sei, dass sie den besonderen technischen, regulatorischen und finanziellen Bedingungen Rechnung trage.

#### 5.2.3. *Stellungnahmen zur Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen*

- (293) Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass die Energieversorgung auch durch kostengünstigere Technologien gewährleistet werden könne, und führte an, dass Subventionen im Kernenergiesektor den Fortschritt bei anderen kostengünstigeren, schnelleren und klimafreundlicheren Technologien bremsen würden. Daraufhin brachte der Konsultationsteilnehmer vor, dass die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken nicht subventioniert werden dürfe, da diese Technologie ausgereift und nicht rentabel sei.
- (294) Die Kommission erhielt eine Stellungnahme, in der darauf hingewiesen wurde, dass staatliche Maßnahmen zur Stromerzeugung aus Kernkraftwerken angesichts der jüngsten Marktentwicklungen nicht gerechtfertigt seien. Dieser Konsultationsteilnehmer brachte insbesondere vor, dass die hohen Strompreise infolge der jüngsten Marktturbulenzen in den nächsten Jahrzehnten auf hohem Niveau bleiben würden und dass die Höhe der Beihilfe für die Maßnahme daher nicht einem ihrer Ziele dienen werde, nämlich niedrigere Strompreise auf dem Markt zu gewährleisten.
- (295) In einer Stellungnahme wurde darauf hingewiesen, dass Tschechien in die Entwicklung erneuerbarer Energiequellen investieren und bis 2030 5,3 TWh Strom aus neuen Windkraftanlagen und 4,9 TWh Strom aus neuen Photovoltaikanlagen erzeugen könne, anstatt die Entwicklung des KKW Dukovany zu fördern. Darüber hinaus wurde vorgebracht, dass die staatliche Unterstützung für die Entwicklung von Wind- und Solarenergie im Vergleich zur Kernenergie viel geringer ausfalle.
- (296) Im Gegensatz zu diesen Stellungnahmen machten mehrere Dritte geltend, dass eine staatliche Maßnahme erforderlich sei, damit die Ziele der Maßnahme erreicht werden könnten.
- (297) Einige Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass es ohne die Beteiligung des Staates nicht möglich wäre, ein neues Kernkraftwerkprojekt auf dem derzeitigen europäischen Strommarkt umzusetzen. Sie brachten ferner vor, dass private Investoren aufgrund des bestehenden Marktversagens (Risiko aufgrund des Umfangs der Kapitalanforderungen, der langfristigen Volatilität der Marktpreise sowie rechtlicher, politischer und regulatorischer Risiken) und der hohen Unsicherheit in Verbindung mit Projekten im Bereich der Kernenergie abgeschreckt würden und staatliche Maßnahmen erforderlich seien, um Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Kernkraftwerke sicherzustellen.
- (298) Darüber hinaus wiesen einige Dritte darauf hin, dass die jüngste Volatilität auf den Energiemärkten zeige, dass staatliche Beihilferegulungen notwendig seien, um die Verzerrungen auf dem Markt auszugleichen. Außerdem gaben diese Konsultationsteilnehmer an, dass die Marktbedingungen keinen Anreiz für die Entwicklung großer Energieinfrastrukturprojekte bieten würden.
- (299) Ein Konsultationsteilnehmer brachte vor, dass neue Projekte im Bereich der Kernenergie unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit analysiert und priorisiert werden müssten, da sie das Potenzial hätten, die Abhängigkeit von russischen Einfuhren zu verringern. Er stellte ferner fest, dass die jüngste Aufnahme der Kernenergie in die EU-Taxonomie für nachhaltige Finanzierung einen wichtigen Schritt darstelle, um den Weg für die weitere Entwicklung der Kernenergie zu ebnen.

#### 5.2.4. *Stellungnahmen zur Auswahl von ČEZ*

- (300) Einige Dritte weisen in ihren Stellungnahmen ausdrücklich darauf hin, dass sie die Bedenken der Kommission hinsichtlich der Wahl von ČEZ ohne Ausschreibung oder Konsultation nicht teilen. Diese Parteien halten es aus Gründen der staatlichen Sicherheit und der Energieversorgungssicherheit sowie aus anderen Gründen (wie Fachwissen, Know-how und Effizienz des etablierten Unternehmens) für völlig gerechtfertigt, ein in staatlichem Eigentum befindliches Energieunternehmen mit der Aufgabe zu betrauen, eine komplexe Aufgabe wie den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks zu entwickeln, und merken an, dass dies der gängigen internationalen Praxis entspreche.

(301) Weder Wettbewerber noch sonstige Dritte äußerten Bedenken hinsichtlich der Wahl von ČEZ als Projektträger.

5.2.5. *Stellungnahmen zu potenziellen unverhältnismäßigen Wettbewerbsverfälschungen und Beeinträchtigungen des Handels zwischen Mitgliedstaaten*

(302) Ein Konsultationsteilnehmer erklärt in seiner Stellungnahme, dass er die Bedenken der Kommission im Einleitungsbeschluss im Zusammenhang mit möglichen Wettbewerbsverfälschungen auf dem Markt unterstütze. Der Konsultationsteilnehmer ist ferner der Ansicht, dass die Stromerzeugung aus Kernenergie übermäßig subventioniert und daher nicht wettbewerbsfähig sei, und bringt vor, dass jegliche Subventionierung zu erheblichen Wettbewerbsverfälschungen auf dem Markt führen würde.

(303) Auf der anderen Seite merkten mehrere Dritte an, es bestehe ein begrenztes Risiko, dass die Maßnahme den Wettbewerb auf dem Markt verfälsche oder zu verfälschen drohe.

(304) Einige Konsultationsteilnehmer brachten vor, dass die Struktur der Zweckgesellschaft möglicherweise nur begrenzte Auswirkungen auf den Markt haben werde, da ČEZ und EDU II zwei getrennte wirtschaftliche Einheiten und völlig unabhängig voneinander seien. Sie führen an, dass der Spielraum für Marktmanipulationen daher begrenzt wäre.

(305) Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass ČEZ über einen großen kohlebasierten Kraftwerkspark verfüge, der in den 2030er-Jahren stillgelegt werden soll, und dass die vier bestehenden Blöcke am Standort Dukovany voraussichtlich in der Zeit von 2045 bis 2047 abgeschaltet werden. Auf dieser Grundlage sei davon auszugehen, dass die Marktanteile von ČEZ bei der Stromerzeugung nicht wesentlich steigen werden.

(306) Ein Dritter merkte ferner an, dass das Risiko einer Manipulation, bei der die Marktpreise höher sind als der Abnahmepreis des Bezugsvertrags und die ČEZ-Gruppe einen wirtschaftlichen Anreiz haben könnte, die Leistung von EDU II zu drosseln, damit andere Blöcke mehr Energie zu höheren Marktpreisen verkaufen, gering sei. Der Grund dafür sei, dass EDU II mit einem hohen Lastfaktor (90 %) betrieben werde und der wirtschaftliche Anreiz von EDU II darin bestehe, seine gesamte verfügbare Menge auf dem Markt anzubieten, um sicherzustellen, dass es seine Vergütung erhalte und seine Schulden bedienen könne. Darüber hinaus bestehe eine Trennung zwischen der ČEZ-Gruppe und EDU II. Außerdem verbiete die REMIT-Verordnung Marktmanipulation.

(307) Ein Dritter brachte des Weiteren vor, dass mit dem KKW Dukovany neue Kapazitäten geschaffen und ein für 2030-2040 erwarteter Engpass in der Stromerzeugung geschlossen werden solle, was sich positiv auf die Sicherheit und Diversifizierung der Versorgung der Nachbarländer auswirken werde. Demzufolge würden diese positiven Auswirkungen der Maßnahme die negativen Auswirkungen der Maßnahme, sofern vorhanden, überwiegen.

(308) Schließlich bemerkte ein Dritter, dass bei der Bewertung etwaiger Auswirkungen auf den Wettbewerb berücksichtigt werden sollte, dass im Energiesektor nicht wirklich gleiche Wettbewerbsbedingungen herrschten, da neue Erzeugungskapazitäten so gut wie nie ausschließlich auf Marktbasis entwickelt würden. Diese Partei wies darauf hin, dass beispielsweise erneuerbare Energiequellen nicht nur von direkten Förderregelungen profitierten, sondern auch von einer Reihe von Maßnahmen, die im Rahmen des europäischen Grünen Deals und der REPower-Pakete der EU eingeführt wurden.

5.2.6. *Stellungnahmen zu einem Verstoß gegen EU-Recht*

(309) Ein Dritter machte geltend, dass die Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung gegen das Verursacherprinzip und das Vorsorgeprinzip nach Artikel 191 AEUV verstoße.

(310) Darüber hinaus stellten zwei Dritte fest, dass das Verursacherprinzip durch das Projekt nicht gewährleistet werde, da die Maßnahme die Entsorgung abgebrannter Kernbrennstoffe nicht berücksichtige, was Zweifel daran aufkommen lasse, ob am Ende der geschätzten Nutzungsdauer des Kernkraftwerks Mittel in Höhe der geschätzten Kosten für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und die Stilllegung zur Verfügung stehen werden. Wenn das derzeitige System der Gebühren, die in die Nationalen Atomfonds eingezahlt werden, nicht erheblich geändert werde, so die Konsultationsteilnehmer weiter, stünden diese Mittel nicht zur Verfügung, womit das Verursacherprinzip nicht eingehalten werde.

(311) Die Kommission erhielt Stellungnahmen von einem anderen Konsultationsteilnehmer, der vorbrachte, dass aus den öffentlichen Erklärungen staatlicher tschechischer Stellen hervorgehe, dass man versuchen werde, die Taxonomiebedingungen für die Inbetriebnahme eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle in großer Tiefe bis 2050 zu ändern oder zu verschieben.

- (312) Einige Konsultationsteilnehmer vertraten hingegen die Auffassung, dass die Maßnahme nicht gegen EU-Recht verstoße.

#### 5.2.7. *Stellungnahmen zur Versorgungssicherheit*

- (313) Zwei Konsultationsteilnehmer merkten an, dass die Kernenergie unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit keine Vorteile gegenüber anderen Energiequellen bieten könne, da die Verfügbarkeit von Uran und Thorium begrenzt sei und die EU in sehr hohem Maße von Einfuhren abhängig sei.
- (314) Ein Dritter führte dagegen an, dass Kernenergie nur in geringem Maße von Einfuhren abhängig sei, da Rohstoffe höchstens 10 % der Produktionskosten ausmachten und der internationale Uranmarkt gut reguliert und stabil sei.
- (315) Darüber hinaus wurden der Kommission zahlreiche Stellungnahmen vorgelegt, in denen die Maßnahme angesichts der Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit, der Dekarbonisierung, der Bezahlbarkeit von Energie und der Marktentwicklungen im Zusammenhang mit der russischen Invasion der Ukraine befürwortet wurde. Die Konsultationsteilnehmer wiesen insbesondere darauf hin, dass Kernreaktoren die am besten geeignete Technologie seien, um CO<sub>2</sub>-Neutralität zu erreichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit der EU zu gewährleisten. Ferner hoben sie hervor, dass Kernenergie auch eine stabile und kontrollierbare Erzeugungsmethode sei, die eine zuverlässige Steuerung des Stromnetzes ermögliche und zu einer hohen Versorgungssicherheit beitrage.
- (316) Mehrere Stellungnahmen bezogen sich auf die Entwicklung von Projekten im Bereich der Kernenergie in der EU, um die Ziele der EU in Bezug auf den Klimawandel zu erreichen und die Versorgungssicherheit mit stabiler, zuverlässiger, nachhaltiger, CO<sub>2</sub>-armer und wettbewerbsfähiger Energie zu gewährleisten.
- (317) In vielen Stellungnahmen wurde auf den geopolitischen Kontext (einschließlich Unterbrechungen der Öl- und Gasversorgung und Preisvolatilität) Bezug genommen und darauf hingewiesen, wie wichtig die Versorgungssicherheit sei, um die Energieabhängigkeit der EU von Russland weiter zu verringern. Ein Dritter wies des Weiteren darauf hin, die Aggression Russlands gegen die Ukraine zeige, dass die Unabhängigkeit von russischen Brennstofflieferungen nur durch Kernenergie erreicht werden könne.

#### 5.2.8. *Sonstige Stellungnahmen Dritter*

- (318) Der Kommission wurden Argumente zu Sicherheitserwägungen vorgelegt. Einige Konsultationsteilnehmer äußerten Bedenken hinsichtlich der sicheren und nachhaltigen Entsorgung hochradioaktiver Abfälle im Allgemeinen. Darüber hinaus verwiesen sie auf das Gefahrenpotenzial von Kernkraftwerken in bewaffneten Konflikten sowie auf die Risiken schwerer nuklearer Unfälle. In einigen Ausführungen wird angeführt, dass die derzeitige Situation in der Ukraine zeige, welche zusätzlichen Sicherheitsrisiken Kernkraftwerke mit sich brächten.
- (319) Darüber hinaus wiesen einige Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass Kernkraftwerke aufgrund des hohen Kühlwasserbedarfs anfällig für steigende Temperaturen seien. Sie brachten ferner vor, dass der Fluss Jihlava zu wenig Wasser führe, um zusätzliche, neue Kraftwerksblöcke am Standort Dukovany zuverlässig mit Kühlwasser zu versorgen, und dass dies bereits bei der Planung des tschechoslowakischen Atomprogramms erkannt worden sei und zu einer Begrenzung der Leistung der am Standort installierten Blöcke geführt habe. Vor dem Hintergrund des Klimawandels gehen einige Dritte davon aus, dass der Betrieb der neuen Kernkraftwerke nicht so stabil sein werde wie vorgesehen und dass ihre Auslastung nicht das geplante Niveau erreichen werde.
- (320) In einigen Stellungnahmen werden Bedenken hinsichtlich der Wasserversorgung für das neue Kernkraftwerk und insbesondere seiner Auswirkungen auf den Fluss Jihlava geäußert, und es wird darauf hingewiesen, dass ein Bewirtschaftungsplan für die Wassernutzung und den Gewässerschutz derzeit fehle.
- (321) Zwei Dritte äußern Bedenken, dass das Projekt nicht fristgerecht fertiggestellt werden könne, da die drei potenziellen Technologieanbieter technisch möglicherweise nicht auf den Betrieb in Europa vorbereitet seien, was zu Verzögerungen führen könne. Die Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass dies wirtschaftliche Folgen haben und sich auf die Umwelt und den Klimaschutz auswirken könne. Die Konsultationsteilnehmer gehen auch auf das Problem der Kosteneskalation ein, das bei Neubauvorhaben im Bereich der Kernenergie häufig vorkomme.

- (322) Ein Konsultationsteilnehmer kritisierte die mangelnde Transparenz bei der Vorbereitung des neuen Reaktorprojekts und verwies auf die tschechische Sektion von Transparency International, die die Transparenz des Projekts infrage gestellt habe <sup>(140)</sup>. Der Dritte weist insbesondere darauf hin, dass sich das tschechische Ministerium für Handel und Industrie geweigert habe, ihm bestimmte Dokumente über die Analyse der Investorenmodelle und die Verfahren für die Vorbereitung und Durchführung des Projekts zu übermitteln, nachdem er einen Antrag auf Zugang zu Dokumenten gestellt habe.
- (323) Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die beschränkte Haftung des Betreibers des Kernkraftwerks nicht ausreiche, um mögliche Schäden infolge eines kerntechnischen Unfalls zu decken, und verweist auf die Weigerung der Tschechischen Republik, dem Zusatzprotokoll zum Wiener Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie von 1997 beizutreten, das eine Mindesthaftung für Schäden in Höhe von 300 Mio. SZR (Sonderziehungsrechte) vorsieht. Darüber hinaus führt der Konsultationsteilnehmer an, dass zusätzliche staatliche Beihilfen für die Kosten für den Bau, die Übertragung und den besonderen Schutz des Kraftwerksgeländes durch die Polizei anfallen würden.
- (324) Mehreren Stellungnahmen zufolge würde das Projekt zur Erreichung der europaweiten Zielsetzungen im Hinblick auf die Energieziele und zum Grünen Deal beitragen.
- (325) Mehrere Dritte wiesen auch auf die sozialen und wirtschaftlichen Vorteile der Kernenergie hin und hoben insbesondere die Schaffung von Arbeitsplätzen und den großen Beitrag der Kernenergie zur Wirtschaft der EU-Mitgliedstaaten hervor. Laut einer Analyse von Deloitte aus dem Jahr 2019 werden auf EU-Ebene mehr als 1,1 Millionen direkte und indirekte Arbeitsplätze durch die Nuklearindustrie gesichert und ein BIP von mehr als einer halben Billion Euro erwirtschaftet <sup>(141)</sup>.

## 6. STELLUNGNAHME VON ČEZ

- (326) ČEZ übermittelte seine Stellungnahmen am 5. September 2022. Darin legt ČEZ Nachweise und Analysen vor, die seine Argumentation stützen, wonach einige der von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel unbegründet seien.
- (327) Die Hauptargumente von ČEZ werden im Folgenden näher erläutert.

### 6.1. Standpunkt von ČEZ zur Geeignetheit der Beihilfe

- (328) In seiner Stellungnahme machte ČEZ geltend, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen eine geeignete und gezielte Unterstützung bereitstellten, um das von der Kommission festgestellte grundlegende Marktversagen zu beheben (insbesondere in Bezug auf den Umfang der Kapitalanforderung, der langfristigen Beeinflussung durch Marktpreissignale und der langfristigen Beeinflussung durch politische Entscheidungen). Die drei Maßnahmen sollten als ein einziges, miteinander verbundenes Unterstützungspaket betrachtet werden. ČEZ bringt insbesondere vor, dass das vorgeschlagene staatliche Unterstützungspaket (d. h. der Bezugsvertrag, die RFH und der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben) in seiner Gesamtheit geeignet sei, da die zugrunde liegenden Risiken nicht gemindert würden, wenn eine der Maßnahmen gestrichen würde. In einem solchen Szenario wäre die Wirtschaftlichkeit des Projekts gefährdet.
- (329) ČEZ wies ferner darauf hin, dass ähnliche Unterstützungspakete (z. B. bei Hinkley Point C) in der Vergangenheit von der Kommission genehmigt worden seien.
- (330) Schließlich machte ČEZ geltend, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen geeignet seien, das Risiko eines möglichen Scheiterns des Projekts und die damit verbundenen öffentlichen Kosten zu mindern.

### 6.2. Standpunkt von ČEZ zu bestimmten Aspekten der Angemessenheit der Beihilfe

#### 6.2.1. Risiko einer Überkompensation

- (331) Als Reaktion auf die Zweifel der Kommission hinsichtlich des Risikos einer Überkompensation brachte ČEZ vor, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen einen geeigneten Mechanismus zur Kontrolle der Überkompensation beinhalteten, der die Erzielung der marktbasierenden Eigenkapitalrendite ermögliche, die dem Projektrisiko angemessen sei. ČEZ zufolge zielten die vorgeschlagenen Mechanismen nicht darauf ab, eine Überkompensation vollständig zu verhindern, da für ČEZ mit dem Projekt erhebliche Risiken verbunden wären.

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

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

- (332) Nach Ansicht von ČEZ würden sich zusätzliche Maßnahmen zur Verhinderung weiterer potenzieller Vorteile über den Gewinnbeteiligungsmechanismus hinaus auf das Gleichgewicht zwischen Vor- und Nachteilen auswirken. Mögliche zusätzliche Risikoprämien würden zu einem Anstieg der Eigenkapitalrendite führen, wodurch sich der Preis im Bezugsvertrag und damit die Kosten für die staatliche Unterstützung erhöhen würden.
- (333) Darüber hinaus verwies ČEZ darauf, dass eine Überkompensation während der Betriebsphase von EDU II durch den Gewinnbeteiligungsmechanismus ausgeglichen würde. Der vorgeschlagene Gewinnbeteiligungsmechanismus beruhe auf dem zuvor genehmigten Mechanismus für Hinkley Point C und sei strenger als dieser, wobei die Beteiligung bei einer niedrigeren Eigenkapitalrendite größer sei. Mit dem Gewinnbeteiligungsmechanismus solle die realisierte überdurchschnittliche Eigenkapitalrendite erfasst werden, indem die Ist-Werte und der interne Zinsfuß des Eigenkapitals des EDU-II-Projekts mitverfolgt werden. Mit diesem Mechanismus werde die Leistung des Projekts über seine gesamte Betriebsdauer gemessen und sichergestellt, dass jede überdurchschnittliche Leistung berücksichtigt wird.

#### 6.2.2. Schätzung der Eigenkapitalrendite

- (334) ČEZ legte eine Analyse der vergleichbaren Risiken und entsprechenden Renditen von EDU II im Vergleich zu anderen Energieinfrastrukturprojekten (nämlich Hinkley Point C, Paks II, unabhängige Projekte im Bereich konventioneller Kraftwerke und Offshore-Windkraft) vor. Die Analyse ergab, dass die angemessene Spanne der Eigenkapitalrendite für EDU II zwischen [...] % liegen würde. Es wurde ferner darauf hingewiesen, dass die genaue Bestimmung der Eigenkapitalrendite von der weiteren Klärung der Projektparameter, der Risikoverteilung und der wichtigsten Merkmale der staatlichen Beteiligung abhängen würde.
- (335) Eine Schätzung der Eigenkapitalrendite, die näher am oberen Ende der vorstehend genannten Spanne liegt, würde insbesondere mit einem Szenario übereinstimmen, in dem die Risikoallokation für EDU II unangemessen hoch ist und ein hohes Risiko bestehe, dass das Projekt abgebrochen werde. Umgekehrt würde eine Schätzung der Eigenkapitalrendite, die näher am unteren Ende der vorstehend genannten Spanne liegt, ein Szenario widerspiegeln, bei dem die Risikoallokation angemessen ist und durch Schutzmaßnahmen für EDU II in Abwärtsszenarien verstärkt wird und daher das Risiko einer Projektaufgabe begrenzt sei.

#### 6.3. Standpunkt von ČEZ zu seiner Auswahl als Projektträger

- (336) In seiner Erwiderung auf den Einleitungsbeschluss brachte ČEZ vor, dass das Unternehmen in der Tschechischen Republik über langjährige Erfahrung, Fähigkeiten und Kenntnisse in Bezug auf den Entwurf, die Entwicklung, den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken verfüge. Die ČEZ-Gruppe habe insbesondere die beiden Kernkraftwerke des Landes, das KKW Temelín und das KKW Dukovany, entwickelt und gebaut und entwickle derzeit auch ein neues Kernkraftwerk in der Slowakei.
- (337) Außerdem verfüge ČEZ über umfangreiche Erfahrungen in der Zusammenarbeit mit der tschechischen Atomaufsichtsbehörde und kenne die rechtlichen Anforderungen an Kernkraftwerke genau. Als Eigentümer und Betreiber von Kernkraftwerken zur Stromerzeugung im Land kenne ČEZ den geltenden Rechtsrahmen und die Zulassungs-/Genehmigungsanforderungen in der Tschechischen Republik sehr gut.
- (338) ČEZ sei aktives Mitglied internationaler Organisationen wie WANO, EUR, EPRI, WNA und NUGENIA. Das Unternehmen wende Normen und Verfahren an, die von Regulierungsbehörden weltweit festgelegt und anerkannt sind, um kontinuierliche Verbesserungen, die Sicherheit und den neuesten Stand der Technik beim Betrieb von Kernkraftwerken zu fördern.
- (339) Schließlich verwies ČEZ darauf, dass es als Eigentümer des Standorts und etabliertes Entwicklungsunternehmen die fristgerechte und kostengünstige Durchführung des Projekts sicherstellen könne. ČEZ geht insbesondere davon aus, dass seine vorbereitenden und unterstützenden Tätigkeiten am Standort (einschließlich Durchführbarkeitsstudien, Grundstückserwerb usw.) den Zeitplan des Projekts um mindestens zehn bis zwölf Jahre beschleunigt und die Projektkosten im Vergleich zu einem von einem dritten Betreiber auf der grünen Wiese errichteten KKW um schätzungsweise [200-700] Mio. EUR gesenkt hätten.

#### 7. ERWIDERUNG DER TSCHECHISCHEN REPUBLIK AUF DIE STELLUNGNAHMEN DRITTER

- (340) Die tschechischen Behörden übermittelten ihre Erwiderung auf die Stellungnahmen Dritter am 21. Oktober 2022.

- (341) Insgesamt stellte Tschechien fest, dass die Mehrheit der Stellungnahmen positiv gewesen sei und das Projekt mit überwältigender Mehrheit unterstützt werde. Darüber hinaus führte Tschechien aus, dass die meisten der angesprochenen Punkte bereits in seinen vorherigen Stellungnahmen behandelt worden seien. Auf die Hauptargumente, die von Tschechien als Erwiderung auf die Bedenken der Dritten vorgebracht wurden, wird im Folgenden eingegangen. Dabei werden nur die Erwiderungen auf die Stellungnahmen berücksichtigt, die für die Bewertung der staatlichen Beihilfe unmittelbar relevant sind.
- (342) In seiner Erwiderung auf die Stellungnahmen zur Geeignetheit und Angemessenheit der Beihilfe verwies Tschechien auf seine früheren Ausführungen und wies darauf hin, dass die staatliche Unterstützung mit dem Ziel konzipiert worden sei, die Höhe der Beihilfe so gering wie möglich zu halten und gleichzeitig die Durchführbarkeit des Projekts sicherzustellen.
- (343) Darüber hinaus erklärten die tschechischen Behörden, dass sie bereit seien, die technischen Kriterien der EU-Taxonomie im Zusammenhang mit dem Projekt zu erfüllen, einschließlich der betriebsbereiten Einrichtung einer Endlagerstätte für hochradioaktive Abfälle in großer Tiefe im Jahr 2050. Tschechien führte insbesondere aus, dass die 2019 genehmigte nationale Politik für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Kernbrennstoffe im Einklang mit den Anforderungen der EU-Taxonomie im Anschluss an das Peer-Review-Verfahren des Programms im Rahmen der Mission Artemis aktualisiert werde, die von der IAEA gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie 2011/70/Euratom des Rates vom 19. Juli 2011 durchgeführt und im vierten Quartal 2023 stattfinden wird.
- (344) Schließlich brachten die tschechischen Behörden in Erwiderung auf spezifische Umweltbedenken Dritter vor, dass i) es sich bei Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Kernenergie um CO<sub>2</sub>-arme Tätigkeiten <sup>(142)</sup> handle und der Betrieb eines KKW eine der kostengünstigsten Investitionsmöglichkeiten <sup>(143)</sup> sei, ii) die Methode zur Bildung von Rückstellungen für die Stilllegung von kerntechnischen Anlagen mit den EU-Vorschriften im Einklang stehe <sup>(144)</sup>, iii) auf der Grundlage der tschechischen Rechtsvorschriften ausreichende Vorkehrungen für die künftige Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Kernbrennstoffe getroffen würden, iv) die Umweltverträglichkeitsprüfung des Projekts ergeben habe, dass alle Umweltbelange, einschließlich der Berücksichtigung einer ausreichenden Menge an Oberflächenwasser für die Kühlung des KKW, berücksichtigt worden seien. Die tschechischen Behörden wiesen jedenfalls darauf hin, dass das Problem der ausreichenden Wasserversorgung gemäß den Bedingungen der Umweltverträglichkeitsprüfung ständig überwacht werde, und v) die tschechischen Vorschriften über die Haftpflicht gegenüber Dritten bei Nuklearschäden mit dem Völkerrecht vereinbar seien <sup>(145)</sup>.

## 8. WÜRDIGUNG DER MAßNAHME

### 8.1. Vorliegen einer staatlichen Beihilfe

- (345) Gemäß Artikel 107 Absatz 1 AEUV sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.
- (346) Eine Maßnahme stellt dann eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV dar, wenn sie vier kumulative Voraussetzungen erfüllt. Erstens muss die Beihilfemaßnahme vom Staat oder aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Zweitens muss einem Begünstigten durch die Maßnahme ein Vorteil gewährt werden. Drittens muss die Maßnahme bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige begünstigen (d. h., die Maßnahme muss in gewissem Umfang selektiv sein). Viertens muss die Maßnahme geeignet sein, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen und den Wettbewerb im Binnenmarkt zu verfälschen. In Abschnitt 4.2 des Einleitungsbeschlusses

<sup>(142)</sup> Siehe Abschlussbericht der Sachverständigengruppe für nachhaltiges Finanzwesen vom März 2020, abrufbar unter: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business\\_economy\\_euro/banking\\_and\\_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf). In diesem Bericht wurde darauf hingewiesen, dass „die Kernenergie in der Phase der Stromerzeugung nahezu keine Treibhausgasemissionen verursacht“ und „dass zahlreiche und eindeutige Nachweise für einen potenziell wesentlichen Beitrag der Kernenergie zu Klimaschutzzielen vorliegen“.

<sup>(143)</sup> Siehe Internationale Energie-Agentur (IEA), Projected Costs of Generating Electricity 2020.

<sup>(144)</sup> Diese Methode ist im Erlass Nr. 250/2020 Slg. über die Bildung einer Reserve für die Stilllegung einer kerntechnischen Anlage sowie von Arbeitsplätzen der Kategorien III und IV festgelegt, die den tschechischen Behörden zufolge in vollem Umfang mit der Richtlinie 2011/70/Euratom im Einklang steht.

<sup>(145)</sup> Das Wiener Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie wird insbesondere in Gesetz Nr. 18/1997 Slg. über die friedliche Nutzung von Kernenergie und ionisierender Strahlung (im Folgenden „Atomgesetz“) in der geänderten Fassung umgesetzt.

erläuterte die Kommission, dass die drei angemeldeten Maßnahmen zusammen geplant wurden und sich nicht voneinander trennen lassen<sup>(146)</sup>. Nach Randnummer 81 der Bekanntmachung der Kommission zum Begriff der Beihilfe könnten verschiedene Maßnahmen als „eine Maßnahme“ angesehen werden. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn aufeinanderfolgende Maßnahmen insbesondere in Anbetracht ihrer zeitlichen Abfolge, ihres Zwecks und der Lage des Unternehmens zum Zeitpunkt dieser Maßnahmen derart eng miteinander verknüpft sind, dass sie sich unmöglich voneinander trennen lassen.<sup>(147)</sup> Zum Beispiel kann eine Abfolge staatlicher Maßnahmen, die in einem relativ kurzen Zeitraum in Bezug auf dasselbe Unternehmen durchgeführt werden, die miteinander verbunden sind oder die alle zum Zeitpunkt der ersten Maßnahme geplant oder vorhersehbar waren, als eine Maßnahme geprüft werden.

- (347) Die Kommission erläuterte im Einleitungsbeschluss, dass alle drei Maßnahmen denselben Gegenstand und dasselbe Ziel haben, nämlich den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks am Standort Dukovany zu ermöglichen<sup>(148)</sup>. Die Maßnahmen werden gemeinsam so geplant und ausgehandelt, dass sich jede Maßnahme unmittelbar auf die anderen auswirkt und dass die Maßnahmen gemeinsam die finanziellen Voraussetzungen für den Bau und den Betrieb der Anlage schaffen. Es ist unbestritten, dass der tschechische Staat der Geber der drei Maßnahmen ist und dass sie zeitlich zusammenfallen. Genauer gesagt wurden alle Maßnahmen gemeinsam geplant (und waren daher bei den Verhandlungen vorhersehbar)<sup>(149)</sup>. So wirken sich beispielsweise die Verringerung der kommerziellen Risiken durch einen Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben und die Verringerung der Anfangskapitalanforderungen durch die RFH auf die Höhe der für den Abnahmevertrag erforderlichen Beihilfe aus. Die drei in Rede stehenden Maßnahmen sind eng miteinander verbunden, und es wäre unmöglich gewesen, sie voneinander zu trennen.
- (348) Vor diesem Hintergrund kam die Kommission zu dem Schluss, dass die drei Maßnahmen zusammen als eine einzige Maßnahme geprüft werden sollten, da sie voneinander abhängig sind und sich gegenseitig verstärkende Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des Projekts haben. In Bezug auf die drei Maßnahmen zusammen gelangte die Kommission ferner zu der vorläufigen Feststellung, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe darstellt, da sie aus staatlichen Mitteln gewährt wurde, die dem tschechischen Staat zuzurechnen sind, dass die Maßnahme einen selektiven wirtschaftlichen Vorteil verschafft und dass sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen und den Wettbewerb im Binnenmarkt verfälschen könnte.
- (349) Die Kommission hat während der förmlichen Prüfung keine Gründe gefunden, von dieser Bewertung der betreffenden Aspekte abzuweichen.

#### 8.1.1. Zurechenbarkeit und Vorliegen staatlicher Mittel

- (350) Wie im Einleitungsbeschluss erläutert, hat der tschechische Staat die Unterstützungsmaßnahmen für dieses Projekt auf der Grundlage der Bestimmungen des CO<sub>2</sub>-Gesetzes (siehe Erwägungsgrund 27) und des Abschlusses des Rahmenvertrags (siehe Erwägungsgrund 190) und des ersten Durchführungsvertrags (siehe Erwägungsgründe 69, 183 und 380) beschlossen. Im Bezugsvertrag ist ferner festgelegt, dass der tschechische Staat verpflichtet ist, eine zu 100 % in Staatsbesitz befindliche Gesellschaft, die Zweckgesellschaft, zu gründen (zum Bezugsvertrag siehe die Erwägungsgründe 83 und 93). Der tschechische Staat, vertreten durch das Ministerium, ist die gewährende Behörde für alle Maßnahmen.
- (351) Die tschechischen Behörden bestreiten nicht, dass die Maßnahmen aus Mitteln finanziert werden, die unter staatlicher Kontrolle stehen.
- (352) Wie in Erwägungsgrund 107 dargelegt, kann die Stromerzeugung aus neuen Kernkraftwerken gemäß Artikel 9 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes wie folgt durch eine oder eine Kombination aus folgenden Maßnahmen finanziert werden: i) den Einnahmen aus dem Stromverkauf der Zweckgesellschaft, ii) einer Preiskomponente, die die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber den Netznutzern in Rechnung stellen, falls dies beschlossen wird, und iii) Beiträgen aus dem Staatshaushalt. Welche Einnahmequelle für die Finanzierung der verschiedenen Maßnahmen tatsächlich gewählt wird, hängt von der Entscheidung des Ministeriums ab. Die tschechische Behörden bestreiten nicht, dass alle Einnahmequellen unter staatlicher Kontrolle stehen oder stehen werden.

<sup>(146)</sup> Erwägungsgrund 143 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(147)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 19. März 2013, Bouygues und Bouygues Télécom/Kommission u. a., verbundene Rechtssachen C-399/10 P und C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, Rn. 104; Urteil des Gerichtshofs vom 13. September 2010, Griechenland u. a./Kommission, verbundene Rechtssachen T-415/05, T-416/05 und T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, Rn. 177; Urteil des Gerichtshofs vom 15. September 1998, BP Chemicals/Kommission, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, Rn. 170 und 171.

<sup>(148)</sup> Erwägungsgrund 144 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(149)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 15. Dezember 2021, Oltchim SA/Kommission, T-565/19, Rn. 93 bis 197.

- (353) Darüber hinaus ist in Artikel 4 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes festgelegt, dass die RFH aus dem Staatshaushalt bereitgestellt und von der Tschechischen Nationalbank gewährt wird. Da die RFH direkt aus dem Staatshaushalt finanziert wird und alle drei Maßnahmen voneinander abhängig sind und eine einzige Maßnahme darstellen (siehe Erwägungsgrund 348), ist es für das Vorliegen staatlicher Mittel unerheblich, ob die (ggf. noch festzulegende) Abgabe, wenn durch sie Maßnahme 1 allein finanziert würde, zur Bereitstellung staatlicher Mittel führen würde. Die Bereitstellung mehrerer Milliarden Euro aus dem Staatshaushalt über die RFH zu günstigen finanziellen Bedingungen reicht bereits aus, um festzustellen, dass die Gesamtmaßnahme auf der Gewährung staatlicher Mittel beruht. Dies wird durch die Maßnahme zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben noch verstärkt, durch die das Projekt rechtlich abgesichert wird und finanzielle Rechte gegenüber dem Staat gewährt werden, die sich unmittelbar auf staatliche Mittel auswirken, falls diese Rechte ausgeübt werden.
- (354) Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahme aus staatlichen Mitteln gewährt wird und dem Staat im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV zurechenbar ist.

#### 8.1.2. *Selektiver wirtschaftlicher Vorteil*

- (355) Eine Maßnahme wird als selektiv betrachtet, wenn sie nur bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige begünstigt. Die Kommission weist erneut darauf hin, dass die in Rede stehenden Maßnahmen sowohl zusammen als auch getrennt betrachtet einen selektiven Vorteil im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV verschaffen.
- (356) Durch Maßnahme 1 (siehe Abschnitt 3.6) wird EDU II während der Laufzeit des Bezugsvertrags vor Preisschwankungen auf dem Strommarkt geschützt, da EDU II eine stabile Vergütung zu einem vorab festgelegten Ausübungspreis erhält, auch wenn die Marktpreise unter dieses Niveau fallen. Damit wird sichergestellt, dass EDU II in den ersten 40 Betriebsjahren des KKW einen stetigen Einkommensstrom erhält, den andere Betreiber, die keine vergleichbare Unterstützungsmaßnahme in Anspruch nehmen können, nicht erhalten.
- (357) Maßnahme 2 (siehe Abschnitt 3.7) sieht ein Darlehen zu einem günstigen Zinssatz vor, der nicht den Marktbedingungen entspricht. Die RFH wird insbesondere 100 % der Baukosten des KKW decken, einschließlich Kostenüberschreitungen aufgrund von berechtigten Gründen und Kostenüberschreitungen aufgrund von Ereignissen, die nicht auf berechtigten Gründen beruhen und die die maximale Beteiligungsfinanzierung von ČEZ für das Projekt übersteigen (siehe Erwägungsgrund 197). Das Darlehen wird während der Bauphase zinsfrei sein. Der Zinssatz entspricht den Kosten der staatlichen Fremdfinanzierung zuzüglich 1 %, mindestens jedoch 2 % über einen Zeitraum von 30 Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme des KKW. Die Maßnahme verschafft dem Begünstigten daher einen Vorteil, da EDU II damit keine Finanzierungskosten zu tragen hat, die das Unternehmen unter normalen Marktbedingungen selbst tragen müsste. Andere Unternehmen, auch solche, die langfristige Investitionen tätigen, erhalten keine staatlichen Darlehen zu ähnlichen Bedingungen.
- (358) Maßnahme 3 (siehe Abschnitt 3.8) sieht einen Kostendeckungsschutz für den Fall einer Änderung von Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben oder für den Fall anderer Ereignisse vor, die als berechtigte Gründe gelten, wodurch das Investitionsrisiko verringert und auf den Staat übertragen wird und ein wirtschaftlicher Vorteil entsteht, der unter normalen Marktbedingungen nicht hätte erzielt werden können und der anderen Marktteilnehmern nicht zur Verfügung steht.

- (359) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass alle drei in Rede stehende Maßnahmen Einzelbeihilfen darstellen und der ČEZ-Gruppe einschließlich ihrer Tochtergesellschaft EDU II einen selektiven Vorteil verschaffen.

#### 8.1.3. *Gefahr der Verfälschung des Wettbewerbs und Auswirkungen auf den Handel*

- (360) Wie die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss festgestellt hat, ist der Strommarkt liberalisiert worden und die Stromerzeuger sind am Handel zwischen Mitgliedstaaten beteiligt, sodass ein Vorteil, der den Erzeugern von Strom aus Kernenergie gewährt wird, den Wettbewerb verfälschen und den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen dürfte. Strom aus Kernenergie wird in der Regel auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt verkauft, wo er mit Strom aus allen anderen Energiequellen, auch aus anderen Mitgliedstaaten, konkurriert.

- (361) Daher weist die Kommission erneut darauf hin, dass der Vorteil, der dem Begünstigten der Maßnahmen 1 bis 3 gewährt wird, den Wettbewerb zu verfälschen und den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen droht. Da alle drei Maßnahmen der Stromerzeugung als wettbewerbsorientierter Tätigkeit Vorteile verschaffen, würde diese Schlussfolgerung auch dann gelten, wenn die Maßnahmen einzeln betrachtet würden.

#### 8.1.4. *Schlussfolgerung zum Vorliegen einer Beihilfe*

- (362) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Bezugsvertrag, die rückzahlbare Finanzhilfe und der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben als unterschiedliche Maßnahmen im Zusammenhang mit einer staatlichen Maßnahme eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellen.

### 8.2. **Rechtmäßigkeit der Beihilfe**

- (363) Wie die Kommission im Einleitungsbeschluss festgestellt hat <sup>(150)</sup>, wurden die Maßnahmen am 15. März 2022 bei der Kommission zur Genehmigung angemeldet und bislang nicht durchgeführt. Die Durchführung wird weiterhin von der Genehmigung der Maßnahmen durch die Kommission abhängig gemacht (siehe Erwägungsgrund 190). Daher sind die tschechischen Behörden der Anmeldepflicht und dem Durchführungsverbot nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV nachgekommen.

### 8.3. **Vereinbarkeit der Maßnahmen mit dem Binnenmarkt**

- (364) Da festgestellt wurde, dass die Maßnahmen eine staatliche Beihilfe beinhalten, hat die Kommission weiterhin geprüft, ob die Maßnahmen als mit dem Binnenmarkt vereinbar betrachtet werden können.

#### 8.3.1. *Rechtsgrundlage der Prüfung*

- (365) Die Kommission hat die angemeldete Maßnahme nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV geprüft, wonach die Kommission „Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft“ für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklären kann.

#### 8.3.2. *Positive Voraussetzung: Entwicklung eines Wirtschaftszweigs*

##### 8.3.2.1. *Beitrag zur Entwicklung eines Wirtschaftszweigs*

- (366) Nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV darf die Kommission „Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft“ für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklären. Daher muss eine Beihilfe, um nach dieser Vertragsbestimmung als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen zu werden, zur Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige beitragen <sup>(151)</sup>.
- (367) Staatliche Maßnahmen können erforderlich sein, um die Entwicklung bestimmter Wirtschaftszweige zu erleichtern oder zu fördern, die sich ohne die Beihilfe nicht oder nicht im gleichen Tempo oder unter den gleichen Bedingungen entwickeln würden.
- (368) Wie in Abschnitt 2 und Abschnitt 4.4.1 des Einleitungsbeschlusses erläutert, besteht das Ziel der Maßnahmen, die Gegenstand dieses Beschlusses sind, darin, Investitionen in die Stromerzeugung aus einem neuen Kernkraftwerk zu ermöglichen und seinen Betrieb für einen längeren Zeitraum sicherzustellen. Konkret zielt die staatliche Unterstützung unmittelbar auf den Bau, die Inbetriebnahme und den Betrieb der neuen Kapazität ab. Nach Angaben der tschechischen Behörden soll mit dem Bezugsvertrag sichergestellt werden, dass das Kernkraftwerk Strom erzeugt und die Erstattung der RFH ermöglicht wird (siehe 3.6). Die RFH ist notwendig, damit der Projektträger einen Großteil der Investitionskosten für das Projekt decken kann (siehe 3.7). Der Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften ist erforderlich, um die Höhe der Beihilfe zu verringern, die notwendig ist, um das Projekt voranzubringen, indem bestimmte Risiken reduziert werden, die als außerhalb der Kontrolle des Investors liegend gelten (siehe 3.8).

<sup>(150)</sup> Ebenda, Erwägungsgrund 157.

<sup>(151)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 20 und 24.

- (369) Alle drei Maßnahmen verringern die wichtigsten Risikofaktoren, die sich andernfalls bei Investitionen in große Anlagen zur Stromerzeugung aus Kernenergie ergeben würden. Insgesamt verringern sie das Gesamtrisiko des Projekts für den Investor erheblich. Wie von den tschechischen Behörden dargelegt, wurde eine Reihe von Investitionsprojekten im Bereich der Kernenergie aufgrund dieser Risiken nicht durchgeführt (siehe Erwägungsgrund 220). Somit tragen die Maßnahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie in Tschechien bei.
- (370) Die Kommission erinnert daran, dass der Gerichtshof die Entwicklung neuer Kernkraftkapazitäten als einen Wirtschaftszweig im Sinne von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV <sup>(152)</sup> anerkannt und festgestellt hat, dass Artikel 107 AEUV auf Investitionen in Kernkraftwerke angewendet werden kann <sup>(153)</sup>.
- (371) Daher ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahmen die Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV fördern.

#### 8.3.2.2. Anreizeffekt

- (372) Bei staatlichen Beihilfen kann nur dann davon ausgegangen werden, dass sie einen Wirtschaftszweig fördern, wenn sie einen Anreizeffekt haben. Ein Anreizeffekt ist gegeben, wenn die Beihilfe den Empfänger veranlasst, sein Verhalten zugunsten der Entwicklung eines Wirtschaftszweigs, der mit der Beihilfe gefördert wird, zu verändern und wenn diese Verhaltensänderung ohne die Beihilfe nicht eintreten würde.
- (373) Tschechien hat dargelegt, dass der Investor ohne Beihilfe nicht über die notwendigen Anreize verfüge, um in die Entwicklung neuer Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Kernenergie zu investieren <sup>(154)</sup>. Der Markt sei durch eine hohe Volatilität und Instabilität des Regelungsumfelds gekennzeichnet, und die wirtschaftlichen Kennzahlen der Kernenergieressourcen in Form hoher Investitionskosten stellten ebenfalls ein Hindernis für den Einstieg in die Branche dar. Investitionen in die Kernenergie ohne staatliche Unterstützung dürften aufgrund der unsicheren Entwicklungen auf dem Strommarkt kaum rentabel sein.
- (374) Die Kommission stellt fest, dass das Projekt angesichts der derzeitigen unsicheren und sich schnell verändernden Marktbedingungen und des mit der Entwicklung der Kernenergie verbundenen Marktversagens (d. h. Umfang der Kapitalanforderung, langfristige Beeinflussung durch Marktpreissignale und langfristige Beeinflussung durch politische Entscheidungen) ohne staatliche Unterstützung nicht durchgeführt werden würde <sup>(155)</sup>.
- (375) Die Kommission stellt ferner fest, dass die Finanzierungslücke des Projekts ohne die Beihilfe nicht geschlossen werden könnte. Grund dafür sind die höheren Finanzierungskosten, die dem Projekt ohne die RFH wahrscheinlich entstehen würden, und das Fehlen stabiler Einnahmen, die durch den Bezugsvertrag gewährleistet werden. Darüber hinaus müsste der Investor ohne staatliche Maßnahme erhebliche zusätzliche Risiken wie das Marktpreisrisiko und das politische Risiko (siehe Erwägungsgrund 498) tragen, die ansonsten durch die Unterstützungsmaßnahmen gemindert würden. Daraus lässt sich schließen, dass der Investor eine vergleichsweise höhere Rendite erwarten würde, um das Projekt ohne Beihilfe umzusetzen.
- (376) Vor diesem Hintergrund ist die Kommission der Auffassung, dass die Beihilfe einen Anreizeffekt hat, da sie den Begünstigten dazu veranlasst, eine wirtschaftliche Tätigkeit auszuüben, die er ohne die Beihilfe nicht ausüben würde.

<sup>(152)</sup> Ebenda, Rn. 63.

<sup>(153)</sup> Ebenda, Rn. 32.

<sup>(154)</sup> Erwägungsgrund 163 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(155)</sup> Erwägungsgrund 182 des Einleitungsbeschlusses.

### 8.3.2.3. Einhaltung der einschlägigen Bestimmungen des EU-Rechts

- (377) Wie im Einleitungsbeschluss erläutert, hat der Gerichtshof in der Rechtssache Hinkley Point C <sup>(156)</sup> entschieden, dass „eine staatliche Beihilfe, die gegen Bestimmungen oder die allgemeinen Grundsätze des Unionsrechts verstößt, nicht für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden kann“. Speziell für die Kernenergie hat der Gerichtshof klargestellt, „dass eine staatliche Beihilfe für eine wirtschaftliche Tätigkeit im Kernenergiesektor, deren Prüfung ergibt, dass sie gegen Unionsvorschriften im Bereich der Umwelt verstößt, nicht ... für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden kann, da diese Bestimmung auf staatliche Beihilfen im Kernenergiesektor, für den der Euratom-Vertrag gilt, anwendbar ist“ <sup>(157)</sup>.
- (378) Darüber hinaus betonte der Gerichtshof, dass Sekundärrecht wie die Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten <sup>(158)</sup>, nach der bestimmte Projekte Gegenstand einer Umweltverträglichkeitsprüfung sind, für Kernkraftwerke und andere Kernreaktoren gilt.
- (379) Der Gerichtshof stellte ferner klar, dass Investitionen in die Kernenergie nicht durch Artikel 194 AEUV über die Energiepolitik der Union ausgeschlossen sind <sup>(159)</sup>. Da nach der Rechtsprechung <sup>(160)</sup> die Entscheidung für die Kernenergie nach AEUV Sache der Mitgliedstaaten ist, zeigt sich, dass die Ziele und Grundsätze des Umweltrechts der Union und die Ziele des Euratom-Vertrags nicht im Widerspruch zueinander stehen. Folglich stehen der Grundsatz des Umweltschutzes, das Vorsorgeprinzip, das Verursacherprinzip und der Grundsatz der Nachhaltigkeit nicht unter allen Umständen dem entgegen, dass staatliche Beihilfen für den Bau oder den Betrieb eines Kernkraftwerks gewährt werden
- (380) Daher führt der Umstand, dass das Projekt und die Maßnahmen die Kernenergie betreffen, nicht dazu, dass die Maßnahmen mit dem Binnenmarkt unvereinbar sind. Tschechien hat sich für die Kernenergie entschieden, um die Herausforderung der Dekarbonisierung zu bewältigen, künftige Probleme im Zusammenhang mit der Angemessenheit der Ressourcen zu lösen und Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit auszuräumen (siehe Abschnitt 2.2).
- (381) Der Kommission liegen keine Anhaltspunkte dafür vor, dass das Projekt gegen Bestimmungen des Umweltrechts verstößt. Die tschechischen Behörden gaben an, dass der Projektentwicklung eine umfassende und offene Umweltverträglichkeitsprüfung vorausging (siehe Erwägungsgrund 78), die im Einklang mit den Anforderungen des Sekundärrechts der EU durchgeführt wurde <sup>(161)</sup>.
- (382) Nach der Rechtsprechung gilt, dass die Kommission verpflichtet ist, „bei der Anwendung des Verfahrens auf dem Gebiet der staatlichen Beihilfen entsprechend dem Sinn und Zweck des Vertrags den Zusammenhang zwischen den Regelungen über die staatlichen Beihilfen und besonderen anderen als die staatlichen Beihilfen betreffenden Vorschriften zu beachten, und somit die Vereinbarkeit der fraglichen Beihilfe mit den besonderen Vorschriften zu beurteilen. Eine solche Pflicht trifft die Kommission jedoch ausschließlich dann, wenn es sich um Modalitäten einer Beihilfe handelt, die derart untrennbar mit dem Zweck der Beihilfe verknüpft sind, dass sie nicht für sich allein beurteilt werden können. [...] Kann hingegen die fragliche Modalität vom Gegenstand der Beihilfe losgelöst werden, ist die Kommission nicht verpflichtet, diese im Rahmen des nach Art. 108 AEUV vorgesehenen Verfahrens auf ihre Vereinbarkeit mit anderen als die staatliche Beihilfen betreffenden Vorschriften zu prüfen“. <sup>(162)</sup>

<sup>(156)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 44 und 45.

<sup>(157)</sup> Die Kommission betont, dass diese Maßnahme jetzt und in Zukunft im Einklang mit dem einschlägigen Sekundärrecht, einschließlich der bei Erlass dieses Beschlusses noch nicht verabschiedeten Rechtsvorschriften, umgesetzt werden muss. In diesem Zusammenhang möchte die Kommission auf den Vorschlag für eine Verordnung zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 im Hinblick auf die Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU (COM(2023) 148) und insbesondere auf die Bestimmungen über direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Kernenergie im Einklang mit dem endgültigen Wortlaut der Verordnung verweisen, sobald sie in Kraft tritt.

<sup>(158)</sup> ABl. 2012, L 26, S. 1.

<sup>(159)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 48 und 49.

<sup>(160)</sup> Ebenda, Rn. 49.

<sup>(161)</sup> Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (ABl. L 26 vom 28.1.2012, S. 1). Siehe Erwägungsgrund 168 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(162)</sup> Siehe Urteil des Gerichtshofs vom 3. Dezember 2014, Castelnou Energía, Rechtssache T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, Rn. 181 bis 184 mit weiteren Nachweisen. Siehe auch Urteil vom 30. November 2022, Österreich/Kommission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, Rn. 31.

- (383) Das Gericht hat in seinem Urteil über staatliche Beihilfen für das Kernkraftwerk Paks II bestätigt, dass die Kommission nicht verpflichtet ist, alle Modalitäten der Beihilfe oder alle mit der Beihilfe zusammenhängenden Umstände, auch wenn sie keine untrennbare Verbindung mit der Beihilfe aufweisen, dahin gehend zu prüfen, ob sie im Einklang mit dem Unionsrecht stehen<sup>(163)</sup>. In der entsprechenden Rechtssache stellte das Gericht ferner fest, dass „[d]ie Durchführung eines Vergabeverfahrens und die eventuelle Beauftragung eines anderen Unternehmens mit dem Bau der Reaktoren ... weder am Zweck der Beihilfe, ... noch am Empfänger der Beihilfe ... etwas ändern“<sup>(164)</sup>.
- (384) Im vorliegenden Fall ist die Kommission der Auffassung, dass zwischen den Aspekten der staatlichen Beihilfe und der Vergabe öffentlicher Aufträge keine „untrennbare Verbindung“ besteht, da sie getrennt bewertet werden können. Mit den staatlichen Beihilfemaßnahmen (Bezugsvertrag, RFH, Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben) werden die Tätigkeit (Errichtung und Betrieb eines Kernkraftwerks) unterstützt, unabhängig davon, wie der EPC-Auftragnehmer ausgewählt wird. Die Durchführung der Beihilfemaßnahmen hängt auch nicht von der genauen Anwendung der Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge ab. Bei den zu prüfenden Maßnahmen wird das Ergebnis des Vergabeverfahrens (d. h. die Investitionskosten) als Einflussgröße für das Finanzmodell betrachtet, mit dem der Ausübungspreis des Bezugsvertrags festgelegt wird<sup>(165)</sup>. Selbst in dem hypothetischen Szenario, in dem diese Einflussgrößen nach einer fehlerhaften Anwendung der Anforderungen an die Vergabe öffentlicher Aufträge zu hoch angesetzt würden, würde dies nicht zu zusätzlichen Verzerrungen führen, die durch die zu bewertenden Beihilfemaßnahmen verursacht werden. Eine mögliche Nichteinhaltung der Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge könnte nämlich nur zu wettbewerbsverzerrenden Auswirkungen auf den Markt für kerntechnische Bauwerke und nicht auf dem Strommarkt führen. Der Betrieb des Kraftwerks und die Bedingungen für die Vermarktung des Stroms sind daher von den Aspekten der Vergabe öffentlicher Aufträge im Zusammenhang mit dem Bau des Kraftwerks zu trennen. Die Kommission kann die Maßnahme daher prüfen, ohne die Aspekte der Vergabe öffentlicher Aufträge im Rahmen des EPC-Vertrags zu bewerten, da diese Aspekte weder mit der durch die Beihilfe geförderten Wirtschaftstätigkeit noch mit ihren Modalitäten untrennbar verbunden sind.
- (385) Im Energiebereich muss jede Abgabe, die der Finanzierung einer staatlichen Beihilfemaßnahme dient und Bestandteil dieser Maßnahme ist, insbesondere mit den Artikeln 30 und 110 AEUV im Einklang stehen<sup>(166)</sup>.
- (386) Nach ständiger Rechtsprechung gilt: Damit eine Abgabe als Bestandteil einer Beihilfemaßnahme angesehen werden kann, muss die einschlägige nationale Regelung einen zwingenden Verwendungszusammenhang zwischen der Abgabe und der Beihilfe in dem Sinne herstellen, dass das Aufkommen aus der Abgabe notwendig für die Finanzierung der Beihilfe verwendet wird und deren Umfang und folglich die Beurteilung ihrer Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt unmittelbar beeinflusst<sup>(167)</sup>. Insbesondere muss die betreffende Abgabe speziell und ausschließlich zur Finanzierung der in Rede stehenden Beihilfe erhoben werden<sup>(168)</sup>.
- (387) Aus der Rechtsprechung des Gerichtshofs ergibt sich außerdem, dass es an diesem zwingenden Verwendungszusammenhang fehlen kann, wenn sich der Betrag der gewährten Beihilfen allein nach in keinem Zusammenhang mit den zugewiesenen Steuereinnahmen stehenden objektiven Kriterien bestimmt und für ihn eine absolute gesetzliche Obergrenze gilt<sup>(169)</sup>. Insbesondere hat der Gerichtshof entschieden, dass kein zwingender Verwendungszusammenhang vorliegt, wenn der Beihilfebetrags gemäß der nationalen Regelung unabhängig vom Aufkommen aus der Abgabe zwischen einem Mindestwert und einem Höchstwert festgelegt wird<sup>(170)</sup>. Darüber hinaus hat der Gerichtshof entschieden, dass es an einem zwingenden Verwendungszusammenhang zwischen der Abgabe und der

<sup>(163)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 30. November 2022, Österreich/Kommission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, Rn. 32.

<sup>(164)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 30. November 2022, Österreich/Kommission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, Rn. 37. Die Argumentation bezüglich der Notwendigkeit einer untrennbaren Verbindung, damit die Kommission die Vereinbarkeit bestimmter Beihilfemaßnahmen mit dem EU-Recht beurteilen kann, wurde vom Gerichtshof in der Rechtssache Braesch bestätigt. Siehe Urteil des Gerichtshofs vom 31. Januar 2023 in der Rechtssache C-284/21 P, Kommission/Braesch u. a., Rn. 96 bis 99.

<sup>(165)</sup> Konkret wird bei den Projektmaßnahmen das Ergebnis des Verfahrens zur Vergabe des EPC-Vertrags nur insoweit berücksichtigt, als es sich auf die Berechnung der Investitionsausgaben des Projekts auswirkt, was Eingang in die Berechnung der Beihilfebeträge finden würde (z. B. bei der Berechnung der genauen Höhe der RFH oder bei der Berechnung des im Bezugsvertrag festgelegten Ausübungspreises), sowie in Bezug auf die technischen Fähigkeiten des Kraftwerks, die sich aus der im EPC-Vertrag gewählten Technologie ergeben.

<sup>(166)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 17. Juli 2008, Essent Netwerk Noord u. a., C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, Rn. 40 bis 59.

<sup>(167)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 22. Dezember 2008, Régie Networks/Rhone Alpes Bourgogne, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, Rn. 99 und die dort angeführte Rechtsprechung.

<sup>(168)</sup> Urteil vom 22. Dezember 2008, Régie Networks/Rhone Alpes Bourgogne, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, Rn. 100 und 104.

<sup>(169)</sup> Urteil vom 20. September 2018, Carrefour Hypermarchés u. a. C-510/16, ECLI:EU:C:2018:751, Rn. 21.

<sup>(170)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 27. Oktober 2005, Distribution Casino France u. a., C-266/04 bis C-270/04, C-276/04 und C-321/04 bis C-325/04, ECLI:EU:C:2005:657, Rn. 52.

Beihilfe in einem Fall fehlt, in dem sich der Betrag der gewährten Beihilfen anhand von Kriterien bestimmt, die keinen Zusammenhang mit den zugewiesenen Steuereinnahmen aufweisen, und nach den nationalen Rechtsvorschriften ein etwaiger Überschuss der Einnahmen im Verhältnis zu den Beihilfen einem Rücklagenfonds zuzuweisen sind bzw. in die Staatskasse fließen, wobei für diese Einnahmen zudem eine absolute Obergrenze gilt und Überschüsse ebenfalls dem allgemeinen Staatshaushalt zugewiesen werden<sup>(171)</sup>. Um das Bestehen eines zwingenden Verwendungszusammenhangs auszuschließen, hat der Gerichtshof auch berücksichtigt, dass der betreffende Mitgliedstaat für den Fall, dass die Einnahmen aus der Abgabe nicht ausreichen, um die Gesamthöhe der Beihilfe zu decken, verpflichtet ist, die Differenz durch Beiträge aus seinem allgemeinen Haushalt zu decken.

- (388) Im vorliegenden Fall wird die Finanzierung von Maßnahme 1, wie oben dargelegt (Erwägungsgrund 107) vom Ministerium aus Mitteln gedeckt, die aus folgenden Quellen stammen: i) den Einnahmen aus dem Verkauf von Strom durch die Zweckgesellschaft; ii) einer von den Netzbetreibern von den Stromendverbrauchern erhobenen Abgabe, ähnlich der bestehenden Finanzierung von erneuerbaren Energiequellen und iii) Beiträgen aus dem Staatshaushalt. Liegt der Ausübungspreis des Kaufvertrags jedoch über den Marktpreisen für Strom, muss der Staat wie oben erläutert (Erwägungsgrund 41) die Preisdifferenz aus staatlichen Mitteln finanzieren, d. h. aus dem Staatshaushalt und durch Verbrauchsabgaben.
- (389) Tschechien bestätigte ferner, dass eine Abgabe zwar zur Finanzierung der Maßnahmen beitragen könne, die Finanzierung jedoch nicht von einer solchen Abgabe abhängt und die Kosten erforderlichenfalls aus dem Staatshaushalt gedeckt würden. Insbesondere würden etwaige Überschüsse der Abgabe dem allgemeinen Staatshaushalt zugeführt und etwaige Defizite letztlich aus dem allgemeinen Staatshaushalt gedeckt (siehe Erwägungsgrund 42).
- (390) Daher wirkt sich die mögliche Einführung einer Abgabe im Rahmen des Projekts in Verbindung mit der Finanzierung des Bezugsvertrags nicht unmittelbar auf die Höhe der Beihilfe aus und ist somit nicht Bestandteil der Maßnahme, da nach den einschlägigen nationalen Vorschriften kein zwingender Verwendungszusammenhang mit der Beihilfe besteht. Folglich wird die Vereinbarkeit der Abgabe mit den Artikeln 30 und 110 AEUV im vorliegenden Beschluss nicht bewertet.
- (391) Schließlich stellt die Kommission fest, dass sich die tschechischen Behörden verpflichtet haben, der Kommission das Projekt gemäß Artikel 41 Euratom-Vertrag zu melden.
- (392) Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen oder die geförderte Tätigkeit als solche nicht gegen einschlägige Bestimmungen des EU-Rechts verstoßen.

#### 8.3.2.4. Schlussfolgerung

- (393) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das Projekt die erste (positive) Voraussetzung der Vereinbarkeitsprüfung erfüllt (d. h., dass die Beihilfe die Entwicklung eines Wirtschaftszweigs fördert).

#### 8.3.3. *Negative Voraussetzung: Die Beihilfe darf die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft*

##### 8.3.3.1. Ermittlung des von der Beihilfe betroffenen Marktes

- (394) Wie im Einleitungsbeschluss dargelegt, sollte das Projekt dazu beitragen, das Energiesystem Tschechiens zu dekarbonisieren und Bedenken hinsichtlich der Stromversorgungssicherheit auf dem tschechischen Markt auszuräumen (siehe Erwägungsgründe 8 ff.). Gleichzeitig wurde festgestellt, dass der tschechische Markt in der Core-Region<sup>(172)</sup> gut vernetzt ist (siehe Erwägungsgrund 16).
- (395) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen sind die relevanten Märkte für die Bewertung der in Rede stehenden Maßnahmen die Strommärkte in Tschechien und der Strommarkt in der Core-Region.

<sup>(171)</sup> Urteile vom 20. September 2018, Carrefour Hypermarchés u. a., C-510/16, ECLI:EU:C:2018:751, Rn. 22, und vom 10. November 2016, DTS Distribuidora de Televisión Digital/Kommission, C-449/14 P, ECLI:EU:C:2016:848, Rn. 70 bis 72.

<sup>(172)</sup> Die Core-Region besteht aus den Gebotszonengrenzen zwischen Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich, Polen, Rumänien, der Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn. Weitere Einzelheiten sind Fußnote 8 zu entnehmen.

### 8.3.3.2. Ermittlung der positiven Auswirkungen der Beihilfemaßnahme

- (396) Wie in Abschnitt 4.4.2.2 des Einleitungsbeschlusses erläutert, beinhaltet der Übergang zur Klimaneutralität den schrittweisen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Brennstoffe, wobei mit den umweltschädlichsten Brennstoffen begonnen wird. Die meisten Mitgliedstaaten haben bereits ihre Pläne für den Kohleausstieg in den kommenden Jahren angekündigt <sup>(173)</sup>. Im jüngsten NEKP Tschechiens ist das strategische Ziel festgelegt, die Nutzung von Kohle für die Stromerzeugung bis 2033 vollständig einzustellen. Diese Entwicklungen führen laut den ČEPS-Studien (siehe Erwägungsgrund 12) mittel- bis langfristig zu Angemessenheitsproblemen. Dies dürfte sich auch in anderen Mitgliedstaaten, die den Kohleausstieg planen, abzeichnen.
- (397) Zusätzliche Investitionen in die Kernenergie ermöglichen zuverlässige, CO<sub>2</sub>-arme Erzeugungsanlagen, die über ein gewisses Maß an Flexibilität verfügen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie, die mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro MWh erzeugter Elektrizität einhergeht, trägt (gemeinsam mit der Entwicklung erneuerbarer Energien) zur Verwirklichung der nationalen und europäischen Dekarbonisierungsziele bei, indem sie die Versorgungssicherheit beim Ausstieg aus den umweltschädlichsten Brennstoffen gewährleistet und die Abhängigkeit von Erdgas verringert.
- (398) Wie von Tschechien dargelegt, wird das Projekt auch unmittelbar zu den Zielen von REPowerEU beitragen, da es die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen, die Preisschwankungen und geopolitischen Risiken unterliegen, verringern und somit die Energieversorgungssicherheit stärken wird.
- (399) Darüber hinaus trägt die Errichtung neuer Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Kernenergie dazu bei, die notwendige Erzeugung auf der Angebotsseite aufrechtzuerhalten. Nur so kann der erwartete Anstieg der Stromnachfrage in Tschechien in Verbindung mit den Maßnahmen zur Verringerung der Nachfrage, die gemäß der Energieeffizienzrichtlinie (siehe Erwägungsgrund 15) angenommen wurden, bewältigt werden.
- (400) Wie die Kommission feststellt, werden die tschechischen Behörden sicherstellen, dass das Projekt die technischen Bewertungskriterien für Wirtschaftstätigkeiten im Kernenergiesektor gemäß der EU-Taxonomie-Verordnung erfüllt <sup>(174)</sup>. Diese Verordnung schafft zwar keine rechtsverbindlichen Verpflichtungen für den Bau oder den Betrieb von Kernkraftwerken oder zusätzliche Anforderungen für die Gewährung staatlicher Beihilfen, legt jedoch die Kriterien fest, anhand derer bestimmt wird, ob eine Wirtschaftstätigkeit als ökologisch nachhaltig eingestuft werden kann. Da sich Tschechien verpflichtet hat, diese Anforderungen zu erfüllen, kann davon ausgegangen werden, dass das Projekt nachhaltig ist, keines der anderen Umweltziele erheblich beeinträchtigt und mit dem Ziel, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen, in Einklang steht.
- (401) Anhang I Abschnitt 4.27 der Delegierten Verordnung der Kommission <sup>(175)</sup> enthält insbesondere für den Bau und den sicheren Betrieb neuer Kernkraftwerke, für die Erzeugung von Strom oder Wärme, auch für die Wasserstoff-erzeugung, unter Verwendung der besten verfügbaren Technologien eine Reihe von Bewertungskriterien für Investitionen in neue kerntechnische Erzeugungsanlagen. Zu diesen Kriterien gehören: Der Mitgliedstaat weist nach, dass er am Ende der geschätzten Nutzungsdauer des Kernkraftwerks über Ressourcen verfügt, die den geschätzten Kosten für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und für die Stilllegung entsprechen, der Mitgliedstaat verfügt über betriebsbereite Endlager für alle sehr schwach-, schwach- und mittelradioaktiven Abfälle, der Mitgliedstaat verfügt über einen dokumentierten Plan mit detaillierten Schritten für die Inbetriebnahme eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle bis 2050 und bei dem Projekt wird die beste verfügbare Technologie angewendet, einschließlich der Verwendung von unfalltolerantem Brennstoff ab 2025. Die tschechischen Behörden haben sich verpflichtet, sämtliche Anforderungen zu erfüllen (siehe Erwägungsgründe 81 und 82).

<sup>(173)</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition_en).

<sup>(174)</sup> Siehe Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 der Kommission vom 9. März 2022 zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 in Bezug auf Wirtschaftstätigkeiten in bestimmten Energiesektoren und der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2178 in Bezug auf besondere Offenlegungspflichten für diese Wirtschaftstätigkeiten (ABl. L 188 vom 15.7.2022, S. 1).

<sup>(175)</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2021/2139 der Kommission vom 4. Juni 2021 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand derer bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand derer bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeidet.

- (402) Dritte hatten zwar geltend gemacht, aus öffentlichen Erklärungen tschechischer staatlicher Stellen gehe hervor, dass diese versuchen würden, den Gesetzgebungsprozess zu beeinflussen, um die Taxonomiebedingungen für die Inbetriebnahme eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle in großer Tiefe bis 2050 zu ändern oder zu verschieben, doch liegen der Kommission keine Informationen vor, die die Zusage der tschechischen Behörden infrage stellen würden. Am 11. Januar 2023 nahm Tschechien den Regierungsbeschluss Nr. 24 über die Anforderung an, die technischen Bewertungskriterien für die Entsorgung radioaktiver Abfälle zu erfüllen. Gemäß diesem Beschluss wird Tschechien sein Möglichstes tun, um die in den einschlägigen EU-Rechtsvorschriften festgelegten technischen Kriterien zu erfüllen, einschließlich der Inbetriebnahme des Endlagers für radioaktive Abfälle in großer Tiefe bis 2050 (siehe Erwägungsgründe 81 und 82).
- (403) Vor dem Hintergrund der vorstehenden Erwägungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das Projekt positive Auswirkungen auf den Markt hat, da es auf ökologisch nachhaltige Weise zur Dekarbonisierung des Energiemixes beitragen und die Versorgungssicherheit erhöhen wird. Da die Core-Region gut vernetzt ist, würden diese positiven Auswirkungen wahrscheinlich den benachbarten Mitgliedstaaten, die Strom aus Tschechien einführen, zugutekommen.

### 8.3.3.3. Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen

- (404) Um festzustellen, ob eine Beihilfemaßnahme erforderlich ist, muss die Kommission prüfen, ob die Maßnahme auf eine Situation ausgerichtet ist, in der die Maßnahme eine wesentliche Verbesserung bewirken könnte, die der Markt allein nicht herbeiführen kann. Beihilfen, die die finanzielle Lage des begünstigten Unternehmens verbessern, aber zum Erreichen des angestrebten Ziels nicht erforderlich sind, können nicht als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden.
- (405) Im vorliegenden Fall fördert Tschechien Investitionen im Bereich der Kernenergie, wie sie im Euratom-Vertrag verankert sind, um die Herausforderung der Dekarbonisierung zu bewältigen und eine Lücke in der gesamten installierten nationalen Kapazität zu schließen, die aufgrund der geplanten Stilllegung bestehender fossiler und nuklearer Erzeugungsanlagen bald entstehen wird (siehe Erwägungsgründe 8 und 19). Die Kommission muss prüfen, ob die staatliche Beihilfe zum Erreichen des Ziels der Förderung neuer Investitionen im Bereich der Kernenergie erforderlich ist.
- (406) Im Einleitungsbeschluss erläuterte die Kommission, dass das Vorliegen von Marktversagen ein relevanter Faktor für die Beurteilung der Erforderlichkeit der Beihilfe ist, und räumte ein, dass ein bestimmtes Marktversagen vorliegt, das eine staatliche Maßnahme zur Entwicklung der Kernenergie erfordert<sup>(176)</sup>. Konkret ist das Marktversagen bei neuen Investitionen in die Kernenergie hauptsächlich auf drei Aspekte zurückzuführen: i) Umfang der Kapitalanforderung, ii) langfristige Beeinflussung durch Marktpreissignale, die ihrerseits durch Maßnahmen verzerrt werden, und iii) langfristige Beeinflussung durch politische Entscheidungen.
- (407) Erstens ist der Umfang der Kapitalanforderungen für Investitionen im Bereich der Kernenergie besonders hoch. Die Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus Kernenergie sind zwar nicht unbedingt höher als bei anderen Technologien<sup>(177)</sup>, aber die lange Betriebsdauer und die große Produktionskapazität von Kernkraftwerken sind nur mit den größten Wasserkraftprojekten vergleichbar. Dieser Kapitalbedarf, der sich auf mehrere Milliarden Euro beläuft, wird durch häufige und erhebliche Steigerungen der Investitionskosten für neu gebaute kerntechnische Anlagen weiter verschärft. In den OECD-Ländern haben sich insbesondere Bauverzögerungen und Kostensteigerungen auf die Investitionen in die neuartigen Kernkraftwerke der Generation III ausgewirkt.<sup>(178)</sup>
- (408) Zweitens ist es aufgrund der geplanten Betriebsdauer von 60 Jahren schwierig, die typischen Laufzeiten privater Investitionen oder kommerzieller Darlehen an die Betriebsdauer des Projekts anzupassen. Dies gilt umso mehr für die derzeitigen Strommärkte, die durch die Energiewende und den raschen Ausbau erneuerbarer Energien sowie durch die mit diesem Übergang einhergehenden rechtlichen Reformen erheblichen Veränderungen unterworfen sind. Folglich fällt es selbst den erfahrensten Marktteilnehmern schwer, zuverlässige Vorhersagen für die Strompreise in ferner Zukunft zu treffen, und die meisten Stromhandelsgeschäfte beziehen sich auf einen Zeitraum von höchstens fünf Jahren in der Zukunft.

<sup>(176)</sup> Beschluss (EU) 2015/658 der Kommission vom 8. Oktober 2014 über die vom Vereinigten Königreich geplante staatliche Beihilfe SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (Erwägungsgründe 382 bis 385).

<sup>(177)</sup> Siehe IEA Projected Costs of Generating Electricity 2020, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, S. 46.

<sup>(178)</sup> IEA Projected Costs of Generating Electricity 2020, S. 145.

- (409) Schließlich ist die Kernenergie nach wie vor Gegenstand gesellschaftlicher und politischer Kontroversen, und Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Kernenergie müssen dem Risiko eines politischen Wandels Rechnung tragen.
- (410) Die Kommission räumte ferner ein, dass die Kombination dieser Elemente nur für die Kerntechnik gilt <sup>(179)</sup> und ein allgemeines Merkmal aller EU-Märkte darstellt, einschließlich des tschechischen Strommarktes.
- (411) Die Stellungnahmen der Beteiligten bestätigten die vorläufige Bewertung der Kommission im Einleitungsbeschluss. Die Kommission stellt fest, dass Tschechien in seinen Stellungnahmen zum Einleitungsbeschluss auf die ungünstigeren Marktbedingungen in jüngerer Zeit hingewiesen hat, die das Risiko für neue Projektträger im Bereich der Kernenergie erheblich erhöhen. Zu diesen Bedingungen gehören das makroökonomische Umfeld und der Inflationsdruck, steigende Zinssätze sowie einmalige Ereignisse wie der Einmarsch Russlands in die Ukraine, der zu erheblichen Störungen des Marktes und der Lieferkette geführt hat. Die tschechischen Behörden sind daher der Auffassung, dass ohne staatliche Beihilfen wahrscheinlich keine Kernkraftwerke gebaut würden.
- (412) Die tschechischen Behörden wiesen auch auf die zunehmende Volatilität auf den Energiemärkten hin, die zum Teil auf den steigenden Anteil von Ressourcen ohne Grenzkosten wie Wind- und Solarenergie zurückzuführen sei, aber auch auf Schwankungen der Gaspreise, die zu unvorhersehbaren Renditen für die Marktteilnehmer führten und daher die Anreize für die Entwicklung von großen Projekten im Bereich der Kernenergie einschränkten, es sei denn, die Investoren seien in der Lage, sich gegen das Risiko von Marktpreisen abzusichern. Für eine Absicherung durch langfristige Verträge benötige man jedoch Vertragspartner, die bereit seien, Preise zu akzeptieren, die hoch genug sind, um den Investoren über einen sehr langen Zeitraum eine angemessene Rendite zu sichern. Ähnliche Meinungen wurden in den Stellungnahmen mehrerer Dritter geäußert, die zu dem Schluss kamen, dass es auf dem derzeitigen europäischen Strommarkt nicht möglich sei, neue Projekte im Bereich der Kernenergie ohne staatliche Unterstützung durchzuführen.
- (413) In einem gemeinsamen Bericht der Internationalen Energie-Agentur (IEA) und der Kernenergie-Agentur (NEA) <sup>(180)</sup> wird dargelegt, dass die jüngsten Trends beim Neubau von Kernkraftwerken auf westlichen Märkten deutliche Kostensteigerungen und Bauverzögerungen erkennen lassen. Zum Teil lässt sich dies dadurch erklären, dass neue Vorhaben nach einer langen Unterbrechung beim Bau von Kernkraftwerken auf den Weg gebracht wurden, wodurch die Lieferkette für Kernenergie und die Fähigkeiten der Branche erheblich geschwächt wurden, und zum Teil durch einen Mangel an ausgereiften Entwürfen und Ausführungsplänen zum Zeitpunkt des Baubeginns sowie durch ein zunehmend unsicheres politisches Umfeld. In dem Bericht wird festgestellt, dass das Vertrauen der Interessenträger in die Fähigkeit der Atomindustrie, neue Bauvorhaben umzusetzen, dadurch geschwächt wurde und das wahrgenommene Investitionsrisiko gestiegen ist, sodass Investoren abgeschreckt werden und die Chancen, Finanzmittel für zukünftige Projekte zu erhalten, weiter sinken.
- (414) Aus dem Bericht geht jedoch hervor, dass in anderen Ländern wie China und Korea neue Investitionen in die Kernenergie frist- und budgetgerecht getätigt werden. Daraus wird der Schluss gezogen, dass sich die Kluft zu den westlichen Ländern nicht allein durch standortspezifische Bedingungen erklären lässt. Die Herausforderungen in den westlichen Ländern sind daher nicht in der Technologie selbst zu suchen, sondern hängen von den Bedingungen ab, unter denen Vorhaben entwickelt und durchgeführt werden, sowie von den Beziehungen zwischen den verschiedenen Interessenträgern.
- (415) Die Kommission erinnert an die Stellungnahmen Dritter, die vorbrachten, dass die Energieversorgung auch durch kostengünstigere Technologien gewährleistet werden könne, und die Auffassung vertraten, dass Subventionen im Kernenergiesektor den Fortschritt bei anderen kostengünstigeren und klimafreundlicheren Technologien verlangsamen würden. Die tschechischen Behörden brachten vor, dass das Potenzial für erneuerbare Energien in Tschechien begrenzt sei, dass jedoch eine Steigerung der Stromerzeugung aus Kernenergie und erneuerbaren Energien wichtige Bestandteile der nationalen Energie- und Klimastrategie seien (siehe Erwägungsgrund 21). Sie machen außerdem geltend, dass Investitionen in Windkraftanlagen mit dem Projekt zwar später getätigt würden als ohne das Projekt, der Gesamtausbau der Windenergie jedoch in beiden Szenarien gleich wäre (siehe Erwägungsgrund 270). Diese Erklärung ist plausibel. Tatsächlich können Investitionen in Erzeugungskapazitäten aus Wind- und Sonnenenergie viel schneller und zu geringeren Kapitalkosten als bei dem Projekt getätigt werden.

<sup>(179)</sup> Beschluss (EU) 2015/658 der Kommission vom 8. Oktober 2014 über die vom Vereinigten Königreich geplante staatliche Beihilfe SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (Erwägungsgrund 385).

<sup>(180)</sup> Projected Costs of Generating Electricity — 2020 Edition, abrufbar unter: [https://www.oecd-neo.org/jcms/pl\\_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition](https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition).

Sie werden jedoch durch andere Faktoren wie verfügbare Standorte und Netzanschlusskapazitäten eingeschränkt. Darüber hinaus lässt die begrenzte Auswirkung, die das Projekt auf die Marktpreise auf dem Großhandelsmarkt (2 EUR/MWh) haben dürfte, darauf schließen, dass es nur minimale Auswirkungen auf Investitionen in erneuerbare Energien haben würde. Durch die Anreize, die die im Bezugsvertrag festgelegte Formel zur Maximierung der Produktion in Zeiten hoher Preise und zur Reduzierung der Produktion in Zeiten niedriger Preise bietet, werden jedoch auch die wettbewerbsbezogenen Auswirkungen der Maßnahme auf marktbasierende Investitionen in erneuerbare Energien verringert, da davon auszugehen ist, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besonders häufig in den Zeiträumen mit niedrigeren Preisen betrieben werden (da in diesen Zeiträumen viele erneuerbaren Ressourcen verfügbar sind, sodass die Marktpreise sinken).

- (416) Ein anderer Konsultationsteilnehmer führte an, dass in den nächsten Jahrzehnten mit hohen Strompreisen zu rechnen sei. Die Prognose der Strompreise über lange Zeiträume hinweg ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Sollten die Strompreise deutlich höher als erwartet steigen, werden dem tschechischen Staat durch den Bezugsvertrag und den Gewinnbeteiligungsmechanismus Einnahmen entstehen, sodass eine Überkompensation zugunsten von ČEZ in Grenzen gehalten wird. Sollten die Marktpreise hingegen niedriger als erwartet ausfallen, insbesondere aufgrund einer unerwartet niedrigen Nachfrage oder einer raschen Einführung erneuerbarer Energien, könnten die Kapitalkosten des Projekts ohne die Maßnahme nicht gedeckt werden.
- (417) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass in Tschechien eindeutig ein Marktversagen bei Investitionen in neue Kernenergiequellen vorliegt. Aufgrund des sehr langen Investitionszeitraums ist nicht mit hinreichender Sicherheit davon auszugehen, dass die derzeit hohen Energiepreise lange genug hoch bleiben, um sich auf diese Bewertung auszuwirken. Da in Tschechien keine ausreichende Stromerzeugungskapazität vorhanden ist, das genannte Marktversagen vorliegt und das strategische Ziel der tschechischen Energiepolitik darin besteht, bei der Stromerzeugung eine relative Selbstversorgung zu erreichen und gleichzeitig die Stromerzeugung langfristig zu dekarbonisieren, erscheint eine staatliche Unterstützung für den Bau des Projekts in Tschechien notwendig.
- (418) Es ist nach wie vor unwahrscheinlich, dass die Marktkräfte allein in der Lage wären, rechtzeitig dieselbe Kernenergiekapazität wie das Projekt bereitzustellen, die notwendig ist, um die Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie in Tschechien zu fördern.
- (419) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die staatliche Beihilfe erforderlich ist, um die Entwicklung neuer Kernenergiekapazitäten in Tschechien sicherzustellen. Darüber hinaus kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahmen einen Anreizeffekt für den Begünstigten haben und somit sicherstellen, dass das Projekt erfolgreich durchgeführt wird.

#### 8.3.3.4. Geeignetheit

- (420) Die Kommission muss bei ihrer Bewertung feststellen, ob die vorgeschlagene Maßnahme ein geeignetes politisches Instrument ist, um ihr Ziel zu erreichen, in diesem Fall die Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie zu fördern, um eine künftige Versorgungslücke zu schließen.
- (421) Im Einleitungsbeschluss stellte die Kommission fest, dass Tschechien mehrere alternative Unterstützungsmechanismen in Betracht gezogen hatte, um Anreize für Investitionen in die Stromerzeugung durch Kernenergie zu schaffen, wie Steuergutschriften, Kapazitätsmechanismen, Direktinvestitionsbeihilfen, die Festlegung eines regulierten Investitionspreismodells (RAB) usw., die alle als weniger geeignet angesehen wurden als die Maßnahmen, die letztlich für die Gewährung von Beihilfen ausgewählt wurden.
- (422) Die Kommission teilt die Auffassung, dass solche anderen politischen Instrumente allein wahrscheinlich nicht ausreichen würden, um angesichts der Besonderheiten des Projekts und der Höhe der erforderlichen Finanzmittel die gleichen Ergebnisse zu erzielen. Allein durch die Streichung einer der drei Maßnahmen ohne weitere Anpassungen würden vor allem für den Investor große Risiken bestehen bleiben, die jeweils ein anderes Marktversagen betreffen<sup>(181)</sup>. Wenn sich alternative Unterstützungsmechanismen in erster Linie auf andere Finanzierungsquellen (Steuergutschriften) beziehen, werden dadurch nicht unbedingt die Auswirkungen auf den Wettbewerb verringert. Kapazitätsmechanismen und RAB-Modelle sind allgemeine Konzepte, die auf unterschiedlichste Weise umgesetzt werden können. Im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens konnte nicht festgestellt werden, dass solche Konzepte im Fall der konkreten Maßnahme geeignetere Lösungen für das festgestellte Marktversagen gebracht hätten.

<sup>(181)</sup> Erwägungsgrund 187 des Einleitungsbeschlusses.

- (423) Die Kommission stellte in ihrem Einleitungsbeschluss jedoch infrage, ob die Kombination der drei Maßnahmen (d. h. RFH, Abnahmevertrag und Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften) als geeignet für die Gewährung staatlicher Beihilfen angesehen werden kann, und fragte, ob ein höheres Maß an Exposition gegenüber Marktrisiken geeigneter gewesen wäre. Die Kommission vertrat insbesondere die Auffassung, dass durch die Kombination der drei Maßnahmen und die anfängliche Konzeption des Projekts wichtige Marktrisiken beseitigt und dadurch bestimmte Anreize für ein wettbewerbsorientiertes Verhalten unterbunden werden könnten.
- (424) Die Kommission äußerte auch Zweifel daran, ob die Kombination dieser drei Maßnahmen geeignet ist, die Entwicklung des Projekts zu gewährleisten, wo doch in der Vergangenheit eine geringere Anzahl von Maßnahmen, die möglicherweise weniger interventionistisch waren, ausreichten, um die Investition zu ermöglichen.
- (425) Darüber hinaus stellte die Kommission infrage, ob die von Tschechien vorgeschlagene Kombination mehrerer Instrumente ausgewogen ist und ob nicht mit alternativen Instrumenten oder der Berücksichtigung nur einiger dieser Instrumente dieselben Ziele mit weniger Beihilfen oder weniger Wettbewerbsverfälschungen erreicht werden könnten.
- (426) Die Argumente der tschechischen Behörden für die Kombination der vorgeschlagenen Maßnahmen stehen im Zusammenhang mit dem größten Marktversagen, das mit den Maßnahmen wie in Abschnitt 4.1 beschrieben behoben werden soll, insbesondere der Umfang der Kapitalanforderung, die langfristige Beeinflussung durch Marktpreissignale und die langfristige Beeinflussung durch politische Entscheidungen. Die Kommission räumte bereits ein, dass das Projekt aufgrund dieser Risiken nicht von einem privaten Investor unter normalen Marktbedingungen durchgeführt werden würde <sup>(182)</sup>.
- (427) Um die Zweifel der Kommission hinsichtlich des Umfangs der Marktrisiken des Projekts auszuräumen, hat Tschechien wie vorstehend erläutert im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens ein Marktpreisrisiko in die Formel für die Berechnung der Ex-post-Verrechnung von EDU II aufgenommen und die Laufzeit des Abnahmevertrags auf 40 Jahre verkürzt, wodurch das Projekt einem höheren Marktrisiko ausgesetzt wird (siehe Erwägungsgründe 83 bis 106). Somit hat EDU II auch wirtschaftliche Anreize, die Erzeugungsleistung so zu optimieren, dass der Dispatch in Zeiten hoher Preise maximiert wird, während der Dispatch (und z. B. die Planung von Instandhaltungsarbeiten) in Zeiten niedriger Preise reduziert wird. Dadurch ist die Maßnahme weniger wettbewerbsverfälschend.
- (428) Darüber hinaus erinnert die Kommission daran, dass sie im Fall Hinkley Point C eine ähnliche Kombination von Maßnahmen für geeignet hielt <sup>(183)</sup>.
- (429) Die Kommission ist der Auffassung, dass die Kombination der drei von Tschechien im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens angemeldeten Maßnahmen und die entsprechende Ausgestaltung des Projekts ein geeignetes Instrument darstellen, um Investitionen in das KKW zu ermöglichen. Die Kommission ist der Auffassung, dass die drei Maßnahmen gleichzeitig erforderlich sind, um das Marktversagen zu beheben, das bei der Entwicklung neuer Kernkraftwerke besteht.
- (430) Erstens: In dem Maße, wie derartige langfristige Formen von Kapitalmarktversagen vorliegen, wäre die Gewährung der RFH allein nicht ausreichend, um Investitionen in neue Kernkraftwerke zu ermöglichen, da damit nur der Bedarf an Kapital für den Bau des neuen Kernkraftwerks gedeckt wird, nicht jedoch die mit der Kernenergie verbundenen speziellen Risiken, die sich aus dem Bau und dem langen und komplexen Lebenszyklus ergeben, beseitigt werden. Fast das gesamte für den Bau des neuen Kernkraftwerks benötigte Kapital wird durch die RFH bereitgestellt, während der Abnahmevertrag es dem Investor ermöglicht, Eigenkapital für das Projekt zu binden. Die RFH allein

<sup>(182)</sup> Erwägungsgrund 152 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(183)</sup> Siehe Beschluss der Kommission vom 8. Oktober 2014 über die Beihilfemaßnahme SA.34947 zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C, Erwägungsgründe 392 bis 405. Im Fall von Hinkley Point C wurde insbesondere die Kombination aus dem Differenzvertrag, der Kreditgarantie und der Vereinbarung mit dem Ministerium (über den Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften und/oder sonstiger Vorgaben) als geeignetes Instrument zur Gewährung von Beihilfen angesehen. Für das Projekt wurde statt einer staatlichen Garantie die Inanspruchnahme der RFH bevorzugt, weil i) durch die RFH das Risiko wegfällt, dass die kommerzielle Finanzierung des Projekts nicht ausreicht; ii) die RFH eine zeitnähere Lösung zur Bereitstellung des Gesamtfinanzierungspakets im Vergleich zu einer kommerziellen Darlehensfazilität ermöglicht und iii) die RFH geringere Fremdkapitalkosten im Hinblick auf die direkte Darlehensvergabe durch den Staat sowie geringere Gebühren im Zusammenhang mit der Bereitstellung und Bindung von Finanzmitteln über die gesamte Bauzeit mit sich bringt. Weitere Einzelheiten sind Erwägungsgrund 166 zu entnehmen.

würde jedoch nicht sicherstellen, dass das Darlehen zurückgezahlt werden kann, und Niedrigpreisphasen könnten die Wirtschaftlichkeit des Projekts gefährden. Voraussetzung für die Gewährung der RFH ist daher das Bestehen des Abnahmevertrags, und die RFH ist untrennbar mit diesem verbunden, da bei der Bewertung des Projekts das Bestehen des Bezugsvertrags berücksichtigt wird. Nur die garantierten Einnahmen aus dem Bezugsvertrag könnten das langfristige Risikoprofil des Projekts ausgleichen.

- (431) Darüber hinaus ist die Kommission der Auffassung, dass die RFH geeignet ist, die Investition zu ermöglichen und das langfristige Versagen des Kapitalmarktes zu beheben, auch im Vergleich zu einer staatlichen Garantie für eine marktbasierte Darlehensfazilität, da damit das Risiko gemindert wird, dass keine ausreichende Finanzierung von privaten Kreditgebern für das Projekt sichergestellt werden kann, niedrigere Fremdkapitalkosten und niedrigere Gebühren im Zusammenhang mit der Bereitstellung und Bindung von Finanzmitteln über die gesamte Bauzeit gewährleistet werden und für die Bereitstellung des Finanzierungspakets auch im Falle von Kostensteigerungen weniger Zeit benötigt wird. Da sich jede Erhöhung der Kapitalkosten unmittelbar auf die Berechnung des Ausübungspreises auswirken würde, ermöglicht die RFH einen niedrigeren Ausübungspreis im Bezugsvertrag (siehe Erwägungsgrund 171), wodurch die Gesamtkosten der Maßnahme verringert werden.
- (432) Zweitens gewährleistet der Bezugsvertrag mit einer Laufzeit von 40 Jahren stabile und vorhersehbare Preise sowie eine angemessene Eigenkapitalrendite, die für Investitionen dieser Größenordnung und Dauer besonders wichtig und daher für die Ermöglichung der Investition von entscheidender Bedeutung sind. In diesem Sinne wird das vorstehend festgestellte Marktversagen in Bezug auf die langfristige Beeinflussung durch Marktpreissignale im Bezugsvertrag berücksichtigt.
- (433) Drittens werden mit den Entschädigungen, die im Falle politischer oder rechtlicher Formen diskriminierender Sanktionierung der Kerntechnik gewährt werden (d. h. der Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften), den zusätzlichen Risiken Rechnung getragen, die als spezifisch für die Kernenergie angesehen werden könnten (hauptsächlich die Möglichkeit von Investitionsverzögerungen aufgrund von Änderungen der Rechtsgrundlage, beispielsweise aus politischen Gründen). Bei den Anpassungen der Einflussgrößen für die Formel im Bezugsvertrag im Falle von Kostensteigerungen aus berechtigten Gründen wird auch das Risiko von Kostensteigerungen berücksichtigt, die mit Investitionen in die Kernenergieerzeugung verbunden sind.
- (434) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Kombination aus Bezugsvertrag mit der Laufzeit von 40 Jahren, RFH und Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften, die in den angemeldeten Maßnahmen vorgesehen sind, geeignet ist, um staatliche Beihilfen im Rahmen des Projekts zu gewähren.

#### 8.3.3.5. Angemessenheit

- (435) Um die Angemessenheit einer Maßnahme zu beurteilen, muss die Kommission prüfen, ob sich die Maßnahme auf das Minimum beschränkt, das eine erfolgreiche Durchführung des Projekts zur Erreichung des verfolgten Ziels ermöglicht.
- (436) Im Einleitungsbeschluss erläuterte die Kommission, dass bei der Prüfung der Angemessenheit die Kombination der von den tschechischen Behörden vorgeschlagenen Unterstützungsmaßnahmen berücksichtigt werden muss. In Bezug auf die Angemessenheit bestanden im Zusammenhang mit der angemeldeten Maßnahme drei wesentliche Bedenken, die für die Würdigung durch die Kommission wichtig sind.
- (437) Erstens wurde die angemeldete Laufzeit des Abnahmevertrags von 60 Jahren als zu lang angesehen, da sie den vorgesehenen Zeitraum für die Rückzahlung der RFH sowie die Dauer der direkten Preisstützungsmaßnahmen bei früheren Investitionen im Bereich der Kernenergie deutlich überschritt<sup>(184)</sup>. Im Einleitungsbeschluss warf die Kommission die Frage auf, ob der Ausgleich für die Investitionskosten des Projekts nicht enger an die Modalitäten und die Laufzeit der RFH-Rückzahlung angepasst werden sollte.

<sup>(184)</sup> Ebenda, Erwägungsgründe 197 und 198. So wurde insbesondere der Abnahmevertrag für Hinkley Point C für 35 Jahre abgeschlossen, während die Rückzahlungsfrist der RFH bei PAKS II nur 21 Jahre betrug und die Maßnahme nicht mit einer anderen Form von Betriebsbeihilfe einherging.

- (438) Zweitens wurde die erwartete Rendite als zu hoch angesehen, sodass eine Überkompensation nicht ausgeschlossen werden kann, wenn man die Kombination der angemeldeten Unterstützungsmaßnahmen und das daraus resultierende Risikoprofil des Projekts berücksichtigt. Durch den ursprünglich angemeldeten Stromabnahmevertrag zu Festpreisen wurden sowohl Preis- als auch Marktrisiken auf die Zweckgesellschaft und damit auf den Staat übertragen, während die rückzahlbare Finanzhilfe das Finanzierungsrisiko erheblich verringerte, indem eine Finanzierung zu sehr attraktiven Bedingungen ohne Zinsen während der Bauzeit bereitgestellt wurde. Schließlich bot der Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben Schutz vor Änderungen von Vorgaben und anderen Ereignissen, die sich der Kontrolle von EDU II entziehen. Dazu gehören Änderungen der tschechischen Politik im Bereich der Kernenergie, Entscheidungen, andere Unterstützungsmaßnahmen nicht zu gewähren oder die Durchführung zu beenden, indem die Bieter für den Bau des Kraftwerks abgelehnt werden, aber auch Kostensteigerungen aufgrund einer erschöpfenden Liste von berechtigten Gründen. Angesichts der Risikoverteilung zwischen dem Begünstigten und dem Staat war die Kommission der Ansicht, dass die Einbeziehung der Prämie für den Bau und den Betrieb von Kernkraftwerken in die CAPM-Schätzung nicht gerechtfertigt war.
- (439) Darüber hinaus äußerte die Kommission Zweifel, ob der von Tschechien vorgeschlagene Mechanismus gegen Überkompensation eine Überkompensation ausreichend verhindern würde, insbesondere da er eine Lastenverteilung von 50:50 zwischen dem Staat und EDU II vorsieht <sup>(185)</sup>.
- (440) Drittens äußerte die Kommission Zweifel, ob die Wahl des etablierten Unternehmens ČEZ als Projektträger ohne ein offenes Auswahlverfahren bedeuten könnte, dass die für das Projekt erforderliche Unterstützung höher war, als dies andernfalls der Fall gewesen wäre.
- (441) In den folgenden Abschnitten werden diese Fragen unter Berücksichtigung der von den tschechischen Behörden vorgeschlagenen Änderungen der Unterstützungsmaßnahmen analysiert, bevor endgültige Schlussfolgerungen zum Gesamtbeihilfepaket gezogen werden.

#### 8.3.3.5.1. Bezugsvertrag

##### 8.3.3.5.1.1. Laufzeit des Bezugsvertrags

- (442) Wie in Erwägungsgrund 437 erwähnt, wurde die gemeldete Laufzeit des Abnahmevertrags von 60 Jahren als zu lang angesehen. Die Kommission vertrat die Auffassung, dass der Ausgleich für die Investitionskosten des Projekts an die Modalitäten und die Dauer der RFH-Rückzahlung angepasst werden sollte, die in dem von den tschechischen Behörden vorgelegten Basisszenario etwa 30 Jahre beträgt.
- (443) Tschechien brachte vor, dass ein Puffer (oder ein „Nachlaufzeitraum“) zwischen der Laufzeit des Bezugsvertrags und der Rückzahlung der RFH erforderlich sei, um sicherzustellen, dass das Projekt finanziell tragfähig bleibt, insbesondere um sicherzustellen, dass die RFH bei möglichen negativen Ereignissen vollständig zurückgezahlt werden könne. Konkret legten die tschechischen Behörden Daten der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) vor, aus denen hervorgeht, dass es bei den jüngsten großen Vorhaben im Bereich der Kernenergie lange gedauert hat, bis der Dispatch der Anlage stabilisiert und somit der angestrebte Lastfaktor erreicht werden konnte, der die Finanzierbarkeit des Projekts ermöglicht.

Tabelle 9

#### Zeit bis zur Stabilisierung des Lastfaktors

| 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

<sup>(185)</sup> Ebenda, Erwägungsgrund 205.

- (444) Die tschechischen Behörden haben einen überarbeiteten Bezugsvertrag vorgelegt, in dem die Laufzeit von 60 auf 40 Jahre verkürzt wird. Dies entspricht eher der Laufzeit der RFH, auch wenn sie immer noch deutlich darüber liegt. Zwar ist eine gewisse Zeitspanne, in der sich der Betrieb des Kraftwerks nach der Inbetriebnahme stabilisieren muss, angesichts der technischen Schwierigkeiten, die bei anderen Vorhaben nach der Inbetriebnahme aufgetreten sind, vertretbar, doch liegt die Laufzeit am oberen Ende der bei anderen Vorhaben beobachteten Zeiträume.
- (445) Es gilt jedoch zu beachten, dass der Beginn der Laufzeit des Bezugsvertrags nicht unbedingt mit dem Betriebsbeginn des Kraftwerks zusammenfällt. Tatsächlich beginnt die Abnahmefrist mit dem früheren der folgenden Zeitpunkte: i) dem Datum der erstmaligen Einspeisung, d. h. dem Tag, an dem das KKW erstmals Strom in das Netz einspeist und EDU II dem Staat/der Zweckgesellschaft mitgeteilt hat, dass das Datum der erstmaligen Einspeisung vorbehaltlich der im Bezugsvertrag festzulegenden Fristen eintreten soll, und ii) dem Longstop-Datum, d. h. dem Tag nach dem letzten Tag des für die Inbetriebnahme angestrebten Zeitrahmens, der ab dem angestrebten Inbetriebnahmedatum fünf Jahre beträgt (siehe Fußnote 39). Das angestrebte Inbetriebnahmedatum werde verlängert, um etwaigen Verzögerungen aufgrund von Ereignissen, die berechnigte Gründe darstellen, Rechnung zu tragen. Bei Verzögerungen, die nicht auf berechnigte Gründe zurückzuführen sind, wird der im Bezugsvertrag festgelegte Zeitraum entsprechend verkürzt. Durch diese Regelung ist zwar bei Verzögerungen ein Puffer von fünf Jahren vorgesehen, doch angesichts der jüngsten Verzögerungen bei Projekten im Bereich der Kernenergie für Generatoren der dritten Generation+ stellen Verzögerungen von mehr als fünf Jahren ein erhebliches Risiko dar. Insgesamt ergibt sich aus dem Risiko einer verkürzten Laufzeit des Bezugsvertrags und der Zeit, die nach der Inbetriebnahme zur Stabilisierung der Kraftwerksleistung benötigt wird, dass die Laufzeit des Bezugsvertrags in etwa der Rückzahlungsfrist der RFH entspricht.
- (446) Schließlich kann im Falle von Kostenüberschreitungen nicht ausgeschlossen werden, dass die Rückzahlung der RFH teilweise über eine Refinanzierung mit privaten marktbasierten Darlehen erfolgen muss. In diesem Fall ist die Rückzahlung der Investitionskosten nicht mehr direkt an den RFH-Zeitraum gekoppelt (siehe Erwägungsgrund 180). Insbesondere wenn die Markteinnahmen während der Laufzeit des Bezugsvertrags nicht ausreichen, um die Kosten für die Rückzahlung der RFH zu decken, könnten marktbasierte Darlehen zur teilweisen Finanzierung der Kosten für die Rückzahlung der RFH verwendet werden. Diese marktbasierten Darlehen würden dann nach Rückzahlung der RFH auf der Grundlage der Markteinnahmen in der Zeit nach der Laufzeit des Bezugsvertrags zurückgezahlt.
- (447) Zusammengefasst reichen die oben dargelegten Elemente für die Kommission aus, um eine Laufzeit des Bezugsvertrags von 40 Jahren als angemessen zu betrachten.
- (448) Nach Auffassung der Kommission bedeutet dies nicht, dass das Projekt mit einer Betriebsdauer von nur 40 Jahren rentabel wäre. Das Finanzmodell geht tatsächlich von einer Betriebsdauer von 60 Jahren aus und stützt sich auf die Markteinnahmen nach Ablauf der Laufzeit des Bezugsvertrags, um den angestrebten internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [9-11] % zu erreichen. Eine Sensitivitätsanalyse, bei der von niedrigen Marktpreisen nach Ablauf der Laufzeit des Bezugsvertrags ausgegangen wird, zeigt zwar, dass das Kraftwerk zu diesem Zeitpunkt aufgrund fehlender finanzieller Anreize den Betrieb einstellen könnte (siehe Erwägungsgrund 148), dies bedeutet jedoch nicht, dass die Investition mit Blick auf eine Betriebsdauer von nur 40 Jahren getätigt würde. Damit die Investition rentabel ist, muss der Investor vielmehr mit hoher Wahrscheinlichkeit von einem Marktumfeld ausgehen, das eine Fortsetzung des Betriebs nach Ablauf der Laufzeit des Bezugsvertrags ermöglicht. Der angestrebte interne Zinsfuß wird über die Projektlaufzeit von 60 Jahren festgelegt. Sollten die Marktpreise nach der Laufzeit des Bezugsvertrags deutlich niedriger ausfallen als erwartet, würde sich dies negativ auf die erzielte Kapitalrendite auswirken und der interne Zinsfuß unter den angestrebten Wert von [9 bis 11] % fallen.

#### 8.3.3.5.1.2. Ausgleich nach der Vergütungsformel

- (449) Wie in den Erwägungsgründen 88 bis 91 erwähnt, besteht die Vergütungsformel im Bezugsvertrag aus zwei Komponenten: der Ex-post-Verrechnungskomponente und der Marktrisikokomponente. Diese Struktur ähnelt zweiseitigen Differenzverträgen (DV) <sup>(186)</sup> und hat daher ähnliche Auswirkungen in Bezug auf die Sicherstellung stabiler Einnahmen und die Begrenzung einer Überkompensation und bietet Anreize für einen effizienten Betrieb des Kraftwerks. In diesem Abschnitt bewertet die Kommission die Aspekte im Zusammenhang mit der Angemessenheit (Ausgleich), während sie in Abschnitt 8.3.3.6.2 die Aspekte im Zusammenhang mit Anreizen für einen effizienten Betrieb bewertet.

<sup>(186)</sup> Bei Hinkley Point C wird beispielsweise eine ähnliche DV-Formel verwendet.

- (450) Durch die jährliche Ex-post-Verrechnungskomponente wird sichergestellt, dass die Einnahmen des Kraftwerks stabil bleiben und die Ausgleichszahlungen gleichzeitig begrenzt werden. Mit der Verrechnungskomponente wird das Kraftwerk gegen das Risiko ungewisser Entwicklungen der durchschnittlichen Marktpreise abgesichert, und da sie für eine feste Referenzmenge berechnet wird (vorbehaltlich der in den Erwägungsgründen 88 und 90 beschriebenen Formelanpassungen), bietet sie auch eine Absicherung gegen Mengenrisiken. Zum einen wird durch die Verrechnungskomponente garantiert, dass die durchschnittlichen Marktpreise nach jedem Jahr für das Kernkraftwerk gegebenenfalls aufgestockt werden, um die angestrebte Vergütung zu erreichen. Konkret bedeutet dies: Liegt der Ex-post-Jahresdurchschnitt der stündlichen Spotmarktpreise auf dem Day-Ahead-Markt (d. h. der Referenzpreis) unter dem Ausübungspreis, so entspricht der Verrechnungsbetrag der Vergütung, die auf dem Markt nicht erzielt wurde. Zum anderen stellt die Verrechnungskomponente sicher, dass der Überschuss (d. h. die Differenz zwischen Referenzpreis und Ausübungspreis) vom Kraftwerk zurückgezahlt wird, wenn der jährliche durchschnittliche Marktpreis mehr als ausreichend ist, um die angestrebte Vergütung zu erreichen, sodass eine Überkompensation vermieden wird.
- (451) Mit Blick auf die Anpassungen bei der Ex-post-Verrechnungskomponente der Vergütungsformel des Bezugsvertrags, wie in den Erwägungsgründen 88 und 90 beschrieben, gewährleistet die erste Anpassung (wenn der Referenzpreis ( $p'$ ) über den veränderlichen Betriebskosten ( $c$ ) liegt) zusätzliche Einnahmensicherheit für das Kraftwerk im Falle ungeplanter Ausfälle in Jahren mit hohen durchschnittlichen Marktpreisen. Dann ist die Rückzahlung auf die Differenz zwischen dem Referenzpreis und dem Ausübungspreis mal der tatsächlichen Menge statt der Referenzmenge begrenzt. Mit der zweiten Anpassung (wenn der Marktreferenzpreis ( $p'$ ) den veränderlichen Betriebskosten ( $c$ ) entspricht oder darunter liegt) wird eine Obergrenze für die Verrechnungskomponente eingeführt und somit die Überkompensation begrenzt. Wenn die Marktpreise beispielsweise sehr niedrig sind und das Kraftwerk dadurch einen Anreiz hat, die Leistung effizient zu drosseln, ist der Ausgleich aufgrund der Verrechnungskomponente auf die Differenz zwischen dem Ausübungspreis und den Betriebskosten für die Referenzmenge begrenzt. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Ex-post-Verrechnungskomponente, einschließlich der Anpassungen, sicherstellt, dass das Kraftwerk nicht mehr Ausgleichszahlungen erhält als nötig, um die angestrebte Vergütung zu erreichen, und gleichzeitig stabile Einnahmen und Anreize für einen effizienten Betrieb bietet.
- (452) Wie in Abschnitt 8.3.3.6.2 erörtert, bietet die DV-Vergütungsformel im Bezugsvertrag effiziente Anreize, damit das Kraftwerk seine Gewinne maximiert, und keine Anreize, die Leistung zu maximieren. Dieser Rentabilitätseffekt zeigt sich auch darin, dass die tschechischen Behörden davon ausgehen, das Kraftwerk werde mit der DV-Vergütungsformel im Durchschnitt höhere Einnahmen und niedrigere Kosten haben als bei einer Leistungsmaximierung (siehe Erwägungsgrund 150). Wenn folglich der Ansatz mit festem Stromabnahmevertrag durch den Ansatz mit Bezugsvertrag ersetzt wird, führt dies zu einer geringeren Finanzierungslücke (höhere erwartete Einnahmen und geringere erwartete Kosten), wodurch sich der Ausübungspreis und die Höhe der benötigten Beihilfe verringern.

#### 8.3.3.5.1.3. Mechanismus gegen Überkompensation

- (453) Die Kommission äußerte im Einleitungsbeschluss Zweifel daran, dass der von Tschechien vorgeschlagene Mechanismus zur Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen ausreichend vor einer Überkompensation schützen würde, und vertrat die Auffassung, dass der Beteiligungsfaktor von 50:50 nicht mit der Risikoverteilung zwischen dem Begünstigten und dem Staat im Einklang steht, wie dies in der ursprünglich angemeldeten Maßnahme vorgesehen war.
- (454) Erstens erinnert die Kommission daran, dass die überarbeitete Vergütungsmethode im Bezugsvertrag wie im vorherigen Abschnitt erläutert das Risiko einer Überkompensation bei hohen Marktpreisen mindert, da der Betreiber verpflichtet ist, Markteinnahmen, die den Ausübungspreis des Bezugsvertrags übersteigen, an die Zweckgesellschaft zurückzuzahlen. Es wird eingeräumt, dass eine feste Vergütung pro erzeugter Stromeinheit, wie sie ursprünglich von Tschechien angemeldet wurde, eine ähnliche Wirkung gehabt hätte, obwohl sie über einen längeren Zeitraum (d. h. die Betriebsdauer der Anlage im Vergleich zur maximalen Laufzeit des Bezugsvertrags von 40 Jahren) gegolten hätte. Die Kommission stellt jedoch fest, dass den Modellierungsergebnissen zufolge die in der geänderten Vergütungsformel des Bezugsvertrags enthaltenen Anreize für einen effizienten Betrieb aufgrund niedrigerer Betriebskosten und höherer Markterlösen wahrscheinlich zu einer Verringerung des Ausübungspreises im Vergleich zu einem Festpreis im Abnahmevertrag und damit zu einer geringeren Unterstützung während der Laufzeit des Bezugsvertrags führen werden.

- (455) Zweitens stellt die Kommission in Bezug auf den Gewinnbeteiligungsfaktor fest, dass Tschechien während der Laufzeit des Bezugsvertrags eine 50:50-Beteiligung beibehält und diese in den 20 Jahren nach Ablauf des Bezugsvertrags leicht auf 60:40 zugunsten des Begünstigten erhöht. Tschechien begründet diese Erhöhung damit, dass das höhere Marktpreisrisiko des Begünstigten berücksichtigt werden müsse. Die Kommission teilt die Auffassung, dass die Verkürzung der Laufzeit des Bezugsvertrags auf 40 Jahre das Gesamtrisikoprofil des Projekts erhöht, da dadurch über einen beträchtlichen Zeitraum, der sich über ein Drittel der erwarteten Betriebsdauer der Anlage erstreckt, ein Marktpreisrisiko entsteht. Daher ist die Kommission der Ansicht, dass die geänderten Gewinnbeteiligungsfaktoren mit dem insgesamt höheren Risikoprofil des Projekts in Einklang stehen, das sich aus den Anpassungen von Maßnahme 1 ergibt, insbesondere der Verkürzung der Dauer der direkten Preisstützung. Durch den Mechanismus zur Gewinnbeteiligung wird sichergestellt, dass alle Vorteile von EDU II mit dem Staat geteilt werden, während gleichzeitig ausreichende Anreize für EDU II bestehen, diese Vorteile zu realisieren, beispielsweise durch Kostensenkungen.
- (456) Tschechien weist darauf hin, dass der vorgeschlagene Beteiligungsfaktor selbst mit der geringfügigen Anpassung nach dem Bezugsvertrag eine größere Beteiligung zwischen dem Betreiber und dem Staat vorsehe (d. h. 50:50 während der Laufzeit des Bezugsvertrags und 60:40 für den Rest der Betriebsdauer des KKW) im Vergleich zu einer früheren Investition in die Kernenergie bei Hinkley Point C (HPC), bei der die Kommission einen anfänglichen Beteiligungsfaktor von 70:30 als angemessen bewertete, der von einem höheren internen Zinsfuß des Projekts als im vorliegenden Fall ausging. Die Kommission stellt fest, dass der Mechanismus zur Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen bei HPC de facto auf zwei Schwellenwerten beruhte, wobei sich die Beteiligungsfaktoren zwischen dem Begünstigten und dem Staat von 70:30 auf 40:60 ändern, wenn der realisierte interne Zinsfuß des Eigenkapitals über dem zweiten (höheren) Schwellenwert liegt. Daher sieht der Mechanismus zur Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen bei HPC unter allen möglichen Umständen keinen für den Staat ungünstigeren Beteiligungsfaktor als bei dem Projekt vor. Gleichzeitig ist die Kommission der Auffassung, dass der Gewinnbeteiligungsmechanismus bei HPC nicht unbedingt ein guter Maßstab für die Bewertung des vorgeschlagenen Mechanismus gegen Überkompensation des Projekts ist, da es zwischen den Projekten erhebliche Unterschiede hinsichtlich ihrer Risikoprofile, Marktbedingungen und Unterstützungspakete gibt.
- (457) Drittens verwiesen die tschechischen Behörden auch auf die EPC-Ausschreibung, die ihrer Ansicht nach einen marktbasierten Mechanismus beinhalte, der mögliche unangemessene Eventualitäten in den zugrunde liegenden Annahmen zu den Investitionskosten des Finanzmodells beseitige. Die Kommission stimmt zu, dass die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens zur Auswahl des EPC-Auftragnehmers, bei dem potenzielle Anbieter gegeneinander bieten, um den Auftrag zu erhalten, wahrscheinlich ein besseres Preis-Leistungs-Verhältnis bietet als beispielsweise eine direkte Vergabe (d. h. ohne Ausschreibung) des EPC-Auftrags. Da die Investitionskosten, die im Finanzmodell zur Festlegung des Ausübungspreises des Bezugsvertrags verwendet werden, in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt werden, kann dies dazu beitragen, das Risiko einer Überkompensation zu verringern.
- (458) Schließlich stellt die Kommission fest, dass Gewinne der Zweckgesellschaft, die sich aus Anpassungen der Überkompensation ergeben, entweder in Form einer Pauschalzahlung des Begünstigten an die Zweckgesellschaft erfolgen oder zu einer Verringerung des Ausübungspreises des Bezugsvertrags führen, wodurch sich die Höhe der vom Staat während der gesamten Betriebsdauer des Kraftwerks zu leistenden Unterstützung verringert.
- (459) In Anbetracht der vorstehenden Argumente ist die Kommission der Auffassung, dass die in der Vergütungsformel des Bezugsvertrags und dem geänderten Mechanismus zur Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen verankerten Mechanismen zur Kontrolle der Überkompensation geeignet sind und der Risikoverteilung zwischen dem Begünstigten und dem Staat entsprechen.

#### 8.3.3.5.2. Ursprüngliche Annahmen und Szenarioanalyse im Finanzmodell

- (460) Die tschechischen Behörden haben eine Reihe von Annahmen zu Parametern vorgelegt, die noch unbekannt sind, die sich aber erheblich auf den Ausübungspreis auswirken. Dies betrifft insbesondere die Marktpreiserverwartungen, die Verfügbarkeit der Anlage, die Baukosten, die Betriebskosten, die Stilllegungskosten und die Kapitalkosten.
- (461) Diese Annahmen werden als Einflussgrößen für das Finanzmodell verwendet, um den derzeit erwarteten Ausübungspreis zu berechnen (siehe Abschnitt 3.6.2), mit dem Ziel, während der Betriebsdauer des Projekts einen internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [9 bis 11] % zu erreichen. Der Ausübungspreis ergibt sich daher aus dem Finanzmodell und wird entsprechend berechnet.

- (462) Bestimmte Annahmen wirken sich auch unmittelbar auf den erwarteten internen Zinsfuß des Eigenkapitals aus. Während das Modell im Allgemeinen darauf abzielt, einen angestrebten internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [9 bis 11] % zu erreichen, können Änderungen von noch unbekannten Einflussgrößen zu Abweichungen von diesem angestrebten internen Zinsfuß des Eigenkapitals führen. Beispiele:
- a) Sinkt die technische Verfügbarkeit unter die angestrebte Verfügbarkeit von [70-100] % und kann das Kraftwerk daher in Zeiten, in denen die Kosten  $c$  unter dem Marktpreis  $p$  liegen, nicht produzieren, führt dies zu geringeren Renditen; geschieht dies aus nichtberechtigten Gründen, führt dies zu einer Verringerung des internen Zinsfußes des Eigenkapitals.
  - b) Liegen die Marktpreise  $p$  für einen Großteil der Projektlaufzeit unter den Betriebskosten  $c$ , bleibt das Kraftwerk außer Betrieb. In diesem Fall werden die Ausgleichszahlungen durch den zweiten Teil der Vergütungsformel gedeckelt, wodurch sich der interne Zinsfuß des Eigenkapitals auf ein erwartetes Niveau von [...] % verringert.
  - c) Sollten die Marktpreise nach Ablauf des Bezugsvertrags hingegen deutlich höher sein als im Basisszenario erwartet, würde dies zu Renditen führen, die über dem angestrebten internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [9-11] % liegen. In diesem Fall würde der Gewinnbeteiligungsmechanismus greifen, wobei 60 % dieser überschüssigen Renditen an EDU II gehen und 40 % an den Staat zurückfließen.
- (463) Aus den oben dargelegten Gründen sind ernstzunehmende Annahmen, einschließlich der Annahmen zu künftigen Marktpreisen, Baukosten, Betriebskosten, Verfügbarkeit des Kraftwerks, Stilllegungskosten und anderen relevanten Parametern wie Investitionsausgaben und Finanzierung des Projekts, von großer Bedeutung, um eine angemessene Rendite für das Projekt zu gewährleisten. Viele dieser Annahmen sind jedoch bei neuen Kernkraftwerkprojekten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Annahmen zu den Baukosten von Kernkraftwerken der Generation III+ haben sich in der jüngsten Vergangenheit bei mehreren europäischen Vorhaben wiederholt als unzuverlässig erwiesen. Kostenschätzungen über eine Betriebsdauer von 60 Jahren sind schwierig. Gleiches gilt für Marktpreisprognosen bis zum Ende des Jahrhunderts. Vor diesem Hintergrund müssen die tschechischen Behörden nicht nur sicherstellen, dass die Annahmen, die dem ursprünglichen Bewilligungsrechtsakt zugrunde liegen, zuverlässig sind, sondern auch, dass Aktualisierungen dieser Parameter, sofern erforderlich, auf vorhersehbare, transparente, objektive und überprüfbare Weise durchgeführt werden.
- (464) Die tschechischen Behörden haben wie in Abschnitt 3.6.6 dargelegt Annahmen zu den verschiedenen Einflussgrößen auf die Einnahmen und Kosten für das Finanzmodell vorgelegt.
- (465) Zu den Schätzungen der Marktpreise ist anzumerken, dass es keinen Terminmarktpreis für Zeiträume gibt, die weit genug in die Zukunft reichen würden, um den Zeitraum nach der Laufzeit des Bezugsvertrags abzudecken. Zwar werden während der Laufzeit des Bezugsvertrags Abweichungen von der Marktpreisprognose durch die Auswirkungen des Bezugsvertrags, der EDU II vor Schwankungen der Durchschnittspreise schützt, weitgehend ausgeglichen, doch gilt dies nicht für die Zeit nach dem Bezugsvertrag. Tschechien stützte sich hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Strommarktpreise in der Tschechischen Republik in der Zeit von 2035 bis 2050 auf die kommerziellen Annahmen von ČEZ. Für den Zeitraum 2051-2096, der die Zeit nach dem Bezugsvertrag und die gesamte erwartete Betriebsdauer des Kraftwerks umfasst, gehen die tschechischen Behörden davon aus, dass die Marktpreise schrittweise um einen konstanten Satz von [...] % pro Jahr sinken werden, um dem erwarteten langfristigen Rückgang der Marktpreise aufgrund des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energiequellen im Netz Rechnung zu tragen. Ohne Inflationsanpassung geht die zentrale Marktpreisannahme von [...] EUR pro MWh im Jahr 2036 aus, mit einem Rückgang auf [...] EUR pro MWh bis 2050 und einem allmählichen Rückgang auf [...] EUR pro MWh im Jahr 2076 und [...] EUR pro MWh im Jahr 2096.
- (466) Die Kommission kann nicht mit Sicherheit vorhersagen, ob diese Preise tatsächlich auf dem Markt erzielt werden. In der Folgenabschätzung von 2016, die die Neufassung der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 begleitete, wurde festgestellt, dass „der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2050 voraussichtlich bei 60 % liegen wird. In diesem Fall nimmt die Differenz zwischen den Grundlast- und Spitzenlastpreisen erheblich zu, was vor allem auf die niedrigeren Grundlastpreise im Vergleich zu den vorangegangenen Zeiträumen zurückzuführen ist. Die durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreise bleiben jedoch während des gesamten Projektionszeitraums hoch, da die Wärmeerzeugung in den meisten Stunden des Jahres nach wie vor marginal sein dürfte (und somit den

Day-Ahead-Marktpreis bestimmt).“<sup>(187)</sup> Auf der Grundlage dieser Annahmen wurde in dem Modell in der Folgenabschätzung davon ausgegangen, dass die durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreise in der EU von 74 EUR/MWh im Jahr 2020 auf 118 EUR/MWh im Jahr 2035 steigen und danach mit 122 EUR/MWh im Jahr 2050 relativ stabil bleiben. Auf der Grundlage der Folgenabschätzung von 2016 würde die Prognose langsam sinkender Preise ab 2036 daher nicht mit den von der Kommission durchgeführten Studien übereinstimmen.

- (467) Allerdings haben die Bestrebungen, den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen, seitdem deutlich zugenommen. In der 2018 angenommenen und damit parallel zu der oben genannten Folgenabschätzung ausgearbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie wurde ein Ziel für erneuerbare Energien von 30 % des Endenergieverbrauchs bis 2030 festgelegt. Mit der 2023 angenommenen überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie wird das verbindliche Ziel der EU für erneuerbare Energien bis 2030 auf mindestens 42,5 % angehoben, um 45 % zu erreichen. Im Europäischen Klimagesetz<sup>(188)</sup> ist festgelegt, dass die unionsweiten im Unionsrecht geregelten Treibhausgasemissionen und deren Abbau in der Union bis spätestens 2050 ausgeglichen sein müssen, sodass die Emissionen bis zu diesem Zeitpunkt auf netto null reduziert werden, und dass die Union danach negative Emissionen anstrebt. Mit Blick auf diese verstärkten Bestrebungen im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, bei der es sich überwiegend um eine Stromerzeugung mit niedrigen Grenzkosten handelt, und die Dekarbonisierungsziele bedeutet dies, dass die der Folgenabschätzung von 2016 zugrunde liegende Annahme, dass „die Wärmeerzeugung in den meisten Stunden des Jahres nach wie vor marginal sein dürfte (und somit den Day-Ahead-Marktpreis bestimmt)“, für den Zeithorizont 2050 bereits nicht mehr als gegeben angesehen werden kann. Auch wenn nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Erzeugung mit hohen Grenzkosten weiterhin eine wichtige Rolle spielt (z. B. durch die Nutzung von Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung oder den Verbrauch von CO<sub>2</sub>-armen Brennstoffen wie Wasserstoff), lassen sich in anderen Szenarien durchaus viele Stunden mit sehr niedrigen Grenzkosten vorhersagen. Tatsächlich ist dies bereits für kurze Zeiträume in Teilen des Strommarktes der Union zu beobachten<sup>(189)</sup>. Wenn dies bereits jetzt in Ausnahmefällen in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und geringer Nachfrage zutrifft, kann dies als eines von mehreren plausiblen Szenarien für den Zeitraum nach Ablauf des Bezugsvertrags ab 2078 angesehen werden. Die tschechischen Behörden vertreten jedoch nicht die Auffassung, dass die Strompreise nach Ablauf des Bezugsvertrags im Durchschnitt bei nahezu null liegen werden. Stattdessen gehen sie davon aus, dass die Durchschnittspreise langsam sinken<sup>(190)</sup> und 2096 immer noch einen Durchschnitt von [...] EUR/MWh erreichen werden.
- (468) Um die Auswirkungen unterschiedlicher Preisannahmen auf das Modell zu veranschaulichen, haben die tschechischen Behörden im Rahmen des Finanzmodells Analysen über die Preisempfindlichkeit vorgelegt, wobei weitere Szenarien zugrunde gelegt wurden, bei denen von konstanten jährlichen durchschnittlichen Marktpreiswartungen zwischen – 10 EUR pro MWh und 150 EUR pro MWh ausgegangen wird. In den Szenarien mit Marktpreisen von – 10 EUR/MWh, 10 EUR pro MWh und 20 EUR/MWh gehen die tschechischen Behörden davon aus, dass das Kraftwerk nach Ablauf des Bezugsvertrags stillgelegt wird, da die Einnahmen unter den Betriebskosten liegen würden. In diesem Fall besteht keine Gefahr einer Überkompensation. Sollten die Strompreise dagegen deutlich höher sein als angenommen, würde dies zu einer Erhöhung des internen Zinsfußes führen. Erhöht sich der interne Zinsfuß jedoch über die Zielquote von [9 bis 11] %, wird ein Gewinnbeteiligungsmechanismus angewandt, bei dem der Staat 40 % der zusätzlichen Erträge von EDU II erhält. Sollten die Strompreise während der Betriebsdauer des Kraftwerks bei 150 EUR/MWh liegen, würde der interne Zinsfuß des Eigenkapitals während der Laufzeit des Projekts vor Anwendung des Gewinnbeteiligungsmechanismus folglich bei [...] % und nach Anwendung des Gewinnbeteiligungsmechanismus bei [...] % liegen. Dadurch wird sichergestellt, dass selbst bei deutlich höheren Strompreisen als erwartet das Risiko einer Überkompensation begrenzt ist.
- (469) Auf der Grundlage der vorstehenden Erwägungen sind die Annahmen zu den Strompreisen somit plausibel, und die Anwendung eines Gewinnbeteiligungsmechanismus auf etwaige Mehreinnahmen aus höheren Strompreisen, insbesondere nach Ablauf der Laufzeit des Bezugsvertrags, gewährleistet in dieser Hinsicht die Angemessenheit.
- (470) Andere grundlegende Annahmen (insbesondere in Bezug auf Baukosten und Verfügbarkeit) beruhen auf Erfahrungen mit anderen Projekten und auf Beschreibungen der technischen Leistungsfähigkeit von Technologieanbietern. Sollten sich die im Basisfall verwendeten Annahmen als zu optimistisch erweisen, könnte dies entweder zu einem stabilen internen Zinsfuß führen (falls die Kostensteigerungen auf berechtigten Gründen beruhen und sich somit nicht auf den internen Zinsfuß auswirken) oder zu einer Verringerung des internen Zinsfußes. Aufgrund der Informationen

<sup>(187)</sup> Abschnitt 6.2.6.4, Level and volatility of wholesale prices, Commission Staff Working Document Impact Assessment accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), SWD/2016/0410 final — 2016/0379, 30. November 2016.

<sup>(188)</sup> Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1).

<sup>(189)</sup> Beispielsweise lagen die Großhandelspreise für Strom auf dem Day-Ahead-Markt auf der iberischen Halbinsel in den drei Wochen zwischen dem 26. Februar und dem 17. März 2024 in 63 % der Stunden unter 10 EUR/MWh; Quelle: ENTSO-E Transparency Platform.

<sup>(190)</sup> Der langsame Rückgang der Preise um [1 bis 2] % pro Jahr in Preisen von 2020 in nominalen Werten wird durch die angenommene Inflationsrate von 2 % überkompensiert, sodass in diesem Zeitraum nominal von einem langsamen Preisanstieg ausgegangen wird.

über Erfahrungen mit anderen aktuellen Projekten im Bereich der Kernenergie haben die tschechischen Behörden ausreichende Gründe für die Annahme vorgelegt, dass eine erhebliche Verringerung der Kosten unwahrscheinlich ist. Selbst wenn eine solche Verringerung der Kosten zu einem erhöhten internen Zinsfuß führen sollte, würde sie durch den Gewinnbeteiligungsmechanismus begrenzt. Es besteht zwar ein erhebliches Risiko von Kostensteigerungen, die über die Annahmen im Basisfall hinausgehen, doch würde dies nicht zu einer Überkompensation führen.

- (471) Was die Finanzierungskosten betrifft, so ist die Prognose hier viel zuverlässiger als bei den technischen Elementen. Grundlage hierfür sind die klar definierten Finanzierungskosten im Rahmen der RFH. Annahmen zur privaten Refinanzierung können sich nur geringfügig auf den internen Zinsfuß auswirken, beruhen jedoch auf einer Erhöhung des RFH-Satzes. Auf dieser Grundlage sind die Annahmen zu den Finanzierungskosten hinreichend plausibel.
- (472) Das in Abschnitt 3.6.2 beschriebene Finanzmodell wird zur Berechnung des Ausübungspreises verwendet, der erforderlich ist, um während der Betriebsdauer des Projekts einen internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [9-11] % zu erreichen. Im Ausgangsfall (oder Basisfall) werden im Finanzmodell mehrere Annahmen als Einflussgrößen herangezogen, von denen viele nach Abschluss des EPC-Vertrags aktualisiert werden. Wie oben dargelegt, hält die Kommission diese ursprünglichen Annahmen für plausibel. Grundlage des Aktualisierungsprozesses ist die Liste der Parameter im Anhang. In dieser erschöpfenden Liste ist festgelegt, welche Parameter aktualisiert werden können und zu einer Anpassung (sowohl nach oben als auch nach unten) des Ausübungspreises führen können, um den angestrebten internen Zinsfuß des Eigenkapitals beizubehalten. Der Aktualisierungsprozess ist daher hinreichend transparent und berechenbar.
- (473) Die Kommission hat die Funktionalität des Finanzmodells geprüft und ist der Auffassung, dass es angemessen ist, den zur Erreichung der angestrebten Rendite erforderlichen Mindestausübungspreis anhand mehrerer Eingabevariablen zu berechnen. Die Kommission hat sich vergewissert, dass im Finanzmodell die ursprünglichen Annahmen, einschließlich der Lastfolgefunktionalität gemäß Erwägungsgrund 149, berücksichtigt werden, um einen anfänglichen Ausübungspreis von [65-80] EUR zu schätzen, mit dem die angestrebte Rendite von [9-11] % erzielt werden kann.
- (474) Die Kommission hat ferner überprüft, ob im Finanzmodell eine Reihe von Annahmen (Szenarien) für die Eingabevariablen berücksichtigt werden können und ob der im Finanzmodell geschätzte interne Zinsfuß des Eigenkapitals entsprechend davon beeinflusst wird. Darüber hinaus hat die Kommission überprüft, ob das Finanzmodell zur Ermittlung des erforderlichen Ausübungspreises verwendet werden kann, um die angestrebte Rendite in diesen verschiedenen Szenarien zu erreichen.
- (475) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass das Finanzmodell des Projekts, einschließlich seiner Funktionsweise und der zugrunde liegenden Annahmen, somit plausibel und geeignet ist, um die vorgeschlagene Rendite für das Projekt zu gewährleisten.

#### 8.3.3.5.3. Benchmarking der Rendite

##### 8.3.3.5.3.1. Einleitung

- (476) In diesem Abschnitt erläutert die Kommission ihre Bewertung der Eigenkapitalrendite (EKR) der Investition in EDU II. Um die Angemessenheit der staatlichen Beihilfemaßnahme zu gewährleisten und eine Überkompensation zu vermeiden, muss die staatliche Beihilfemaßnahme die Mindestrendite für den Begünstigten sicherstellen, damit dieser die Investition in EDU II tätigt. Anders ausgedrückt ist dies die Mindestrendite, die die Finanzierungslücke des Projekts schließt. Die Finanzierungslücke ist definiert als die Differenz zwischen dem Nettogegenwartswert des faktischen Szenarios und des kontrafaktischen Szenarios und ist gleichzeitig der Mindestbetrag an staatlicher Beihilfe, der erforderlich ist, damit die Maßnahme einen Anzeizeffekt auf das Unternehmen hat, und der Höchstbetrag an staatlicher Beihilfe, der angemessen ist, um die Investition anzustoßen.
- (477) Das Konzept der Finanzierungslücke ist ein fester Bestandteil der normalen unternehmerischen Entscheidungsfindung. Wenn gewinnmaximierende Unternehmen entscheiden, ob sie ein Vorhaben durchführen, bewerten sie den durch das betreffende Vorhaben generierten Wert im Vergleich zu alternativen Vorgehensweisen und wählen diejenige mit der höchsten erwarteten Rendite. Damit Unternehmen bereit sind, ein Vorhaben durchzuführen, das nicht die höchsten Renditeerwartungen erfüllt, müssen sie möglicherweise durch staatliche Beihilfen, die die Finanzierungslücke schließen, dazu angeregt werden.

- (478) In diesem Fall wird im faktischen Szenario davon ausgegangen, dass in das EDU-II-Projekt investiert wird, während im kontrafaktischen Szenario angenommen wird, dass keine Investition getätigt wird. Mit dem tschechischen Finanzmodell wird der erwartete Wert des EDU-II-Projekts zum Bewertungstag, dem 31. Dezember 2023, durch Abzinsung der positiven und negativen Cashflows ermittelt, die das Projekt während seiner Laufzeit voraussichtlich generieren wird. Das tschechische Finanzmodell für das faktische Szenario (d. h. die Investition in EDU II) ergibt, dass die vorgeschlagenen staatlichen Beihilfemaßnahmen zu einem Nettogegenwartswert des faktischen Szenarios von null führen und dass diese staatlichen Beihilfemaßnahmen in diesem Sinne bemessen werden (d. h., der Ausübungspreis des Bezugsvertrags wird so berechnet, dass der Nettogegenwartswert des Projekts, einschließlich Beihilfe, null beträgt). In diesem Fall wird im kontrafaktischen Szenario davon ausgegangen, dass keine Investition getätigt wird (d. h. ein Nettogegenwartswert der kontrafaktischen Investition von null). Die Tatsache, dass der Nettogegenwartswert des faktischen Szenarios einschließlich der vorgeschlagenen staatlichen Beihilfe und der Nettogegenwartswert des kontrafaktischen Szenarios gleich sind, bedeutet, dass die vorgeschlagenen staatlichen Beihilfemaßnahmen die Finanzierungslücke schließen und Anreize für die Investition in EDU II schaffen, ohne dass es zu einer Überkompensation kommt <sup>(191)</sup>.
- (479) Ein Nettogegenwartswert von null des faktischen Szenarios (der in der Investition in EDU II durch die Einbeziehung der staatlichen Beihilfemaßnahmen erzielt wird) bedeutet, dass die WACC oder die Kapitalkosten des Projekts und der interne Zinsfuß des Projekts oder die Rendite des Projekts gleich sind. Bei den WACC handelt es sich um den gewichteten Durchschnitt der Eigenkapitalkosten und der Fremdkapitalkosten, wie in Abschnitt 3.6.5 erläutert. Bei der Rendite des Projekts wird somit die gesamte Kapitalstruktur berücksichtigt, die zur Finanzierung des Projekts verwendet wird, d. h. das von den Anteilseignern bereitgestellte Eigenkapital und das von den Kreditgebern bereitgestellte Fremdkapital.
- (480) Im Fall von EDU II legte die Kommission den Schwerpunkt auf die Bewertung der angestrebten Eigenkapitalrendite. Der Grund dafür ist, dass in diesem Fall das Eigenkapital von ČEZ bereitgestellt wird, während das Fremdkapital vom Staat (RFH) zinsvergünstigt bereitgestellt wird (siehe Abschnitt 3.7). Bei den Maßnahmen, mit denen die Finanzierungslücke des EDU-II-Projekts geschlossen wird, handelt es sich um das zinsvergünstigte Fremdkapital bzw. Darlehen und den Differenzvertrag, der sich auf den Ausübungspreis bezieht. Wenn also die Angemessenheit der Eigenkapitalkosten festgestellt wird, ist auch die Angemessenheit der staatlichen Beihilfen insgesamt gewährleistet.
- (481) Mit der Schätzung der Eigenkapitalkosten soll dann beurteilt werden, ob die Rendite der Anteilseigner angemessen ist. In Anbetracht der Fremdkapitalkosten der RFH wird der Ausübungspreis des Differenzvertrags so bemessen, dass die staatliche Beihilfe insgesamt die Finanzierungslücke schließt, d. h. einen Nettogegenwartswert von null für das faktische Szenario ergibt, sobald festgestellt wird, dass die angestrebte Eigenkapitalrendite angemessen ist <sup>(192)</sup>. Mit anderen Worten: Die Angemessenheit der staatlichen Beihilfe wird durch die Bemessung des Ausübungspreises unter Berücksichtigung der subventionierten Fremdkapitalkosten und der angemessenen Eigenkapitalrendite sichergestellt. Aus diesen Gründen befasst sich die Kommission im weiteren Verlauf dieses Abschnitts vor allem mit der Bewertung der Angemessenheit der angestrebten Eigenkapitalrendite.

#### 8.3.3.5.3.2. Bewertung

##### 8.3.3.5.3.2.1. Risikoprämie für einzelne Großrisiken

- (482) Die Kommission äußerte im Einleitungsbeschluss Zweifel hinsichtlich der Angemessenheit der von Tschechien vorgeschlagenen angestrebten Eigenkapitalrendite und insbesondere daran, dass zusätzlich zur Basisrendite eine Risikoprämie für einzelne Großrisiken („PEGR“) in Höhe von 3 bis 3,5 % aufgenommen werden muss <sup>(193)</sup>.
- (483) In Bezug auf die PEGR brachte Tschechien vor, dass KKW im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsprojekten bestimmte einzigartige Merkmale und Risiken aufwiesen, die durch die Einbeziehung einer PEGR in die aus dem CAPM abgeleitete Eigenkapitalrendite berücksichtigt werden müssten. Die von Tschechien angenommenen 3-3,5 % würden diesen Risiken Rechnung tragen, die nicht durch die Beta-Schätzungen diversifizierter Energieversorgungsunternehmen, die im Bereich der traditionelleren Formen der Stromerzeugung tätig sind, und regulierter Netzunternehmen erfasst würden <sup>(194)</sup>.

<sup>(191)</sup> Da der Nettogegenwartswert des kontrafaktischen Szenarios gleich null ist, bedeutet dies, dass das Unternehmen in diesem Szenario bereit ist, ein Projekt umzusetzen, bei dem die Rendite aus dem Kapital den Kosten dieses Kapitals entspricht (d. h. WACC = interner Zinsfuß des Projekts). Da die Finanzierungslücke hier dem Nettogegenwartswert des faktischen Szenarios entspricht, bedeutet daher die Tatsache, dass die staatliche Beihilfe sicherstellt, dass der Nettogegenwartswert des faktischen Szenarios null beträgt, dass auch im faktischen Szenario die WACC dem internen Zinsfuß des Projekts entspricht, was mit dem kontrafaktischen Szenario übereinstimmt.

<sup>(192)</sup> Mit einem Abzinsungssatz oder WACC, der bzw. die die einschlägigen Fremdkapitalkosten und Eigenkapitalkosten widerspiegelt bzw. widerspiegeln.

<sup>(193)</sup> Erwägungsgrund 67 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(194)</sup> Erwägungsgrund 69 des Einleitungsbeschlusses.

- (484) Im Einleitungsbeschluss stellte die Kommission angesichts der drei vorgeschlagenen Beihilfemaßnahmen zur Absicherung der mit Kernkraftwerken verbundenen Risiken infrage, ob eine PEGR erforderlich ist. Die Kommission führte an, dass sich die Risiken, die der Investor trägt, nachdem der durch den Bezugsvertrag, die RFH und die Investorenvereinbarung bereitgestellte Schutz einbezogen wurde, in der aus dem CAPM abgeleiteten Eigenkapitalrendite berücksichtigt sind, und hatte daher Zweifel, ob eine zusätzliche Risikoprämie notwendig ist <sup>(195)</sup>.
- (485) Nach dem Einleitungsbeschluss legte Tschechien am 25. September 2023 ein Schreiben vor, um die Aufnahme einer PEGR zu begründen <sup>(196)</sup>. Die Kommission stellt fest, dass in den Literaturangaben, die Tschechien in diesem Schreiben <sup>(197)</sup> vorgelegt hat, die Aufnahme einer solchen Prämie nicht befürwortet wird, wenn eine staatliche Maßnahme vorgesehen ist. Der Grund dafür ist, dass durch die staatliche Beihilfe keine höhere Vergütung erforderlich ist, da zumindest ein Teil der Risiken, die sonst für Investitionen in Projekte im Bereich der Kernenergie spezifisch wären, wegfällt. Darüber hinaus wurde weder in Hinkley Point C noch in Paks II eine PEGR berücksichtigt <sup>(198)</sup>. Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass es im vorliegenden Fall nicht angemessen wäre, die PEGR in die geschätzte Spanne der Eigenkapitalkosten aufzunehmen.
- (486) Im Verlauf des Prüfverfahrens haben die tschechischen Behörden zugestimmt, bei der Berechnung der Eigenkapitalkosten keine PEGR zu berücksichtigen. Die im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel hinsichtlich der Aufnahme einer PEGR sind somit ausgeräumt.

#### 8.3.3.5.3.2.2. Angestrebte Eigenkapitalrendite

- (487) In diesem Abschnitt prüft die Kommission, ob die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % angemessen ist. Zu diesem Zweck vergleicht die Kommission die angestrebte Eigenkapitalrendite Tschechiens mit einer marktbasierten Spanne der Eigenkapitalkosten. Eine angestrebte Eigenkapitalrendite oberhalb der Spanne bedeutet eine unangemessen hohe Rendite, eine angestrebte Eigenkapitalrendite unterhalb der Spanne bedeutet eine unangemessen niedrige Rendite (d. h. eine Rendite, die ein marktorientiert handelnder Investor nicht akzeptieren würde).
- (488) Zur Schätzung dieser Spanne der marktbasierten Eigenkapitalkosten verwendet die Kommission den CAPM-Standardansatz <sup>(199)</sup>, der zu theoretischen Eigenkapitalkosten oder einer Spanne von Eigenkapitalkosten führt, indem jede seiner Komponenten auf der Grundlage von Marktdaten geschätzt wird. Darüber hinaus vergleicht die Kommission in ihrer Analyse die abgeleitete Spanne der Eigenkapitalkosten mit der von Branchen, die mit der Nuklearindustrie und somit mit EDU II vergleichbar sind.
- (489) Sobald die Spanne der Eigenkapitalkosten geschätzt ist, zieht die Kommission ihre Schlussfolgerung zur Angemessenheit der angestrebten Eigenkapitalrendite. Schließlich bewertet die Kommission, wie sich die angestrebte Eigenkapitalrendite im Falle von Änderungen der Kosten und des Zeitplans ändern würde.

#### 8.3.3.5.3.3. Schätzung der Eigenkapitalkosten

- (490) In diesem Abschnitt schätzt die Kommission ihre eigenen Ausgangswerte für Eigenkapitalkosten sowie eine Spanne der Eigenkapitalkosten. Die Spanne der Eigenkapitalkosten ergibt sich aus der Ermittlung eines „niedrigen“ und eines „hohen“ Szenarios. Für jeden der Parameter der Eigenkapitalkosten erläutert die Kommission, aus welchen Gründen sie die Annahmen Tschechiens akzeptiert oder zurückweist, und stellt auf der Grundlage allgemein anerkannter Quellen Vergleichswerte bereit.
- (491) Die von der Kommission verwendete Methode zur Schätzung der Eigenkapitalkosten beruht auf der CAPM-Standardformel, die auch von Tschechien verwendet wird und in Abschnitt 3.6.5.1 beschrieben ist. Die Kommission bezifferte die Parameter der Eigenkapitalkosten wie nachstehend erläutert.
- (492) In Bezug auf den risikofreien Zinssatz stellt die Kommission fest, dass Tschechien eine Schätzung der Spanne vorgenommen hat, indem es Zwei- und 20-Jahres-Durchschnittswerte von 30-jährigen Euro-Staatsanleihen, 30-jährigen deutschen Staatsanleihen und europäischen AAA-Unternehmensanleihen mit einer Laufzeit von 10+ Jahren herangezogen und anschließend einen Aufschlag hinzugerechnet hat, um diese Durchschnittswerte in eine

<sup>(195)</sup> Erwägungsgrund 207 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(196)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 25. September 2023.

<sup>(197)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 25. September 2023, Tabelle 15 „Studien zu Risikoprämien“.

<sup>(198)</sup> Beschluss zu Paks II, Erwägungsgrund 258. In dem Beschluss zu Hinkley Point C wird keine PEGR oder ähnliche Art von Prämie erwähnt.

<sup>(199)</sup> Dieser Ansatz beruht auf der Harris-Pringle-Formel und wird in Abschnitt 3.6.5 beschrieben.

Spanne des risikofreien Zinssatzes für die Tschechische Republik umzurechnen<sup>(200)</sup>. Die Kommission hält es für angemessener, Unternehmensanleihen nicht als Vergleichswerte für den risikofreien Zinssatz heranzuziehen, da diese nicht als risikofrei gelten können. Darüber hinaus hält es die Kommission für angemessener, sich die Daten der letzten sechs und zwölf Monate anzusehen, anstatt die Daten der letzten zwei oder 20 Jahre heranzuziehen<sup>(201)</sup>. Daher schätzt die Kommission den risikofreien Zinssatz, indem sie den Durchschnitt der Rendite deutscher und im Euro-Währungsgebiet begebener AAA-Staatsanleihen mit einer Laufzeit von 30 Jahren über den Zeitraum von sechs Monaten ab Juli 2023 und den Zeitraum von zwölf Monaten ab Januar 2023 ermittelt. Diese Durchschnittswerte liegen bei 2,72 % bzw. 2,55 %<sup>(202)</sup>. Addiert man zu dieser Rendite die Risikoprämie von 0,6 %<sup>(203)</sup>, erhält die Kommission eine bereinigte Spanne des risikofreien Zinssatzes von 3,09 % bis 3,26 %. Aus Gründen der Konservativität übernimmt die Kommission die Annahme Tschechiens von 2,3 % in ihrem niedrigen Szenario, die Annahme von 2,72 % in ihrem Basisszenario und die Annahme von 3,26 % in ihrem hohen Szenario. Somit liegt die Spanne der Kommission für den risikofreien Zinssatz bei 2,30 % bis 3,26 %, im Gegensatz zu derjenigen von Tschechien von [2 bis 5] %.

- (493) Für die Marktrisikoprämie geht Tschechien auf der Grundlage der in Abschnitt 3.6.5.1 erörterten Daten von Damodaran und Fernandez von einer Spanne zwischen [5 und 7] % aus. Diese Datenbanken sind in der Finanz- und Geschäftswelt weithin anerkannt und gelten als verlässlich. Die Kommission hält diese Quellen für verlässlich und geht in ihrem niedrigen Szenario vom Durchschnitt der Daten von Damodaran (5,6 %<sup>(204)</sup>) und in ihrem hohen Szenario von der konservativen Zahl Tschechiens von 6,3 % aus<sup>(205)</sup>. In ihrem Basisszenario verwendet die Kommission einen konservativen Wert von 6,1 %, der dem einfachen Durchschnitt der Daten von Damodaran und Fernandez entspricht<sup>(206)</sup>.
- (494) Für das ungehebelte Beta prüfte die Kommission die von Tschechien vorgelegte Methode, die auf einem gewichteten Durchschnitt vergleichbarer Betas beruht und zu einem Beta von [...] führt<sup>(207)</sup>. Die Kommission stellte fest, dass diese Methode mit allgemein anerkannten Methoden im Einklang steht<sup>(208)</sup>. Die Kommission hält diese Zahl für konservativ, wenn man sie mit den von Damodaran bereitgestellten Brancheninformationen vergleicht, der für eine Stichprobe von Energieversorgungsunternehmen ein durchschnittliches ungehebeltes Beta von 0,54 schätzt<sup>(209)</sup>. Die Kommission geht in ihrem hohen Szenario von einem Beta von 0,54 für Tschechien aus. Aus Gründen der Konservativität geht die Kommission jedoch in ihrem Basisszenario und in ihrem niedrigen Szenario von einem Beta von 0,51 aus, im Gegensatz zu dem von Tschechien angegebenen Wert von [...] <sup>(210)</sup>. Dieses Beta geht aus einer

<sup>(200)</sup> Weitere Einzelheiten sind Abschnitt 3.6.5.1 zu entnehmen.

<sup>(201)</sup> Dies steht auch im Einklang mit dem Ansatz, den die Kommission in ihrem Beschluss zu Paks II verfolgt hat.

<sup>(202)</sup> Die Daten zur Rendite von 30-jährigen Staatsanleihen mit AAA-Rating im Euro-Währungsgebiet stammen vom EZB-Datenportal, Yield curve spot rate, 30-year maturity - Government bond, nominal, all issuers whose rating is triple A - Euro area ([https://data.ecb.europa.eu/data/datasets/YC/YC.B.U2.EUR.4F.G\\_N\\_A.SV\\_C\\_YM.SR\\_30Y](https://data.ecb.europa.eu/data/datasets/YC/YC.B.U2.EUR.4F.G_N_A.SV_C_YM.SR_30Y)). Die Daten zur Rendite von 30-jährigen deutschen Staatsanleihen stammen von der Website der Deutschen Bundesbank, Tägliche Renditen der jeweils jüngsten Bundeswertpapiere, Zeitreihen BBSSY.D.REN.EUR.A640.000000WT3030.A (Tägliche Renditen der jüngsten Bundeswertpapiere | Deutsche Bundesbank).

<sup>(203)</sup> Weitere Einzelheiten sind Abschnitt 3.6.5.1 zu entnehmen.

<sup>(204)</sup> Einzelheiten zur Schätzung dieser Zahl sind Fußnote 65 zu entnehmen.

<sup>(205)</sup> Diese Zahl ist konservativ im Vergleich zur jüngsten Erhebung von Fernandez zur MRP, die im Juni 2022 veröffentlicht wurde und einen Medianwert von 6,7 % für die MRP angibt. Einzelheiten dazu sind Fußnote 66 zu entnehmen.

<sup>(206)</sup> Durchschnitt aus den 5,6 % von Damodaran und den 6,7 % von Fernandez. Dieser Ansatz steht im Einklang mit dem Ansatz der Kommission im Beschluss zu Paks II.

<sup>(207)</sup> Weitere Einzelheiten sind Abschnitt 3.6.5.1 zu entnehmen.

<sup>(208)</sup> Bei dieser von Tschechien verwendeten Methode wird eine Kombination aus dem zweijährigen Regressions-Beta und dem fünfjährigen Regressions-Beta verwendet, wobei erstere zu 2/3 und letztere zu 1/3 gewichtet wird.  $\text{Beta} = (2/3) \text{ zweijähriges Regressions-Beta} + (1/3) \text{ fünfjähriges Regressions-Beta}$ . Hierbei handelt es sich um dieselbe Methode, die auch von Prof. Damodaran wie nachstehend erläutert angewandt wird: Variables used in Data Set ([nyu.edu](http://nyu.edu)).

<sup>(209)</sup> Siehe Website von Prof. Damodaran, Daten für 2023, Datei „betaEurope“, Branche „power“, aus der ein ungehebeltes, um Barmittel bereinigtes Beta von 0,54 hervorgeht.

<sup>(210)</sup> Hierbei handelt es sich um den einfachen Durchschnitt der wöchentlichen Regressions-Betas der Vergleichsunternehmen von EDU II über fünf Jahre. Die fünfjährigen Regressions-Beta-Werte sind die konservativste der beiden Beta-Sätze (der andere ist der wöchentliche Beta-Wert über zwei Jahre), die von Tschechien und Damodaran bei der Beta-Bewertung verwendet werden. Tatsächlich beträgt der einfache Durchschnitt der wöchentlichen Betas über zwei Jahre 0,55. Die Kommission stellt ferner fest, dass das Beta von 0,51 dem konservativen, nicht um Barmittel bereinigten einfachen Durchschnitt der Betas der drei Branchen entspricht, die als Vergleich für das EDU-II-Projekt herangezogen werden können: Grüne und erneuerbare Energien, Energie und Versorgungsunternehmen (Quelle: Website von Prof. Damodaran, Datei „betaEurope“).

konservativen Bewertung auf der Grundlage der von Tschechien vorgelegten Daten hervor<sup>(211)</sup> <sup>(212)</sup>. Es sei darauf hingewiesen, dass die Kommission aus Gründen der Konservativität den Hamada-Standardansatz<sup>(213)</sup> für die Schätzung des gehebelten Betas verwendet, im Gegensatz zum Harris-Pringle-Ansatz<sup>(214)</sup>, den Tschechien heranzieht.

- (495) Im Hinblick auf den Verschuldungsgrad ist Tschechien von einem Wert von [...] % ausgegangen.<sup>(215)</sup> Die Kommission stellt fest, dass der angestrebte Verschuldungsgrad des Projekts<sup>(216)</sup> sowie der durchschnittliche Verschuldungsgrad des Projekts während seiner Laufzeit<sup>(217)</sup> [...] % ist. Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass ein Verschuldungsgrad von [...] % im Rahmen des Verschuldungsgrads der Vergleichsunternehmen des Projekts im letzten verfügbaren vollständigen Geschäftsjahr<sup>(218)</sup> liegt und wesentlich konservativer ist als der Verschuldungsgrad von 98 %, der auf der Kapitalstruktur des Projekts beruht<sup>(219)</sup>. Die Kommission stellt ferner fest, dass der Verschuldungsgrad von [...] % weitgehend mit den von Damodaran vorgelegten Brancheninformationen übereinstimmt, der für eine Stichprobe von Energieversorgungsunternehmen einen durchschnittlichen Verschuldungsgrad von 61,2 % schätzt<sup>(220)</sup>. Die Kommission geht daher in ihren drei Szenarien von einem Verschuldungsgrad von [...] % aus.

#### 8.3.3.5.3.3.1. Schlussfolgerung

- (496) Die Schlussfolgerungen der Kommission zu den Eigenkapitalkosten sind nachstehend in Tabelle 10 aufgeführt. In der Tabelle sind drei Szenarien im Hinblick auf die Eigenkapitalkosten dargestellt, die sich aus drei Reihen von Annahmen ergeben: ein „niedriges“ Szenario, ein „Basisszenario“ und ein „hohes“ Szenario.

Tabelle 10  
Schlussfolgerungen zu den Eigenkapitalkosten

| Szenarien                                           | Niedrig | Basisszenario <sup>(1)</sup> | Hoch <sup>(2)</sup> |
|-----------------------------------------------------|---------|------------------------------|---------------------|
| <b>Risikofreier Zinssatz</b>                        | 2,3 %   | 2,7 %                        | 3,3 %               |
| <b>Eigenkapitalrisikoprämie</b>                     | 5,6 %   | 6,1 %                        | 6,3 %               |
| <b>Beta (ungehebelt)</b>                            | 0,51    | 0,51                         | 0,54                |
| <b>Verschuldungsgrad (D/(D+E))</b>                  | [...] % | [...] %                      | [...] %             |
| <b>Eigenkapitalkosten</b>                           | [...] % | [...] %                      | [...] %             |
| <b>Mittelwert der Spanne der Eigenkapitalkosten</b> | [...] % |                              |                     |

<sup>(1)</sup> Die Kommission stellt fest, dass die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % weiterhin erreicht wird, wenn im „Basisszenario“ der sechsmonatige risikofreie Zinssatz von 2,7 % durch den zwölfmonatigen risikofreien Zinssatz von 2,5 % ersetzt wird.

<sup>(2)</sup> Die Kommission stellt fest, dass die Eigenkapitalkosten bei einem „hohen“ Szenario, bei dem der angestrebte Verschuldungsgrad von EDU II von [...] % durch den durchschnittlichen Verschuldungsgrad von 56 % der Vergleichsunternehmen von EDU II im letzten vollen Jahr, für das bei Bloomberg Zahlen verfügbar waren (d. h. 2022), ersetzt wird, [...] % betragen würden. Somit würde die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % immer noch erreicht werden.

Quelle: Analyse der Kommission.

<sup>(211)</sup> Die Kommission verwendete dieselbe Stichprobe wie Tschechien und bereinigte die Betas der Vergleichsunternehmen um die Steuern (unter Annahme des globalen Steuersatzes von Damodaran von 24,8 %, gemäß der Datei „betaEurope“ von Damodaran, Stand Januar 2023, betaEurope22.xls (live.com)). Dies steht im Einklang mit dem in Fußnote 213 beschriebenen Hamada-Formel, bei dem Steuern bei der Berechnung des Betas berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich eine Schätzung eines ungehebelten Betas von 0,595, die auf dem in den Fußnoten 69 und 208 erläuterten Ansatz von Damodaran beruht, bei dem der gewichtete Durchschnitt der wöchentlichen Betas von Vergleichsunternehmen über zwei und fünf Jahre zugrunde gelegt wird. Aus Gründen der Konservativität hat die Kommission Nuclearelectrica aus der Stichprobe herausgenommen. Dadurch beläuft sich die Gesamthöhe des ungehebelten Beta-Werts auf 0,516.

<sup>(212)</sup> Diese Annahme entspricht auch den Annahmen zu Paks II.

<sup>(213)</sup> Dieser Ansatz beruht auf der Hamada-Formel. Bei diesem Ansatz wird der Zins-Tax-Shield (d. h. die Steuerermäßigung, die sich aus dem zulässigen Abzug vom steuerpflichtigen Einkommen ergibt) bei den Hebelwirkung-Anpassungen des Betas verwendet, wodurch das gehebelte Beta und damit auch die Eigenkapitalrendite reduziert werden. Die Hamada-Formel lautet wie folgt:  $\beta_L = \beta_U + \left[1 + \frac{D}{E}(1-T)\right]$ , wobei  $\beta_L$  das gehebelte Beta,  $\beta_U$  das ungehebelte Beta, D die Verschuldung, E das Eigenkapital, T der Steuersatz und (1-T) der Tax-Shield ist. In Übereinstimmung mit dem tschechischen Finanzmodell wird von einem Steuersatz von 21 % ausgegangen. Es ist zu beachten, dass in dieser Formel ein Schulden-Beta von null angenommen wird.

<sup>(214)</sup> Weitere Einzelheiten sind Abschnitt 3.6.5.1 und Fußnote 57 zu entnehmen.

<sup>(215)</sup> Dabei handelt es sich um den durchschnittlichen Verschuldungsgrad des Projekts über die gesamte Vertragslaufzeit. Weitere Einzelheiten sind Abschnitt 3.6.5.1 zu entnehmen.

<sup>(216)</sup> Siehe das Vorbringen von Tschechien vom 21. März 2024.

<sup>(217)</sup> Tschechisches Finanzmodell.

<sup>(218)</sup> Der Verschuldungsgrad der Vergleichsunternehmen von EDU II lag im letzten vollständigen Jahr, für das Zahlen auf Bloomberg verfügbar waren (d. h. 2022), zwischen 41,8 % und 75,6 %, mit einem Durchschnitt von 56,3 % und einem Schwellenwert von 68,4 % für das 75. Perzentil. Der angestrebte Verschuldungsgrad von [...] % liegt somit unter dem 75. Perzentil.

<sup>(219)</sup> Die Zahl von [...] % ist auch im Vergleich zu der Spanne von 67-78 % konservativ, die auf der von Tschechien vorgelegten und in Abschnitt 3.6.5.1 Fußnote 76 beschriebenen Methode des „effektiven Verschuldungsgrads“ beruht.

<sup>(220)</sup> Siehe Webseite von Prof. Damodaran, Daten für 2023, Datei „dbtfundEurope23“, Branche „Power“.

- (497) Die in Table 10 dargestellten Parameter der Eigenkapitalkosten führen zu einer Spanne der Eigenkapitalkosten von [...] % bis [...] % und einem Durchschnittswert von [...] %, wobei im Basisszenario ein Wert von [...] % zugrunde gelegt wird. Die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % liegt innerhalb dieser Spanne und unter dem Durchschnitt der drei Szenarien. Es ist zu beachten, dass diese Zahlen aus den in Abschnitt 8.3.3.5.3.2.1 erläuterten Gründen keine PEGR enthalten. Diese Zahlen sind mit der Spanne der Eigenkapitalkosten Tschechiens vergleichbar, die zwischen [...] und [...] liegen und einen Durchschnitt von [...] aufweisen, ohne PEGR, wie in Abschnitt 3.6.5.1 erläutert.
- (498) Diese Eigenkapitalkosten sind konservativ, da der einzige branchenspezifische Parameter dieser Berechnung das Beta ist, das von einer Gruppe von Unternehmen abgeleitet wird, die in Kernenergie investiert haben, deren Portfolio jedoch diversifiziert ist. Durch die Unterstützungsmaßnahmen werden zwar erhebliche Risiken gemindert, doch sind einzelne Projekte im Bereich der Kernenergie immer noch mit erheblichen Risiken behaftet, von denen viele nach wie vor für EDU II bestehen. Dazu gehören insbesondere eine geringere Verfügbarkeit als erwartet, erhöhte der Bau- oder Betriebskosten aus anderen als den berechtigten Gründen, Bauverzögerungen über das Longstop-Datum hinaus, ungeplante Ausfälle, insbesondere in Hochpreiszzeiten, und Strompreise nach dem Ende der Laufzeit des Bezugsvertrags, die deutlich niedriger ausfallen könnten als derzeit erwartet. Viele dieser Risiken können teilweise von Unternehmen mit einer höheren Anzahl von Stromerzeugungsanlagen und anderen Tätigkeiten auf dem Energiemarkt gemindert werden, und wenn diese Risiken für diese Vergleichsunternehmen eintreten, wirken sie sich nur auf einen Teil ihrer Geschäftstätigkeit aus. Bei EDU II handelt es sich um ein einzelnes Projekt im Bereich der Kernenergie, das damit risikoreicher ist als vergleichbare Projekte mit einem vielfältigen Portfolio.
- (499) Darüber hinaus stützte sich die Kommission auf Damodarans Branchen-Datenbank zu Eigenkapitalkosten, um die erforderliche Eigenkapitalrendite zu ermitteln<sup>(221)</sup>. Dazu untersuchte die Kommission die durchschnittlichen Eigenkapitalkosten für diejenigen Branchen, die der Kernenergiebranche am nächsten kommen, und ermittelte durchschnittliche Eigenkapitalkosten von 10,21 % bis 10,26 %<sup>(222)</sup>. Die für diese Sektoren berechneten Eigenkapitalkosten können als konservative Schätzungen für Kernkraftwerke angesehen werden, da der einzige branchenspezifische Parameter das Beta ist, wie in Erwägungsgrund 498 erläutert.
- (500) Die Kommission verwendete das von Tschechien vorgelegte Finanzmodell<sup>(223)</sup>, um zu bewerten, wie sich der (angestrebte) interne Zinsfuß des Eigenkapitals infolge von Änderungen der Baukosten und der Bauzeit ändern würde<sup>(224)</sup>.
- Die Kommission stellte fest, dass in einem Szenario mit einer Kostenüberschreitung von 10 % aus nichtberechtigten Gründen der interne Zinsfuß des Eigenkapitals auf [...] % sinkt. Vor dem Hintergrund der jüngsten Vergangenheit der Nuklearindustrie ist dies ein wahrscheinliches Szenario<sup>(225)</sup>. Wären die tatsächlichen Kosten stattdessen um 10 % niedriger als erwartet, würde sich der interne Zinsfuß des Eigenkapitals auf [...] % erhöhen. In der Nuklearindustrie ist dies jedoch ein unwahrscheinliches Szenario.
  - Darüber hinaus stellte die Kommission fest, dass eine Bauverzögerung von fünf Jahren zu einem internen Zinsfuß des Eigenkapitals von [...] % führen würde, während der interne Zinsfuß des Eigenkapitals bei einer Fertigstellung fünf Jahre früher [...] % betragen würde. Die Verzögerung der Bauzeit ist ein realistisches Szenario, das auch in der Vergangenheit in der Branche aufgetreten ist, während die Verkürzung der Bauzeit unrealistisch ist.
- (501) Auf der Grundlage dieser Empfindlichkeiten ermittelte die Kommission daher eine Spanne des internen Zinsfußes von [...] % bis [...] %, wobei der Durchschnitt [...] % beträgt. Diese Spanne liegt nie über der Spanne der Eigenkapitalkosten von [...] % bis [...] % und im Durchschnitt unter der erforderlichen Rendite von [9 bis 11] %, wodurch die Angemessenheit der staatlichen Beihilfemaßnahmen gewährleistet ist.

<sup>(221)</sup> Zu den für 2023 relevanten länderspezifischen WACC-Zahlen siehe „Data“, „Archived data“, „Cost of capital by industry“, „Europe“, „1/23“ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Diese Datenbank ist Teil einer globalen Datenbank und umfasst europäische Länder (als Westeuropa bezeichnet). Die Länder sind jedoch noch weiter unterteilt und die Tschechische Republik gehört zu einer Untergruppe mit der Bezeichnung „Developed Europe“, siehe die Registerkarten „Global alphabetical“ und „Europe by industry“, Datei <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls>.

<sup>(222)</sup> Bei diesen Branchen handelt es sich um „Grüne und erneuerbare Energien“, „Energie“ und „Versorgungsunternehmen (allgemein)“. Die Eigenkapitalkosten für grüne und erneuerbare Energien betragen 10,65 %, für Energie 9,98 % und für Versorgungsunternehmen (allgemein) 10,01 %. Der einfache Durchschnitt dieser Zahlen liegt bei 10,21 %, während der gewichtete Durchschnitt (wobei die Gewichtung die Anzahl der in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen darstellt) bei 10,26 % liegt. Siehe Damodaran, Januar 2023, Datei „waccEurope“.

<sup>(223)</sup> Tschechisches Finanzmodell.

<sup>(224)</sup> Um diese Empfindlichkeiten zu berechnen, hat die Kommission keine der anderen Annahmen geändert, auch nicht den Ausübungspreis.

<sup>(225)</sup> Siehe Abschnitt 8.3.3.3.

## 8.3.3.5.4. Auswahl von ČEZ als Projektträger

- (502) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel daran, ob ČEZ der leistungsfähigste Betreiber wäre, und warf insbesondere die Frage auf, ob ein offenes Auswahlverfahren für den Projektträger dazu geführt hätte, dass die für die Durchführung des Projekts erforderliche Unterstützung hätte verringert werden können.
- (503) Erstens brachten Tschechien und ČEZ in ihren Stellungnahmen zum Einleitungsbeschluss vor, dass durch die Auswahl von ČEZ als Projektträger in erheblichem Maße Kosten und Zeit eingespart worden seien. Tschechien wies insbesondere darauf hin, dass durch die Auswahl von ČEZ Mehrkosten in Höhe von etwa [200-700] Mio. EUR vermieden würden (siehe Erwägungsgrund 254). Ähnlich äußerte sich ČEZ, dass durch die Auswahl des Unternehmens als Projektträger die Projektkosten im Vergleich zu einem KKW eines anderen Betreibers auf der grünen Wiese um schätzungsweise [200-700] Mio. EUR gesenkt werden könnten (siehe Erwägungsgrund 339). Die Kommission ist der Auffassung, dass die geltend gemachten Kosteneinsparungen, die sich aus dem Wert des erworbenen Standorts, den Kosten für die Genehmigung und den von ČEZ bereits durchgeführten Erschließungsarbeiten ergeben, plausibel erscheinen und nicht durch die geschätzten Investitionskosten für das Projekt gedeckt sind, wodurch sich die Höhe der Beihilfe für das Projekt im Vergleich zu einer offenen Auswahl verringert. Auf dieser Grundlage werden durch die Vergütungsformel und den Mechanismus gegen Überkompensation (siehe Abschnitte 8.3.3.5.1 bis 8.3.3.5.3) sichergestellt, dass die Beihilfe auf das erforderliche Minimum beschränkt ist.
- (504) Zweitens sollten die Gesamtkonzeption des Projekts und die Risikoverteilung zwischen dem Begünstigten und dem Staat sowie die Anreizstruktur der Unterstützungsmaßnahmen sicherstellen, dass die Bau- und Betriebskosten auf ein Minimum beschränkt werden. Zwar werden viele Risiken durch die Unterstützungsmaßnahmen gemindert, doch ist EDU II weiterhin dem Risiko steigender Bau- und Betriebskosten ausgesetzt, außer aus berechtigten Gründen oder bei Bauverzögerungen über das Longstop-Datum hinaus, was einen Anreiz darstellt, Kosten und Verzögerungen möglichst gering zu halten. Während der Bau- und Entwicklungsphase des Projekts wird sich das gebundene bedingte Eigenkapital insgesamt, das ČEZ zur Finanzierung etwaiger Kostenüberschreitungen bereitstellt, auf maximal 1,95 Mrd. EUR belaufen (Erwägungsgrund 197). Wie Tschechien dargelegt hat, sollte durch die Aktualisierung der Einflussgrößen für das Finanzmodell, in die die Ergebnisse der EPC-Ausschreibung einfließen, darüber hinaus sichergestellt werden, dass die tatsächlichen Baukosten, auf deren Grundlage der Ausübungspreis des Bezugsvertrags berechnet wird, wettbewerbsfähig sind, und somit potenzielle unangemessene Eventualitäten in den zugrunde liegenden Kostenannahmen des Finanzmodells ausschließen (Erwägungsgrund 457). Schließlich veranlasst der Gewinnbeteiligungsmechanismus EDU II dazu, weitere Kostensenkungen anzustreben und höhere Renditen zu erzielen, an denen der Staat zum Teil beteiligt wird.
- (505) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das Beihilfepaket für das Projekt die erforderlichen Vorkehrungen und Anreize zur Minimierung der Kosten und damit den für das Projekt erforderlichen Beihilfebetrag enthält. Sie hält es für unwahrscheinlich, dass ein offenes Auswahlverfahren für den Projektträger zu geringeren Unterstützungsbeträgen geführt hätte.

## 8.3.3.6. Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel sowie Abwägungsprüfung

- (506) Damit die Maßnahme mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, müssen die negativen Auswirkungen der Maßnahme in Form von Wettbewerbsverfälschungen und Auswirkungen auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten begrenzt sein und durch die positiven Auswirkungen der Beihilfe aufgewogen werden.
- (507) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission die Auffassung, dass das Projekt den Wettbewerb auf verschiedene Weise verfälschen könnte.
- (508) Erstens stellte die Kommission die technischen und wirtschaftlichen Gründe infrage, auf deren Grundlage ČEZ (als alleiniger Eigentümer von EDU II) als Begünstigter der Maßnahme ausgewählt wurde, da es kein Ausschreibungs- oder Auswahlverfahren gab. Zum damaligen Zeitpunkt war insbesondere nicht klar, ob es andere, potenziell leistungsfähigere Betreiber gegeben hätte, die bereit gewesen wären, das Projekt mit weniger Beihilfe zu verfolgen.
- (509) Zweitens äußerte die Kommission Bedenken, dass die Bedingungen des Abnahmevertrags zwischen EDU II und der Zweckgesellschaft zu einem ineffizienten Betriebsverhalten von EDU II führen und die Merit-Order des Strommarktes verfälschen würden, indem billigere Technologien wie erneuerbare Energien verdrängt würden.

- (510) Drittens verwies die Kommission auf die starke Stellung von ČEZ auf dem tschechischen Strommarkt und äußerte Bedenken hinsichtlich möglicher Verzerrungen der Marktstruktur aufgrund der in Rede stehenden Beihilfemaßnahme, beispielsweise durch die Verdrängung alternativer Investitionen.
- (511) Viertens konnte die Kommission zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses nicht vollständig ausschließen, dass ČEZ das Funktionieren des nachgelagerten Marktes nicht dadurch verzerren könnte, dass es den Marktpreis beeinflusst oder andere Arten von strategischem Verhalten zeigt, das durch große Erzeugungsmengen begünstigt wird, so zum Beispiel das Zurückhalten von Kapazitäten.
- (512) Schließlich fehlte es der Kommission an hinreichend fundierten Informationen, um die Auswirkungen der Zweckgesellschaft auf den Markt bewerten zu können.

#### 8.3.3.6.1. Auswahl von ČEZ als Projektträger <sup>(226)</sup>

- (513) Im Einleitungsbeschluss stellte die Kommission fest, dass ČEZ als Projektträger ohne Ausschreibung, Auswahlverfahren oder öffentliche Aufforderung zur Interessenbekundung ausgewählt wurde, und erkundigte sich, aus welchen technischen und wirtschaftlichen Gründen ČEZ ausgewählt wurde. Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen äußerte die Kommission Zweifel, ob die Wahl von ČEZ als Projektträger zu einer potenziellen Verzerrung der Marktstruktur führen könnte.
- (514) Im Anschluss an den Einleitungsbeschluss erläuterten die tschechischen Behörden, dass alternative Lösungen für die Rolle des Projektträgers in Betracht gezogen worden seien und ČEZ als bevorzugte Option ausgewählt worden sei (siehe Erwägungsgründe 50 bis 59).
- (515) Die tschechischen Behörden wiesen ferner darauf hin, dass ČEZ die am besten geeignete Wahl als Projektträger sei, da das Unternehmen in der Lage sei und Anreize habe, das Projekt umzusetzen, und dies auch aus Gründen der Energieversorgungssicherheit, der nationalen Sicherheitsinteressen und der technologischen Neutralität sinnvoll sei (siehe Erwägungsgrund 247).
- (516) Darüber hinaus erklärten die tschechischen Behörden, dass durch die Auswahl von ČEZ erhebliche Effizienzsteigerungen erzielt und Mehrkosten vermieden würden und keine separate Erschließung des Standorts erforderlich sei. Diese Auswahl bringt somit erhebliche zeitliche Vorteile für die Projektdurchführung mit sich, die durch alternative Strukturen nicht erzielt werden könnten (siehe Erwägungsgrund 248).
- (517) Die tschechischen Behörden begründeten die Vorteile bei der zeitlichen Planung der Umsetzung mit den Vorbereitungsarbeiten, die ČEZ bisher durchgeführt hat. Die ČEZ-Gruppe ist Eigentümerin des für das KKW vorgeschlagenen Standorts. Der Erwerb des für die Baustelle benötigten Grundstücks begann im April 2008 und wurde 2021 abgeschlossen (Erwägungsgrund 249). Darüber hinaus erstellte ČEZ Durchführbarkeitsstudien, holte Genehmigungen ein und führte Erschließungsarbeiten durch, um den Zeit- und Kostenaufwand für Tschechien bei der Entwicklung des Projekts zu verringern. Außerdem hat ČEZ ab Anfang 2021 alle wichtigen Genehmigungen und Zulassungen erhalten, die erforderlich sind, um das Projekt im Einklang mit dem Projektplan voranzubringen (z. B. die Genehmigung für den Standort der kerntechnischen Anlage und die UVP (Erwägungsgründe 250)). Die Genehmigung für den Standort der kerntechnischen Anlage dauert in der Regel sechs bis sieben Jahre und die Durchführung der UVP drei bis fünf Jahre.
- (518) Darüber hinaus erklärten die tschechischen Behörden, dass ČEZ als Eigentümer und Betreiber von Kernkraftwerken über fundierte Kenntnisse und ein umfassendes Verständnis der rechtlichen Anforderungen, einschließlich der Genehmigungsanforderungen, für ein neues KKW und der Rechtsvorschriften in Tschechien verfüge (Erwägungsgrund 251). ČEZ und EDU II sind außerdem Mitglieder mehrerer internationaler Organisationen und haben daher Zugang zu Normen und Verfahren, die von Regulierungsbehörden weltweit anerkannt und unterstützt werden, um eine kontinuierliche Verbesserung zu fördern (siehe Erwägungsgrund 251).
- (519) Die tschechischen Behörden unterstrichen ferner die Schlüsselrolle, die das Projekt für die künftige Stromversorgungssicherheit in Tschechien vor allem im Hinblick auf die Stilllegung von Kohlekraftwerken habe. Die tschechischen Behörden erklärten insbesondere, dass ein kürzerer Entwicklungshorizont für das Projekt dazu beitragen werde, die prognostizierte Kapazitätslücke zu schließen. Die Entwicklung eines anderen Projekts an einem anderen Standort mit deutlich längerem Zeithorizont würde keine Lösung darstellen, um die unmittelbaren Anforderungen an die Versorgungssicherheit des Systems zu erfüllen (siehe Erwägungsgrund 252).

<sup>(226)</sup> Zur Klarstellung sei darauf hingewiesen, dass in Abschnitt 8.3.3.5.4 die Auswahl von ČEZ als Projektträger im Zusammenhang mit den Auswirkungen auf die Angemessenheit der Beihilfe geprüft wurde. In diesem Abschnitt wird die Wahl von ČEZ als Projektträger im Hinblick auf mögliche übermäßige negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel bewertet.

- (520) Darüber hinaus führte Tschechien an, dass es im Vergleich zu ČEZ zu erheblichen Verzögerungen bei der Durchführung des Projekts führen würde, wenn ein alternativer Projektträger einen potenziell geeigneten Standort für ein Kernkraftwerk auf dem Gebiet Tschechiens bereitstellen würde. Konkret rechnen die tschechischen Behörden in diesem kontrafaktischen Szenario mit Verzögerungen von bis zu 14 Jahren im Vergleich zum Zeitplan des Projekts. Im kontrafaktischen Szenario kann nicht ausgeschlossen werden, dass bei den für EDU II erfolgreichen Schritten zur Standortbeschreibung oder Planung Probleme oder Verzögerungen auftreten würden, wodurch sich die Risiken und Kosten für die Entwicklung des Projekts erhöhen würden. Die tschechischen Behörden machen jedenfalls geltend, dass es in Europa kein Beispiel dafür gebe, dass ein technologieneutraler und in der Kerntechnik erfahrener Betreiber ein KKW außerhalb seines eigenen Landes entwickelt habe (siehe Erwägungsgrund 253) <sup>(227)</sup>.
- (521) Tschechien weist auch auf Mehrkosten hin, die entstehen würden, wenn ein anderer Projektträger als ČEZ das Projekt entwickeln würde. Tschechien schätzt, dass diese Kosten mindestens [200 bis 700] Mio. EUR betragen würden (siehe Erwägungsgrund 254). ČEZ geht ebenso davon aus, dass die Kosteneinsparungen im Vergleich zu anderen Betreibern bei etwa [200 bis 700] Mio. EUR liegen würden.
- (522) Die tschechischen Behörden wiesen weiterhin darauf hin, dass die Auswahl von ČEZ als Projektträger im Einklang mit früheren von der Kommission bewerteten Fällen im Bereich der Kernenergie stehe, bei denen aufgrund der Besonderheiten dieser Projekte keine allgemeinen Auswahlverfahren für Projektträger durchgeführt worden seien (siehe Erwägungsgrund 255).
- (523) Tschechien wies außerdem auf die Erfahrungen von ČEZ bei der erfolgreichen Errichtung und dem Betrieb von KKW hin (siehe Erwägungsgrund 256).
- (524) Darüber hinaus hebt Tschechien neben der Versorgungssicherheit und Erwägungen zur nationalen Sicherheit die finanzielle Sicherheit hervor, da ČEZ von einer hohen Bonitätseinstufung des Staates profitiere (siehe Erwägungsgrund 257).
- (525) Schließlich wies Tschechien darauf hin, dass eine Ausschreibung zur Auswahl eines Projektträgers, bei dem es sich um ein anderes Unternehmen als ČEZ handeln könnte, erhebliche Nachteile mit sich bringen würde. Tschechien bringt im Wesentlichen vor, dass ein Wettbewerb auf dieser Ebene des Projekts in diesem Fall keine Ergebnisse im Hinblick auf die Auswahl des effizientesten Betreibers bringen würde. Unter Verweis auf die oben genannten Gründe ist Tschechien der Auffassung, dass es keine Wettbewerbsvorteile bringen würde, Interessenbekundungen anderer Parteien einzuholen oder eine Ausschreibung durchzuführen, und dass die Nachteile dieses Prozesses, insbesondere die Verzögerungen und Mehrkosten sowie die Sicherheitsbedenken im Zusammenhang mit anderen potenziellen Bewerbern, nicht aufgewogen werden könnten. Tschechien gibt ferner an, dass sich zu keinem Zeitpunkt der Planung des Projekts Dritte über die Einsetzung von ČEZ als Projektträger beschwert oder Einwände dagegen erhoben hätten.
- (526) Darüber hinaus haben weder Wettbewerber noch sonstige Dritte Bedenken hinsichtlich der Auswahl von ČEZ als Projektträger geäußert. Einige Dritte haben hingegen ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sie die Bedenken der Kommission hinsichtlich der Auswahl von ČEZ ohne Ausschreibung oder Konsultation nicht teilen und es für völlig gerechtfertigt hielten, einem Energieunternehmen in staatlichem Eigentum die Aufgabe zu übertragen, den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks zu entwickeln (siehe Erwägungsgründe 300 und 301).
- (527) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen ist die Kommission der Auffassung, dass mit den von Tschechien und Dritten während des förmlichen Prüfverfahrens vorgebrachten Argumenten ihre im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel hinsichtlich der Auswahl von ČEZ als Projektträger und der möglichen Verzerrung der Marktstruktur hinreichend ausgeräumt werden. Die Kommission stellt fest, dass dies unbeschadet der Frage gilt, ob für künftige Vorhaben im Bereich der Kernenergie ein offeneres Auswahlverfahren erforderlich sein könnte, um sicherzustellen, dass die Beihilfe auf das erforderliche Minimum beschränkt ist.
- (528) Schließlich ist die Kommission der Auffassung, dass die Auswahl von ČEZ als Projektträger, wie in Abschnitt 8.3.3.6.3 näher erläutert, nicht zu unzumutbaren Wettbewerbsverfälschungen führen dürfte. Darüber hinaus hat weder ein Wettbewerber noch ein sonstiger Dritter während des förmlichen Prüfverfahrens auf unzulässige Wettbewerbsverfälschungen hingewiesen, die sich aus der Auswahl von ČEZ als Projektträger ergeben könnten.

<sup>(227)</sup> Die Kommission stellt fest, dass viele KKW zwar von Betreibern mit Sitz in dem Mitgliedstaat betrieben werden, in dem die Investition getätigt wird, dies jedoch nicht immer der Fall ist (dies trifft z. B. auf EDF zu, das als Betreiber im Vereinigten Königreich ausgewählt wurde).

## 8.3.3.6.2. Strombezugsvertrag

- (529) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Bedenken, dass die Bedingungen des Strombezugsvertrags zwischen EDU II und der Zweckgesellschaft die durch die Strompreisschwankungen entstehenden Anreize, Strom dann zu produzieren, wenn er am dringendsten benötigt wird, im Wesentlichen zunichtemachen würden. Die Kommission stellte fest, dass der im Strombezugsvertrag festgelegte Festpreis einen Anreiz für EDU II schaffen könnte, die Produktion auch unter Marktbedingungen, unter denen eine Reduzierung der Leistung aus Systemperspektive effizienter wäre, auf dem technischen Höchstwert zu halten. In Anbetracht der langen Betriebsdauer des neuen Kernkraftwerks von 60 Jahren ist dies von besonderer Bedeutung, da der künftige Erzeugungsmix, der durch einen höheren Anteil erneuerbarer Energien mit in der Regel sehr niedrigen Grenzkosten gekennzeichnet ist, auch in Abhängigkeit von anderen Entwicklungen wie der Speicherung oder der Erzeugung von Wasserstoff zu einer höheren Volatilität führen könnte, unter anderem auch zu Phasen mit niedrigen oder sogar negativen Preisen<sup>(228)</sup>. Die Kommission hatte Zweifel, ob diese Auswirkungen auf effiziente Dispatch-Signale sich nicht minimieren lassen, ohne die Ziele der Maßnahme zu beeinträchtigen<sup>(229)</sup>.
- (530) Wenn ein Erzeuger für jede produzierte MWh eine feste Vergütung erhält, hat er nämlich keinen Vorteil davon, sich am Marktpreissignal zu orientieren und die Leistung in Zeiten hoher Preise (Knappheit) zu erhöhen oder die Leistung in Zeiten niedriger oder negativer Preise (Überangebot) zu verringern oder Instandhaltungsarbeiten in Zeiten geringer Nachfrage (z. B. in den Sommermonaten) zu planen. Bei einer festen Vergütung pro MWh hat ein Erzeuger ganz im Gegenteil einen Anreiz, in Zeiten negativer Preise mit maximaler Leistung zu produzieren. Mit Blick auf das Netz hat dies negative Auswirkungen und führt möglicherweise sogar dazu, dass erneuerbare Energien mit niedrigen Grenzkosten verdrängt werden. Darüber hinaus schafft eine Festpreisvergütung für alle Produktionsstunden Anreize, in Anlagen zu investieren, die für den Grundlastbetrieb optimiert sind und nicht über die Flexibilität verfügen, schnell hoch- und herunterzufahren oder dem Lastverlauf zu folgen. Da insbesondere die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung in der EU beschleunigt werden muss und die Energieerzeugung vieler Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen schwankt, sind CO<sub>2</sub>-arme Kraftwerke, die technisch in der Lage sind, für Flexibilität im Netz zu sorgen, und für die es wirtschaftliche Anreize gibt, diese Flexibilität zu nutzen, besonders wertvoll für das Stromnetz.
- (531) Die Kommission ist der Auffassung, dass durch die in den Erwägungsgründen 88 bis 91 beschriebene DV-Vergütungsformel im Bezugsvertrag nicht nur stabile Einnahmen erzielt werden und eine Überkompensation begrenzt wird (siehe Abschnitt 8.3.3.5.1.1), sondern auch Anreize für einen effizienten Betrieb des Kraftwerks geschaffen werden und somit negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel begrenzt werden. Erreicht wird dies in erster Linie durch die Marktrisikokomponente sowie die Auswahl bestimmter Parameter in der Ex-post-Verrechnungskomponente.
- (532) Mit der Marktrisikokomponente wird ein Anreiz geschaffen, das Kraftwerk effizient zu betreiben, da das Kraftwerk für jede Produktionseinheit eine Vergütung zum tatsächlichen stündlichen Day-Ahead-Marktpreis erhält<sup>(230)</sup>. Auf der Grundlage des Marktpreissignals und seiner eigenen Betriebskosten erhält das Kraftwerk einen Anreiz, durch Nutzung seines technischen Flexibilitätspotenzials einen effizienten Dispatch zu gewährleisten. Für das Kraftwerk werden Anreize geschaffen, die Produktion zu verringern, wenn der Marktpreis niedriger ist als die Betriebskosten, und die Produktion zu erhöhen, wenn der Marktpreis höher ist. Da das Kraftwerk technischen Beschränkungen

<sup>(228)</sup> Siehe z. B. Abschnitt 6.2.6.4 „Level and volatility of wholesale prices“ [Höhe und Volatilität der Großhandelspreise] der Folgenabschätzung zum Paket „Saubere Energie für alle Europäer“, SWD(2016) 410 final vom 30. November 2016, in dem es heißt: „Die verbesserte Marktgestaltung wird zu volatileren durchschnittlichen Stundenpreisen führen, was zum Teil auf die Einführung von standortbezogenen Signalen zurückzuführen ist, die den unterschiedlichen Wert von Strom an den verschiedenen Knotenpunkten aufzeigen. Diese Volatilität wird jedoch relativ begrenzt sein und nicht auf extreme Preisschwankungen zwischen null und dem VoLL zurückzuführen sein. Die beobachteten Preisspannen werden relativ begrenzt sein, solange der Anteil von Strom aus variablen erneuerbaren Energiequellen innerhalb bestimmter Grenzen bleibt. Wenn der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen und insbesondere der Anteil der Technologien für Strom aus variablen erneuerbaren Energiequellen diese groben Grenzen jedoch überschreitet, kann die Preisvolatilität erheblich zunehmen, wenn noch keine anderen Ressourcen wie Speicher vorhanden sind, um einen großen Teil davon aufzufangen. Wie der nachstehenden Tabelle zu entnehmen ist, wird der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2050 voraussichtlich bei 60 % liegen. In diesem Fall steigt die Spanne zwischen den Grundlast- und Spitzenlastpreisen erheblich an, was hauptsächlich auf die im Vergleich zu den vorherigen Zeiträumen niedrigeren Grundlastpreise zurückzuführen ist. Die durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreise bleiben jedoch über den gesamten Projektionszeitraum hinweg hoch, da die Wärmeerzeugung während der meisten Stunden des Jahres nach wie vor marginal sein dürfte (und somit den Day-Ahead-Marktpreis bestimmt).“

<sup>(229)</sup> Erwägungsgrund 224 des Einleitungsbeschlusses.

<sup>(230)</sup> Das Kraftwerk erhält die marktübliche Vergütung über die Zweckgesellschaft auf der Grundlage des Bezugsvertrags und der allgemeinen Beihilfestruktur. Da jedoch alle Dispatch-Rechte beim Kraftwerk liegen und die Vergütung unmittelbar an die tatsächlichen stündlichen Day-Ahead-Marktpreise gekoppelt ist, sollten die Anreize für den Betrieb des Kraftwerks so gestaltet sein, als würde das Kraftwerk selbst direkt am Markt handeln.

unterliegt (z. B. in Bezug auf die Geschwindigkeit beim Hoch- und Herunterfahren und die Mindestlastanforderungen, um ein vollständiges Abschalten zu vermeiden), hat der Kraftwerksbetreiber einen Anreiz, die technisch verfügbare Flexibilität so optimal wie möglich zu nutzen. Des Weiteren hat das Kraftwerk einen Anreiz, Instandhaltungsarbeiten sowie Arbeiten zum Wechseln von Kernbrennelementen effizient zu planen und in Zeiten niedriger erwarteter Preise durchzuführen.

(533) Durch die Wahl der Parameter in der Ex-post-Verrechnungskomponente werden die durch das Marktpreisrisiko geschaffenen Anreize für einen effizienten Betrieb unterstützt.

1. Erstens wird der Referenzpreis als Ex-post-Durchschnitt der stündlichen Marktpreise über ein Jahr definiert. Innerhalb des Jahres wird die Verrechnungskomponente nicht festgelegt, und daher hat das Kraftwerk im Allgemeinen einen Anreiz, unverzerrte Dispatch-Entscheidungen allein auf der Grundlage des Marktpreissignals zu treffen. Darüber hinaus werden Anreize für missbräuchliches Verhalten, das zu höheren Marktpreisen führt (z. B. Zurückhalten von Kapazitäten, vgl. Abschnitt 8.3.3.6.3), abgeschwächt, da höhere Marktpreise zu einem höheren Referenzpreis und damit zu einer geringeren Zahlung der Verrechnungskomponente führen würden.
2. Zweitens ist der Referenzzeitraum von einem Jahr lang genug, um sicherzustellen, dass das Kraftwerk innerhalb des Referenzzeitraums dem Marktpreis ausgesetzt ist, wodurch im Vergleich zu einem kürzeren Referenzzeitraum mehr Anreize bestehen, den Dispatch sowie Instandhaltungsarbeiten und Arbeiten zum Wechseln der Kernbrennelemente effizient zu planen. Für das Kraftwerk bestehen Anreize, seine Flexibilität zu nutzen, um den Betrieb in Zeiten besonders hoher Marktpreise hochzufahren und in Zeiten besonders niedriger Marktpreise herunterzufahren.
3. Drittens wird die Verrechnungskomponente auf der Grundlage einer festen, vorab festgelegten Jahresleistung (die Referenzmenge) definiert, vorbehaltlich der nachstehend erörterten Anpassungen. Daher haben die Dispatch-Entscheidungen und die daraus resultierende Erzeugungsmenge des Kraftwerks im Allgemeinen keinen Einfluss auf die Verrechnungskomponente, sodass allein auf der Grundlage des Marktsignals unverzerrte und effiziente Anreize für den Betrieb des Kraftwerks geschaffen werden. Die Referenzmenge wird auf der Grundlage der angestrebten Erzeugungsmenge des Kraftwerks im Referenzzeitraum festgelegt.

(534) Durch die in den Erwägungsgründen 88 und 90 beschriebenen Anpassungen der Ex-post-Verrechnungskomponente wird einerseits die potenzielle Rückzahlung durch das Kraftwerk begrenzt, wodurch ein Schutz vor übermäßigen Risiken durch ungeplante Ausfälle bei hohen Preisen geschaffen wird, und andererseits die Verrechnungskomponente bei sehr niedrigen Preisen begrenzt, wodurch ein Schutz vor einer überhöhten Vergütung in Zeiten negativer Preise geschaffen wird. Diese Anpassungen wurden so konzipiert, dass der Umfang der Anreize für einen effizienten Betrieb, die durch die vorstehend beschriebenen Bestandteile der Formel des Differenzvertrags geschaffen werden, weitgehend erhalten bleibt. Insgesamt stellen die Anreize für einen effizienten Betrieb nach der DV-Vergütungsformel im Bezugsvertrag sicher, dass das Kraftwerk durch die Beihilfe keine Anreize erhält, ineffizient zu arbeiten, wenn die Marktpreise unter den Betriebskosten liegen. Ein solcher ineffizienter Betrieb würde die Merit-Order des Strommarkts verfälschen und die Gefahr bergen, dass kostengünstigere Technologien wie erneuerbare Energien verdrängt werden. Zudem könnte sich dies negativ auf die Marktintegration und die Entwicklung erneuerbarer Energien auswirken. Dieser Effizienzeffekt lässt sich auch daran ablesen, dass die tschechischen Behörden davon ausgehen, dass das Kraftwerk nach der DV-Vergütungsformel im Durchschnitt mit einer geringeren Kapazität betrieben wird als bei einer Leistungsmaximierung (vgl. Erwägungsgrund 150), wodurch mehr „Raum“ für billigere Technologien wie erneuerbare Energien bleibt.

(535) Die Kommission stellt außerdem fest, dass der Bezugsvertrag keine direkte Umverteilung der Einnahmen aus dem Bezugsvertrag an die Stromverbraucher vorsieht. Außerdem ist nicht zu erwarten, dass das KKW auf dem tschechischen Markt häufig die Preise festsetzen wird. Durch die Maßnahmen RFH und Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften und sonstiger Vorgaben werden zwar die Gesamtkosten des Projekts gesenkt und damit die potenziellen Einnahmen aus dem Bezugsvertrag im Vergleich zu einer ausschließlich über einen Differenzvertrag finanzierten Maßnahme erhöht, doch führt dies nicht zu einer höheren Verteilung von Einnahmen aus einem Differenzvertrag an die Verbraucher im Vergleich zu einer Maßnahme, die ausschließlich über einen Differenzvertrag finanziert wird. Die Kombination der drei Maßnahmen führt daher nicht zu einer Wettbewerbsverfälschung auf der Ebene der Verbraucher über die Mechanismen der Einnahmenverteilung.

(536) Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen ist die Kommission der Auffassung, dass durch die von Tschechien während des förmlichen Prüfverfahrens vorgenommenen Änderungen ihre im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel hinsichtlich der Anreize, die sich aus der Vergütungsformel ergeben, hinreichend ausgeräumt werden.

#### 8.3.3.6.3. Auswirkungen auf die Marktstruktur, potenzielle Preismanipulation und Zurückhalten von Kapazitäten durch ČEZ

- (537) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Bedenken im Hinblick darauf, dass durch die Errichtung von EDU II die Marktstruktur beeinflusst werden könnte und EDU II die Möglichkeit haben könnte, den Markt zugunsten von ČEZ zu manipulieren. Die Kommission verwies insbesondere auf die starke Stellung von ČEZ auf dem tschechischen Strommarkt und konnte mögliche Verzerrungen der Marktstruktur aufgrund der in Rede stehenden Beihilfemaßnahme nicht vollständig ausschließen, beispielsweise durch die Konsolidierung der Marktmacht, die Verdrängung alternativer Investitionen oder die Verzerrung grenzüberschreitender Stromflüsse. Außerdem konnte die Kommission nicht vollständig ausschließen, dass EDU II das Funktionieren des Marktes verzerren würde, indem es die Marktpreise beeinflussen oder bestimmte Arten von strategischen Verhalten wie das Zurückhalten von Kapazitäten verfolgen würde, das durch große Erzeugungsmengen begünstigt wird. So warf die Kommission beispielsweise die Frage auf, ob EDU II in Zeiten hoher Marktpreise wirtschaftliche Anreize hätte, die Leistung zu drosseln, um den Marktpreis in die Höhe zu treiben, damit andere ČEZ-Einheiten mehr Energie zu höheren Marktpreisen verkaufen könnten.

#### *Auswirkungen auf die Marktstruktur*

- (538) Die Kommission stellt fest, dass der tschechische Stromerzeugungsmarkt durch eine hohe Marktkonzentration gekennzeichnet ist, da die ČEZ-Gruppe im Jahr 2020 mit 60,29 % einen beträchtlichen Anteil an der Dispatch-Erzeugungskapazität<sup>(231)</sup> einschließlich der Nettoeinfuhren hatte. Der entsprechende Marktanteil betrug unter Berücksichtigung der gesamten Erzeugungskapazität im Jahr 2020 64,29 %. Diese Marktkonzentration könnte nachteilig für einen wirksamen Wettbewerb sein, da sie dem Markteintritt neuer Marktteilnehmer entgegenstehen und zu einem Liquiditätsrisiko führen könnte, indem sie die Anzahl der verfügbaren Versorgungsangebote beschränkt.
- (539) Tschechien führt aus, dass der Marktanteil von ČEZ voraussichtlich erheblich sinken werde und dass die Erzeugungskapazität, die durch das in Rede stehende Beihilfepaket gefördert werde (das Projekt), die Marktmacht von ČEZ auf dem tschechischen Strommarkt nicht wesentlich beeinflussen werde. Konkret wird erwartet, dass der Marktanteil von ČEZ an der Dispatch-Erzeugungskapazität (ohne EDU II) im Jahr 2040 auf 45,06 % und im Jahr 2050 auf 28,40 % sinken wird, während der Anstieg aufgrund des Projekts im Jahr 2040 bei 4,19 Prozentpunkten und im Jahr 2050 bei 5,23 Prozentpunkten liegen wird. Ebenso wird erwartet, dass der Marktanteil von ČEZ an der gesamten Erzeugungskapazität im Jahr 2040 auf 45,15 % und im Jahr 2050 auf 18,98 % sinken wird, während durch das Projekt im Jahr 2040 12,83 Prozentpunkte und im Jahr 2050 10,27 Prozentpunkte hinzukommen werden.
- (540) Die Kommission hat die diesen Schätzungen zugrunde liegenden Daten geprüft und hält sie für plausibel, aber konservativ, da die Dekarbonisierungspläne der tschechischen Behörden inzwischen ehrgeiziger geworden sind. Die vorstehenden Schätzungen des Marktanteils, die dem Oxera-Bericht entnommen sind, beruhen insbesondere auf den Annahmen, dass die meisten Kohlekraftwerke bis 2038 stillgelegt werden (Tschechien verwies insbesondere auf die Pläne von ČEZ, die Kohlekraftwerkskapazität bis 2025 um fast die Hälfte auf 3 GW und bis 2030 auf 2 GW zu reduzieren) und dass die vier Blöcke in Dukovany I in der Zeit von 2045 bis 2047 stillgelegt würden. Die Kommission geht davon aus, dass diese Annahmen eher konservativ sind, da Tschechien Pläne zum Kohleausstieg bis 2033 bestätigt hat. Daher dürfte der Marktanteil von ČEZ in den kommenden Jahren aufgrund der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken schneller abnehmen und zum voraussichtlichen Zeitpunkt der Inbetriebnahme von EDU II niedriger sein als im Oxera-Bericht angenommen. Darüber hinaus ist für den Weiterbetrieb der bestehenden kerntechnischen Anlagen in Dukovany I bis 2045-2047 eine Genehmigung des Amtes für nukleare Sicherheit erforderlich, die zum Zeitpunkt der Annahme des Beschlusses noch nicht vorlag.
- (541) Die Kommission ist der Ansicht, dass eine mögliche stärkere Einflussnahme von ČEZ auf den tschechischen Strommarkt infolge des Projekts ausreichend durch die Struktur des Projekts, die vorsieht, dass der gesamte von EDU II während der Laufzeit des Bezugsvertrags erzeugte Strom an die Zweckgesellschaft verkauft werden muss, durch die Tatsache, dass die Zweckgesellschaft und EDU II/ČEZ den Stromhandel nicht abstimmen können, und durch die für EDU II/ČEZ nach Ablauf des Bezugsvertrags geltenden Handelsverpflichtungen gemildert wird.

<sup>(231)</sup> Die Dispatch-Kapazität umfasst alle Wärmekraftwerke, Kernkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke.

- (542) Die Kommission stellt fest, dass es zur Liquidität der kurzfristigen Märkte in Tschechien beitragen wird, wenn die Zweckgesellschaft den Strom im Einklang mit den Verpflichtungen in Bezug auf den Stromhandel (siehe 3.6.4) vermarkten muss. Wenn auf dem Kurzfristmarkt ein stetiges Stromangebot zu diskriminierungsfreien Bedingungen sichergestellt wird, könnte dies den Markteintritt oder die Expansion von Anbietern erleichtern, die mit ČEZ auf dem Einzelhandelsmarkt im Wettbewerb stehen. Dies gilt insbesondere in dem Maße, in dem der von der Zweckgesellschaft vermarktete Strom andere bestehende Erzeugungskapazitäten von ČEZ ersetzt, die ČEZ auch unmittelbar für seine Einzelhandelstätigkeiten unter Umgehung des Großhandelsmarktes nutzen kann.
- (543) Im Hinblick auf die möglichen Auswirkungen der Maßnahme auf den Markteintritt neuer Akteure auf dem Erzeugungsmarkt verweist die Kommission an ihre Bewertung in Erwägungsgrund 415, aus der hervorgeht, dass das Projekt wahrscheinlich keine alternativen Investitionen verdrängen wird; es könnte allenfalls zu einer geringfügigen Verzögerung des Ausbaus der Windenergie kommen. Darüber hinaus werden durch die Vergütungsformel im Bezugsvertrag die Auswirkungen der Maßnahme auf den Wettbewerb bei marktbasierten Investitionen in erneuerbare Energien verringert, da dadurch finanzielle Anreize für einen effizienten Betrieb geschaffen werden und somit mögliche Verfälschungen der Merit-Order des Strommarkts oder die Verdrängung kostengünstigerer Technologien begrenzt werden (siehe Erwägungsgrund 534).
- (544) Die Kommission stellt außerdem fest, dass der erwartete Ausstieg aus der Steinkohle- und Braunkohleverstromung Tschechien zufolge zu einem erheblichen Kapazitätsabbau von etwa 6,5 GW führen werde und dass die erwartete Stilllegung der bestehenden Kernkraftwerksblöcke in Dukovany I in der Zeit von 2045 bis 2047 eine zusätzliche Erzeugungslücke von etwa 2 GW mit sich bringen werde, während durch das Projekt nur 1,2 GW hinzukämen. Außerdem werde in den nächsten anderthalb Jahrzehnten mit einem erheblichen Anstieg der prognostizierten Stromnachfrage gerechnet (siehe Erwägungsgrund 14).
- (545) Die Kommission nimmt ferner die Anmerkungen Tschechiens zur Kenntnis, dass der geografische Markt größer sei als Tschechien. Tatsächlich ist das Stromnetz Tschechiens eng mit benachbarten Mitgliedstaaten verbunden (siehe Fußnote 134), und die Stromerzeugung in anderen Mitgliedstaaten bestimmt häufig die Preise auf dem tschechischen Markt (siehe Erwägungsgründe 262, 551 und 552). Würde man einen Markt definieren, der über Tschechien hinausgeht, wäre der Marktanteil von ČEZ erheblich geringer, und ČEZ hätte noch weniger Möglichkeiten, den Wettbewerb zu beeinträchtigen, indem es Einfluss auf das Verhalten von EDU II nimmt. Auch wenn man von der möglichen enger gefassten Definition des Marktes ausgeht und einen separaten tschechischen Strommarkt betrachtet, würde ein solches Verhalten durch den Verbund des tschechischen Netzes mit seinen Nachbarn erheblich eingeschränkt.
- (546) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Beihilfe nicht zu einer verstärkten Marktkonzentration führt und nur begrenzte Auswirkungen auf die Investitionen hat.

#### *Mögliche Preismanipulation und Zurückhalten von Kapazitäten durch ČEZ*

- (547) Laut ACER <sup>(232)</sup> liegt ein manipulatives Zurückhalten von Kapazitäten beispielsweise vor, „wenn ein Marktteilnehmer mit der relativen Fähigkeit, den Preis oder das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage eines Energiegroßhandelsprodukts zu beeinflussen, ohne Grund beschließt, die verfügbare Produktions-, Speicher- oder Transportkapazität auf dem Markt nicht anzubieten oder wirtschaftlich zurückzuhalten. Das Zurückhalten von Stromerzeugungskapazitäten betrifft insbesondere die Praxis, verfügbare Erzeugungskapazitäten nicht auf dem Stromgroßhandelsmarkt wettbewerbsfähig anzubieten, obwohl ein wettbewerbsfähiges Angebot zu gewinnbringenden Transaktionen zu den geltenden Marktpreisen führen würde.“ Daher muss geprüft werden, ob der betreffende Marktteilnehmer durch ein solches Verhalten den Preis oder das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage auf dem Stromgroßhandelsmarkt beeinflussen kann.
- (548) Tschechien brachte vor, dass die ČEZ-Gruppe weder wirtschaftliche Anreize noch die Möglichkeit haben werde, die Großhandelspreise durch eine Drosselung der Leistung von EDU II in die Höhe zu treiben. Erstens weist Tschechien darauf hin, dass die entgangenen Einnahmen der ČEZ-Gruppe in einem hypothetischen Szenario, in dem EDU II ein ganzes Jahr lang keinen Strom erzeugen würde, bei Weitem nicht durch Mehreinnahmen ausgeglichen werden könnten, die durch den Verkauf des nichtabgesicherten Teils der Produktion im folgenden Jahr erzielt würden. Tschechien verweist darauf, dass eine geringere Leistung von EDU II zu einem Verlust von Cashflows führen würde und dass eine erhebliche Verringerung des Auslastungsfaktors die für den Schuldendienst verfügbaren Barmittel aufzehren und möglicherweise dazu führen würde, dass EDU II nicht in der Lage wäre, die RFH zu bedienen, oder sogar dazu führen könnte, dass die Cashflows nicht ausreichen, um die Betriebskosten zu decken.

<sup>(232)</sup> [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/remit/Documents/ACER\\_Guidance\\_on\\_REMIT\\_application\\_6th\\_Edition\\_Final.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/remit/Documents/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf).

- (549) Wie in Erwägungsgrund 39 erläutert, ist das Projekt für die ČEZ-Gruppe von entscheidender Bedeutung, insbesondere nach der schrittweisen Stilllegung bestehender Anlagen zur Stromerzeugung aus Kohle und möglicherweise auch aus Kernenergie, mit der bei Kohle bis 2033 und bei Kernenergie in der Zeit von 2045 bis 2047 gerechnet wird. Das Projekt soll zu einer Erhöhung des EBITDA der ČEZ-Gruppe um [10-20] % beitragen. Daher würde jedes Verhalten, das die finanziellen Ergebnisse des Projekts schmälert, erhebliche Auswirkungen auf die finanziellen Ergebnisse der ČEZ-Gruppe haben.
- (550) Zweitens stellt die Kommission fest, dass die Vergütungsformel des Bezugsvertrags Elemente enthält, die den Nutzen, den der Begünstigte durch manipulatives Zurückhalten von Kapazitäten erzielen kann, erheblich einschränken. Wie in Erwägungsgrund 533 erläutert, wird missbräuchliches Verhalten, das zu höheren Marktpreisen führt (z. B. das Zurückhalten von Kapazitäten), eingedämmt, da dies zu einem höheren Referenzpreis und damit zu einer niedrigeren Zahlung im Rahmen der Ex-post-Verrechnungskomponente führen würde. Obwohl diese Schutzmaßnahmen gegen das Zurückhalten von Kapazitäten nach dem Bezugsvertrag wegfallen, bleibt festzuhalten, dass es nach wie vor begrenzte Anreize für ein manipulatives Verhalten durch Zurückhalten von Kapazitäten geben wird. Auch wenn keine Ex-post-Verrechnung erfolgt, wird sich das Zurückhalten für die ČEZ-Gruppe aufgrund der erheblichen Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung eines solchen Kraftwerks nicht lohnen. Darüber hinaus wird zukünftiges missbräuchliches Verhalten durch den weitreichenden Verbund mit benachbarten Märkten eingeschränkt, da davon ausgegangen wird, dass das Stromerzeugungsumfeld auf einem vielfältigeren und stärker entwickelten Mix von Energiequellen beruhen wird und es dadurch schwieriger wird, die Preise durch Zurückhalten zu beeinflussen.
- (551) Drittens führt Tschechien aus, dass das Projekt angesichts des hohen Verbundgrads des tschechischen Strommarktes mit Österreich, Deutschland, Polen und der Slowakei voraussichtlich keine oder nur sehr begrenzte Auswirkungen auf die Preisgestaltung in Tschechien in der Zeit von 2030 bis 2050 haben werde, da der Marktpreis für die Verbundregion voraussichtlich während der überwiegenden Mehrheit der Stunden auf dem Preis von Strom beruhen werde, der außerhalb von Tschechien erzeugt wird. Wie in Fußnote 139 näher ausgeführt, ist Tschechien in der Tat besonders gut mit den benachbarten Stromnetzen verbunden, die daher in der Lage sind, einen erheblichen Einfluss auf die Preisbildung auf dem tschechischen Markt auszuüben. Dies steht im Einklang mit den Ergebnissen des Oxera-Berichts, in dem die Methode der Preisfestlegung auf dem tschechischen Strommarkt in der Zeit von 2030 bis 2050 untersucht wurde, und in dem der Schluss gezogen wurde, dass das Projekt als Preisnehmer fungieren wird, da sich der Preis in der überwiegenden Mehrheit der Stunden nach dem Preis externer Stromerzeuger und in den verbleibenden Stunden hauptsächlich nach dem Preis tschechischer Gas- und Braunkohlekraftwerke richten wird. Mit der zunehmenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dürfte auch die Zahl der Stunden, in denen der Preis null beträgt, erheblich zunehmen und bis 2050 etwa 16 % erreichen.
- (552) Die Kommission stellt fest, dass diese Schlussfolgerungen mit den Ergebnissen einer Analyse<sup>(233)</sup> der Gemeinsamen Forschungsstelle (JRC) der Kommission im Einklang stehen, aus der hervorgeht, dass im Jahr 2022 aufgrund der geografischen Lage und der hohen Verbundkapazität die Preise auf dem tschechischen Strommarkt überwiegend von der Marktdynamik der Nachbarländer bestimmt wurden, was sich darin zeigt, dass der Anteil der von externen Stromerzeugern festgelegten Preisstunden in Tschechien bei über 90 % lag, was eine der höchsten Quoten in der EU ist. Ein wichtiger Faktor, der die tschechischen Strompreise beeinflusst, ist der benachbarte deutsche Markt, der aufgrund seiner Größe und der wachsenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Preismuster seiner Handelspartner zunehmend bestimmt. Da der Stromhandel zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern zunimmt, unterliegen deren Strompreise vermehrt Schwankungen in Deutschland<sup>(234)</sup>. Tatsächlich waren die tschechischen Stundenpreise für Strom auf dem Day-Ahead-Markt in 48 % der Stunden zwischen 2021 und 2023 fast identisch (d. h. die Abweichung betrug weniger als 1 %) <sup>(235)</sup>. Laut der Analyse des JRC ist davon auszugehen, dass dieser Trend bis 2030 anhält, wenn externe Stromerzeuger in etwa 80 % der Preisstunden in Tschechien die Preise voraussichtlich bestimmen werden. Im Jahr 2030 dürfte Erdgas (zu etwa 50 % der Zeit) das preisbestimmende Element auf dem tschechischen Strommarkt sein, gefolgt von Braunkohle, Öl, erneuerbaren Energiequellen und Kernenergie.

<sup>(233)</sup> Informationen zur Merit-Order und der Dynamik der Preisfestlegung auf den europäischen Strommärkten sind hier abrufbar: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300>.

<sup>(234)</sup> BloombergNEF: EU Power Weekly: Identifying Europe's 'Macrogrids', 10. Februar 2020.

<sup>(235)</sup> ENTSO-E Transparency Platform.

- (553) Viertens gibt Tschechien an, dass die Strommarktergebnisse zwischen den stündlichen Verrechnungszeiträumen erheblich variieren könnten und dass die Gesamtmarktanteile der Stromerzeugung kein vollständiges Bild der Marktmacht vermitteln würden. Tschechien ist der Auffassung, dass Kennzahlen wie der „Residual Supply Index“<sup>(236)</sup> nützlich seien, um zu beurteilen, inwieweit ein Stromerzeuger unabhängig von seinen Wettbewerbern agieren kann, da dieser Index messe, in welchem Umfang ein Stromerzeuger die Restnachfrage decken muss. Wie aus der Analyse im Oxera-Bericht hervorgeht, dürfte die pivotale Stellung von ČEZ nach dem „Residual Supply Index“ von 2030 bis 2050 stark zurückgehen. Während ČEZ im Jahr 2030 voraussichtlich in fast allen Stunden pivotal sein wird, sinkt der Anteil der Stunden, in denen ČEZ pivotal ist, bis 2050 auf unter 10 %. Wichtig ist, dass dieser Trend durch die Inbetriebnahme des Projekts nur geringfügig beeinflusst wird, da die pivotale Stellung von ČEZ aufgrund des Projekts nur um 14 % zunimmt und dieser Effekt bis 2050 voraussichtlich nicht mehr zu beobachten sein wird. Die Kommission stellt fest, dass die Wahrscheinlichkeit von Preismanipulationen im Allgemeinen steigt, wenn ČEZ eine marktbeherrschende Stellung einnimmt. Bei Marktanteilen von in der Regel über 50 % auf einem bestimmten relevanten Markt wird eine marktbeherrschende Stellung aufgrund der sehr hohen Anteile an sich vermutet, und außer in Ausnahmefällen sind diese hohen Anteile ein Beleg dafür, dass eine marktbeherrschende Stellung vorliegt<sup>(237)</sup>. Gleichzeitig sind Marktanteile für die Beurteilung der Marktbeherrschung nur der Ausgangspunkt, und es müssen auch noch andere Aspekte berücksichtigt werden<sup>(238)</sup>. Die Kommission stellt in diesem Zusammenhang fest, dass die Marktanteile von ČEZ bei der Stromerzeugung im Laufe der Zeit zurückgehen und insbesondere im Jahr 2040 deutlich und in jedem Fall bis 2050 unter 45 % sinken werden. Darüber hinaus hat die Kommission keine Hinweise darauf gefunden, dass die von ČEZ entwickelte pivotale Stellung nicht korrekt und plausibel ist. In den Stellungnahmen Dritter wurden insbesondere nur in sehr begrenztem Umfang Bedenken hinsichtlich einer möglichen Marktverzerrung durch das Projekt geäußert.
- (554) Fünftens verwies Tschechien auf die Ergebnisse des Oxera-Berichts, wonach die Inbetriebnahme von EDU II insofern nur geringe Auswirkungen haben werde, als der Strompreis auf dem tschechischen Markt in der Zeit von 2040 bis 2050 um etwa 2 EUR pro MWh sinken werde.
- (555) In Anbetracht der vorstehenden Argumente ist die Kommission abschließend der Auffassung, dass Wettbewerbsverfälschungen im Hinblick auf ein mögliches Zurückhalten von Kapazitäten auf ein Minimum beschränkt werden. Darüber hinaus ist die Kommission der Ansicht, dass die Marktliquiditätsrisiken, die entstehen könnten, angesichts der derzeitigen Ausgestaltung der Maßnahme gering sind, und die Auswirkungen auf Preise, Investitionen und grenzüberschreitende Ströme minimiert werden.

#### 8.3.3.6.4. Rolle der Zweckgesellschaft auf dem Markt

- (556) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission zunächst die Auffassung, dass die Zweckgesellschaft in ihrer zu diesem Zeitpunkt bekannten Form grundsätzlich geeignet ist, mögliche wettbewerbsrechtliche Bedenken auszuräumen. Die Auswirkungen dieser Form auf den Markt und insbesondere die Rolle der Zweckgesellschaft waren jedoch nach wie vor schwer zu bewerten, da Tschechien kontinuierlich Änderungen an der Projektstruktur vornahm und somit keine hinreichend gesicherten Informationen vorlagen. Aus diesem Grund äußerte die Kommission Zweifel hinsichtlich der Auswirkungen der Zweckgesellschaft auf den Markt.
- (557) Im Anschluss an den Einleitungsbeschluss hat Tschechien in mehreren Vorlagen die Rolle der Zweckgesellschaft für die Marktlage in Tschechien näher ausgeführt (siehe Erwägungsgründe 273 bis 278).
- (558) Unter Berücksichtigung dieser Vorlagen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass Tschechien den Sachverhalt, der die Kommission dazu veranlasst hat, Zweifel im Einleitungsbeschluss zu äußern, auch durch weitere Erläuterungen hinreichend geklärt hat. Dafür werden folgende Gründe angeführt:

<sup>(236)</sup> Der „Residual Supply Index“ wird berechnet als das Verhältnis zwischen der gesamten verfügbaren Kapazität abzüglich der Kapazität des Unternehmens, dividiert durch die Restnachfrage.

<sup>(237)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 3. Juli 1991, AKZO Chemie BV/Kommission der Europäischen Gemeinschaften, C-62/86, ECLI:EU:C:1991:286, Rn. 60.

<sup>(238)</sup> Urteil des Gerichtshofs vom 13. Februar 1979, Hoffmann-La Roche & Co./Kommission, 85/76, ECLI:EU:C:1979:36, Rn. 39 bis 41.

- (559) Erstens hatte die Kommission Bedenken hinsichtlich der Autonomie der Zweckgesellschaft, insbesondere ob sie in ausreichendem Maße als gewinnmaximierendes Privatunternehmen handeln würde. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, dass die Zweckgesellschaft und EDU II den Betrieb des Kernkraftwerks einerseits und den Handel mit dem erzeugten Strom andererseits nicht untereinander abstimmen können. Während ČEZ der alleinige Anteilseigner von EDU II ist (siehe Abschnitt 3.2.1), werden die Anteile an der Zweckgesellschaft ausschließlich von Tschechien gehalten, sodass ČEZ keine Möglichkeit zur Abstimmung hat. Da Tschechien jedoch sowohl an ČEZ (siehe Erwägungsgrund 32) als auch an der Zweckgesellschaft eine Mehrheitsbeteiligung hält, wäre es denkbar, dass Tschechien selbst den Betrieb des Kernkraftwerks einerseits und das Handelsverhalten der Zweckgesellschaft andererseits abstimmt, um die Gewinne von ČEZ zu maximieren.
- (560) Die Kommission stellt fest, dass durch die Leitungsstruktur der Zweckgesellschaft sichergestellt wird, dass die Entscheidungsfindung in Bezug auf die Handelsstrategie von EDU II getrennt ist, sodass die Autonomie gewährleistet ist und das Risiko einer unzulässigen Einflussnahme minimiert wird. Dies ist besonders deshalb wichtig, weil es unwahrscheinlich ist, dass Tschechien seine Mehrheitsbeteiligung an ČEZ und damit an EDU II einerseits und seine Kontrolle über die Zweckgesellschaft andererseits dazu nutzen wird, die Gewinne von ČEZ zu maximieren, von denen es potenziell und indirekt durch Dividendenzahlungen, durch die Erhöhung der Erzeugungskapazität von ČEZ und die gleichzeitige neue vertikale Verbindung zu den Groß- und Einzelhandelsmärkten durch die Zweckgesellschaft profitiert. Auf diese Weise ist nach Auffassung der Kommission sichergestellt, dass die Funktionsweise und die Handelsstrategie der Zweckgesellschaft nicht durch die Eigeninteressen eines Marktteilnehmers (ČEZ) beeinflusst werden und weiterhin mit den umfassenderen Zielen des öffentlichen Interesses, nämlich der Versorgungssicherheit und erschwinglichen Energiepreisen, in Einklang stehen.
- (561) Zweitens gab die Möglichkeit, dass die Struktur der Zweckgesellschaft Marktsignale verfälschen könnte, insbesondere in Bezug auf den Dispatch des Kraftwerks, Anlass zu Bedenken. Gemäß dem überarbeiteten Bezugsvertrag hat die Zweckgesellschaft jedoch keinen Einfluss auf die Dispatch-Entscheidung des Kraftwerks, das vollständig unter der Kontrolle von EDU II steht. Wie in Abschnitt 8.3.3.5.1.2 festgestellt, bietet die Vergütungsformel ausreichende Anreize für EDU II, wirkungsvoll auf dem Strommarkt zu agieren, wodurch Verfälschungen des Marktpreissignals oder der Merit-Order begrenzt werden.
- (562) Außerdem stellt die Kommission fest, dass die Inbetriebnahme des KKW nach der von Tschechien angeführten Oxera-Analyse<sup>(239)</sup> keine wesentlichen Auswirkungen auf die Großhandelspreise für Strom oder die Stellung von ČEZ auf dem Markt haben wird. Das KKW würde die Großhandelspreise für Strom nicht wesentlich beeinflussen. Dies bestätigt, dass die Geschäftstätigkeit der Zweckgesellschaft und die Inbetriebnahme des Kraftwerks die Marktdynamik nicht verfälschen und bestimmten Akteuren keinen ungerechtfertigten Vorteil verschaffen werden.
- (563) Drittens führte die Ungewissheit darüber, wie die Zweckgesellschaft ihren Strom insbesondere an industrielle Verbraucher verkaufen wird, zu erheblichen Bedenken. Tschechien sicherte daraufhin zu, dass die Zweckgesellschaft mindestens 70 % des von EDU II erzeugten Stroms an Börsen verkaufen werde (siehe Erwägungsgrund 112) und den Rest im Rahmen von Auktionen zu Bedingungen, die Wettbewerbsverfälschungen auf dem Strommarkt bzw. den Strommärkten verhindern (siehe Erwägungsgrund 113).
- (564) Tschechien erläuterte, dass die geplanten Parameter der künftigen Auktionen für Strom aus Kernenergie geschätzte Losgrößen von 1 bis 10 MW und Auktionsvertragslaufzeiten von einem Jahr, einem Vierteljahr oder kürzer umfassen würden. Die Auktionen würden nach dem „Pay-as-bid“-Verfahren organisiert, wobei ein Mindestpreis festgelegt werde, der frühestens ein bis zwei Tage vor dem Ende der Gebotsfrist bekannt gegeben werde. Darüber hinaus würden die Auktionen vierteljährlich bis jährlich stattfinden, und transparente Regeln für die Ankündigungsfrist von 30 Tagen vor Beginn der Auktion gelten. Schließlich dürfte die Auktion nicht länger als sieben Kalendertage dauern, wobei die Ergebnisse innerhalb der darauffolgenden Woche bekannt gegeben würden. Dies gelte sowohl für Auktionen während der Laufzeit des Bezugsvertrags als auch für die Zeit danach. Diese vorgesehenen Parameter stellen hinreichend sicher, dass die Auktionen tatsächlich diskriminierungsfrei durchgeführt werden können und eine ausreichend große Gruppe von Marktteilnehmern in der Lage ist, wirksam und transparent Gebote abzugeben.

<sup>(239)</sup> Siehe Oxera-Bericht.

- (565) Unter außergewöhnlichen Umständen ist EDU II berechtigt, Strom direkt auf dem Großhandelsmarkt zu verkaufen. Dies ist jedoch nur dann der Fall, wenn die Zweckgesellschaft ihrer Abnahmeverpflichtung im Rahmen des Bezugsvertrags nicht nachkommt. Unter diesen Umständen läuft der Betrieb des Kraftwerks weiter und der Strom muss auf den Markt gelangen. Die Ausweichmöglichkeit für EDU II, den Strom direkt zu verkaufen, erscheint daher angemessen. Es muss jedoch vermieden werden, dass EDU II dadurch alle Beschränkungen umgehen kann, die eingeführt wurden, um einen diskriminierungsfreien Stromverkauf zu gewährleisten. Die Kommission stellt fest, dass Tschechien zugesagt hat, dass EDU II in diesem Fall den gesamten erzeugten Strom als Preisnehmer auf dem Spotmarkt verkaufen werde. Dabei kann EDU II weder einen bestimmten Käufer auswählen (da der Verkauf an einer anonymen Börse stattfindet) noch den Preis oder die Verkaufsbedingungen bestimmen (da Standardprodukte zum Grenzpreis an der Börse verkauft werden). Dies steht auch im Einklang mit dem zugrunde liegenden Problem, das gelöst werden muss: Wenn die Zweckgesellschaft den erzeugten Strom nicht abnimmt, muss eine schnelle Lösung gefunden werden, um die Erzeugungsleistung des Kraftwerks zu veräußern. Den Spotmarkt als Preisnehmer zu nutzen, wäre eine schnelle und zuverlässige Lösung. Vor dem Hintergrund dieser Verpflichtungen ist die Kommission der Ansicht, dass die Ausweichlösung, d. h. außerordentliche Direktverkäufe durch EDU II, keine zusätzlichen wettbewerbsrechtlichen Bedenken aufwirft.
- (566) Selbst in Ausnahmefällen, in denen die Liquidität der betreffenden Börsen erheblich abnimmt, würden sich diese Handelsbedingungen nicht ändern, und die Zweckgesellschaft könnte das Verhältnis der Zuteilung des erzeugten Stroms zu den Handelsplattformen nur vorübergehend ändern. Genauer gesagt könnten in solchen Fällen 50 % des erzeugten Stroms an den Börsen und 50 % über Auktionen gehandelt werden (siehe Erwägungsgründe 117 und 118). Dieses transparente Verfahren gewährleistet einen gleichberechtigten Zugang zum erzeugten Strom und stärkt die Integrität des Marktes.
- (567) Viertens versicherte Tschechien, dass die Zweckgesellschaft und ČEZ unabhängig voneinander mit unterschiedlichen Leitungs- und Managementstrukturen arbeiten würden. Sollte die Zweckgesellschaft ihre Handelstätigkeiten auslagern, würde dies im Rahmen einer diskriminierungsfreien öffentlichen Ausschreibung erfolgen, um sicherzustellen, dass kein Unternehmen einen ungerechtfertigten Vorteil erhält. Was ČEZ betrifft, darf die Zweckgesellschaft ihren Stromhandel jedoch nicht an die ČEZ-Gruppe oder an Unternehmen, die Teil der ČEZ-Gruppe sind, auslagern (siehe Erwägungsgrund 46). Mit dieser Verpflichtung Tschechiens wird sichergestellt, dass ČEZ nicht faktisch die Kontrolle über den Verkauf der Leistung von EDU II im Wege der Übertragung zurückerlangt und die Auswirkungen der Struktur der Zweckgesellschaft auf diese Weise umgangen werden.
- (568) Die Kommission stellt fest, dass ČEZ als Projektträger und alleiniger Anteilseigner von EDU II die Geschäftstätigkeit von EDU II überwachen wird. Die direkte Beteiligung von ČEZ wird sich auf die Bereitstellung von Eigenkapital für EDU II und möglicherweise auf die Erbringung gemeinsamer Dienstleistungen für EDU II zu marktüblichen Bedingungen beschränken.
- (569) Die Kommission stellt außerdem fest, dass ČEZ und der Empfänger staatlicher Beihilfen, EDU II (als Entwickler, Eigentümer und Betreiber des KKW), durch die Leitungsstruktur voneinander getrennt sein werden. EDU II wird eine eigenständige juristische Person mit einem eigenen Vorstand und einer eigenen Geschäftsführung mit treuhänderischer Verantwortung für das Unternehmen EDU II sein. EDU II wird sowohl in finanzieller als auch in betrieblicher Hinsicht unabhängig verwaltet und unterliegt behördlicher Aufsicht. EDU II wird über eine definierte Berichterstattungsstruktur für die Kommunikation mit ČEZ als Muttergesellschaft verfügen. Mit der Leitungsstruktur wird die Unabhängigkeit von EDU II von ČEZ sichergestellt, indem die Möglichkeiten von ČEZ, sich unangemessen in den täglichen Betrieb von EDU II einzumischen, wirksam eingeschränkt werden. EDU II wird auf der Grundlage der durch die Vergütungsformel geschaffenen Anreize im Einklang mit seiner eigenen Geschäftsstrategie handeln. Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass Tschechien den Sachverhalt, der die Kommission dazu veranlasst hat, im Einleitungsbeschluss Zweifel zu äußern, durch weitere Erläuterungen zum Verhältnis zwischen der Zweckgesellschaft, EDU II und ČEZ hinreichend geklärt hat.
- (570) Die Kommission räumt ein, dass es zu einer unzulässigen Einflussnahme kommen könnte, wenn die Handelsaktivitäten der Zweckgesellschaft ausgelagert würden. Diese Risiken werden jedoch dadurch erheblich verringert, dass Tschechien zusichert, eine offene, diskriminierungsfreie Ausschreibung für eine solche Auslagerung durchzuführen, wobei eine Auslagerung an ČEZ ausgeschlossen ist, und vertragliche Bestimmungen sicherstellen, dass die Zweckgesellschaft weiterhin für die Handelsstrategie verantwortlich ist.
- (571) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass Tschechien die ursprünglich geäußerten Bedenken angemessen ausgeräumt hat. Die beschriebenen Maßnahmen und die getroffenen Schutzvorkehrungen gewährleisten die Funktionsfähigkeit und eine angemessene Wettbewerbsfähigkeit des Marktes. Die Kommission hat daher keine weiteren Zweifel hinsichtlich der Auswirkungen der vorgeschlagenen Rolle der Zweckgesellschaft auf den Markt.

#### 8.3.3.6.5. Schlussfolgerung zu übermäßig negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel

- (572) Unter Zugrundelegung ihrer Überlegungen in den Abschnitten 8.3.3.6.1, 8.3.3.6.2, 8.3.3.6.3, 8.3.3.6.4 und in Anbetracht der Zusagen von Tschechien schätzt die Kommission ein, dass das Potenzial für Wettbewerbsverfälschungen insgesamt begrenzt ist.

#### 8.3.4. *Abwägung der positiven Auswirkungen der Beihilfe gegen die negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel*

- (573) Nach sorgfältiger Prüfung in Abschnitt 8.3.2 dieses Beschlusses erkennt die Kommission an, dass das Maßnahmenpaket darauf abzielt, Investitionen in die Kernenergie zu fördern und somit zur Entwicklung einer Wirtschaftstätigkeit, d. h. der Stromerzeugung aus Kernenergie, und gleichzeitig zur Sicherheit der Stromversorgung beizutragen.
- (574) Die Kommission stellt ferner fest, dass diese Tätigkeit auf der Grundlage der Zusage, die in der EU-Taxonomieverordnung festgelegten technischen Bewertungskriterien für Wirtschaftstätigkeiten im Kernenergiesektor umzusetzen, als ökologisch nachhaltige Investition im Sinne dieser Verordnung betrachtet wird.
- (575) Die Kommission räumt ein, dass die Investition ohne die Beihilfe, einschließlich aller drei Maßnahmen, die das Beihilfepaket bilden, nicht durchgeführt werden kann. Die Beihilfe ist daher für die Entwicklung dieses Wirtschaftszweigs erforderlich.
- (576) Die Kommission gelangte zu dem Schluss, dass die Kombination aus Bezugsvertrag mit einer auf 40 Jahre verkürzten Laufzeit, RFH und dem Mechanismus zum Schutz vor Änderungen der Rechtsvorschriften wie in den angemeldeten Maßnahmen vorgesehen ein geeignetes Instrument darstellt. Im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens ergaben sich keine Hinweise darauf, dass andere Maßnahmen mit geringeren wettbewerbsverfälschenden Auswirkungen gleichermaßen wirksam gewesen wären.
- (577) Die Beihilfe wird in angemessener Weise gewährt, da der Begünstigte keine zusätzlichen Gewinne über das hinaus einbehält, was unbedingt erforderlich ist, um den wirtschaftlichen Betrieb und die Rentabilität des Kernkraftwerks sicherzustellen. Durch die verkürzte Laufzeit des Bezugsvertrags wird sichergestellt, dass das Kraftwerk nach Rückzahlung der Kapitalkosten in vollem Umfang Preisrisiken ausgesetzt ist.
- (578) Die Kommission stellt insbesondere fest, dass die Vergütungsformel auch während der Laufzeit des Kaufvertrags starke Anreize für EDU II bietet, das Kraftwerk effizient zu betreiben und die vorhandenen flexiblen Kapazitäten zu nutzen, um auf Marktpreise zu reagieren.
- (579) Die regelmäßige Überprüfung klar definierter Einflussgrößen für das Finanzmodell, die eine Anpassung nach oben und unten ermöglichen, stellt sicher, dass die derzeit bestehenden erheblichen Unsicherheiten in Bezug auf Kapital- und Betriebskosten für den Begünstigten nicht zu einer Überkompensation führen. Mit einem Gewinnbeteiligungsmechanismus wird außerdem sichergestellt, dass EDU II weiterhin einen Anreiz hat, das Kraftwerk so effizient wie möglich zu betreiben und gleichzeitig eine höhere Eigenkapitalrendite mit dem Staat zu teilen, um so eine Überkompensation im Falle einer unerwartet positiven Entwicklung der Kosten oder Einnahmen zu begrenzen.
- (580) Die angestrebte Eigenkapitalrendite von [9 bis 11] % ist angesichts des mit dem Projekt verbundenen Risikos angemessen, wobei die risikomindernden Auswirkungen der Beihilfemaßnahmen gebührend berücksichtigt werden.
- (581) Die Kommission stellt außerdem fest, dass ČEZ die Handelstätigkeiten der Zweckgesellschaft nicht kontrollieren wird und Beschränkungen unterliegt, die den Anreiz und die Möglichkeit begrenzen, eine sich aus der Maßnahme ergebende gestärkte Marktstellung zu missbrauchen. Die Ausübung von Marktmacht wird auch durch den hohen Verbundgrad des tschechischen Netzes eingeschränkt. Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass die Handelsverpflichtungen einen konstanten Stromverkauf durch die Zweckgesellschaft und anschließend durch ČEZ zu diskriminierungsfreien Bedingungen an alle Marktteilnehmer gewährleisten, was die Liquidität auf dem kurzfristigen Stromgroßhandelsmarkt verbessern und dem Wettbewerb auf den Einzelhandelsmärkten zugutekommen könnte.
- (582) Auf der Grundlage der Erwägungen in Abschnitt 8.3.3 und unter Berücksichtigung der von den tschechischen Behörden und dem Beihilfeempfänger gemachten Zusagen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die potenziellen Wettbewerbsverfälschungen insgesamt begrenzt sind.

- (583) Nach gründlicher Abwägung und Berücksichtigung der Zusagen ist die Kommission zu dem Schluss gelangt, dass sich die aus der Maßnahme ergebenden Wettbewerbsverfälschungen auf das notwendige Minimum beschränken und durch die positiven Effekte der Beihilfemaßnahme wettgemacht werden.

8.3.5. *Schlussfolgerung zur Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt*

- (584) Ausgehend von der vorstehenden Würdigung und in Anbetracht der besonderen Umstände des vorliegenden Falls ist die Kommission zu dem Schluss gekommen, dass das von den tschechischen Behörden angemeldete und nachträglich geänderte Maßnahmenpaket mit den unterbreiteten Zusagen nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.

9. **SCHLUSSFOLGERUNG**

- (585) Die geänderte Maßnahme ist auf der Grundlage des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar.
- (586) Die Kommission stellt fest, dass ihr der Entwurf des Bezugsvertrags, der Investorenvereinbarung und der rückzahlbaren Finanzhilfe, wie sie bisher zwischen dem tschechischen Staat, ČEZ und EDU II vereinbart wurden, zur Bewertung vorgelegt wurden. Die tschechischen Behörden erklären, dass die übrigen allgemeinen und besonderen Bedingungen sowie die endgültigen Finanzdokumente Standardklauseln enthalten werden, die jeder Investor für ein ähnliches Projekt anstreben würde (siehe Erwägungsgrund 194). Da die Kommission nicht die Möglichkeit hatte, die endgültigen Unterlagen zu überprüfen, müssen die tschechischen Behörden sie, sollten sie eine Änderung der in diesem Beschluss dargelegten Maßnahme bewirken, bei der Kommission anmelden —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

*Artikel 1*

Die von Tschechien geplante Beihilfe für den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks am Standort Dukovany ist mit dem Binnenmarkt vereinbar.

*Artikel 2*

Dieser Beschluss ist an die Tschechische Republik gerichtet.

Brüssel, den 30. April 2024

*Für die Kommission*  
Margrethe VESTAGER  
Exekutiv-Vizepräsidentin

## ANHANG

**Im Finanzmodell berücksichtigte Einflussgrößen, die Änderungen unterliegen****Nach der EPC-Ausschreibung**

| Einflussgröße                                   | Beschreibung der Einflussgröße                                     | Blatt | Zeile | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|-------|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Dauer von Entwicklungsphase 2                   | Dauer von Phase 2 der Projektentwicklung                           | Inp_C | 43    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der genaue Zeitplan wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                           |
| Dauer der Bauzeit                               | Dauer der Bauzeit des Projekts                                     | Inp_C | 47    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der genaue Zeitplan wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                           |
| Gesamtbetriebsdauer                             | Gesamtbetriebsdauer des Projekts (ohne Probebetrieb)               | Inp_C | 51    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der genaue Zeitplan wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                           |
| Grundinvestitionsausgaben — Entwicklungsphase 2 | Kosten für Phase 2 der Projektentwicklung                          | Inp_C | 59    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                  |
| Grundinvestitionsausgaben — Bauphase            | Kosten für die Bauphase des Projekts                               | Inp_C | 60    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                  |
| Bruttokapazität des Kraftwerks                  | Bruttokapazität des Kraftwerks (ohne Abzug für den Eigenverbrauch) | Inp_C | 112   | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. |
| Eigenverbrauch                                  | Für den Betrieb des Kraftwerks benötigte Verbrauchsmenge           | Inp_C | 113   | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. |

| Einflussgröße                                           | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                                                                          | Blatt | Zeile                                 | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Verfügbarkeit während des Probebetriebs                 | Verfügbarkeit des Kraftwerks während des Probebetriebs                                                                                                                  | Inp_C | 132                                   | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Verfügbarkeit nach dem Probebetrieb                     | Verfügbarkeit des Kraftwerks während des Vollbetriebs                                                                                                                   | Inp_C | 135, 138                              | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Aufteilung der Investitionsausgaben Entwicklungsphase 2 | Ausgabenprofil in Phase 2 der Projektentwicklungsphase                                                                                                                  | Inp_V | 43-48<br>(ausgewählt bei Inp_C 65)    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten und der genaue Zeitplan werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Aufteilung der Investitionsausgaben während des Baus    | Ausgabenprofil während des Baus                                                                                                                                         | Inp_V | 53-61<br>(ausgewählt bei Inp_C 66)    | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten und der genaue Zeitplan werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Annahmen zur Verfügbarkeit                              | Jahresprofil der Verfügbarkeit des Kraftwerks                                                                                                                           | Inp_V | 70-82<br>(ausgewählt bei Inp_C 138)   | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Parameter, die sich auf die Annahmen zur Verfügbarkeit auswirken, hängen von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. Die Aktualisierung kann jedoch nicht zu einer Verringerung der im Finanzmodell vom 15. März 2024 enthaltenen Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit führen, die auf den Entwürfen des Kraftwerks beruhen, die den Mindestanforderungen für europäische Versorgungsunternehmen für LWR-Kernkraftwerke entsprechen. |
| Variable Kosten                                         | Kosten, die weitgehend durch die Leistung des Kraftwerks bestimmt werden (z. B. Kernbrennstoff, Entsorgung nichtradioaktiver Abfälle, Rückstellung für die Stilllegung) | Inp_V | 143-220<br>(ausgewählt bei Inp_C 226) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Fixkosten                                               | Kosten, die unabhängig von der Leistung des Kraftwerks anfallen (z. B. Löhne, Büromaterial, Sicherheit)                                                                 | Inp_V | 237-279<br>(ausgewählt bei Inp_C 225) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |

| Einflussgröße                                            | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                       | Blatt | Zeile                                 | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                         |
|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Lebenszykluskosten                                       | Kosten, die für den Austausch und die umfassende Instandsetzung von Komponenten des KKW anfallen                     | Inp_V | 286-295<br>(ausgewählt bei Inp_C 227) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. |
| Betriebskosten                                           | Profil der Werte des Parameters c in der Vergütungsformel.                                                           | Inp_V | 502-506                               | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Kosten werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. |
| Mehrkosten aufgrund des Lastfolgebetriebs                | Kosten, die nicht in anderen Kostenpositionen erfasst werden und durch den Lastfolgebetrieb des Kraftwerks entstehen | Inp_V | 300-304<br>(ausgewählt bei Inp_C 228) | Durch das Ergebnis der EPC-Ausschreibung begründet (die Kosten werden auf der Grundlage der technischen Spezifikationen des Bieters angegeben)       |
| Ausgangsschulden — fester/variabler Zinssatz             | Festlegung, ob der Zinssatz für die RFH ein fester oder variabler Zinssatz ist                                       | Inp_C | 337                                   | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                    |
| Ausgangsschulden — Zinssatz — Marge während des Betriebs | Die Fremdkapitalkosten für die RFH während der Betriebsphase                                                         | Inp_C | 346-356                               | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                    |
| Ausgangsschulden — Gebühren                              | Gebühren im Zusammenhang mit der Sicherung der RFH                                                                   | Inp_C | 359-361                               | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                    |
| Standby-Schulden — Rückzahlungsmodus                     | Hauptrückzahlungsoption von Standby-Schulden                                                                         | Inp_C | 376                                   | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                    |

| Einflussgröße                                            | Beschreibung der Einflussgröße                                                              | Blatt | Zeile   | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Standby-Schulden — fester/variabler Zinssatz             | Festlegung, ob der Zinssatz für die Standby-Schulden ein fester oder variabler Zinssatz ist | Inp_C | 380     | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Standby-Schulden — Zinssatz — Marge während des Betriebs | Die Fremdkapalkosten für die Standby-Schulden während der Bauphase                          | Inp_C | 389-399 | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Standby-Schulden — Gebühren                              | Gebühren im Zusammenhang mit der Sicherung der Standby-Schulden                             | Inp_C | 402-404 | Wird aktualisiert, um den Bedingungen der RFH Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Abschreibung der Brennstoffkosten                        | Dauer der Abschreibung der Brennstoffkosten                                                 | Inp_C | 230     | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                  |
| Abschreibung der Lebenszykluskosten                      | Dauer der Abschreibung der Lebenszykluskosten                                               | Inp_C | 233     | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                  |
| Betriebskapitaltage                                      | Tage zwischen Stromerzeugung und Zahlung                                                    | Inp_C | 251-253 | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen (Zahlungsbedingungen mit dem EPC-Anbieter und der Zweckgesellschaft). Die aktuellen Annahmen im Modell können aktualisiert werden, um sie an die Bedingungen für die Inanspruchnahme und Rückzahlung der RFH und an alle vertraglichen Bestimmungen des EPC-Vertrags anzupassen. |
| Beginn der aktiven Schuldenfinanzierungsperiode          | Beginn der Inanspruchnahme der RFH                                                          | Inp_C | 276     | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der genaue Zeitplan ist an den Beginn der Entwicklungsphase 2 gebunden und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                     |
| Beschränkung der Dividenden durch Gewinnrücklagen        | Festlegung, ob Dividenden durch Gewinnrücklagen beschränkt sind                             | Inp_C | 455     | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Im EPC-Angebot sind die Baukosten und damit der Schuldenbetrag und die endgültige Finanzierungsstruktur festgelegt. Auch die Form des Eigenkapitals könnte sich auf diese Einflussgröße auswirken.                                                                              |

| Einflussgröße                                                                              | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                 | Blatt | Zeile                                 | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Profil der Referenzmenge (k)                                                               | Profil der Werte für den Parameter k in der Vergütungsformel                                                   | Inp_V | 473-485<br>(ausgewählt bei Inp_C 185) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Profil des Parameters Alpha                                                                | Profil der Werte für den in der Vergütungsformel verwendeten Parameter Alpha                                   | Inp_V | 489-493<br>(ausgewählt bei Inp_C 187) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Der Parameter hängt von den technischen Spezifikationen und den Betriebskosten der Anlage ab und wird auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Annahmen zum Lastfolgebetrieb — aus dem Einnahmemodell eingefügt — in % der Einnahmen      | Auswirkungen auf die Einnahmen, die den Nutzen des Lastfolgebetriebs darstellen (im Einnahmemodell modelliert) | Inp_V | 523-540<br>(ausgewählt bei Inp_C 198) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Parameter, die sich auf die Annahmen zur Verfügbarkeit des Lastfolgebetriebs auswirken, hängen von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. Die Aktualisierung kann jedoch nicht zu einer Verringerung der im Finanzmodell vom 15. März 2024 enthaltenen Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit führen, die auf den Entwürfen des Kraftwerks beruhen, die den Mindestanforderungen für europäische Versorgungsunternehmen für LWR-Kernkraftwerke entsprechen. |
| Annahmen zum Lastfolgebetrieb — aus dem Einnahmemodell eingefügt — in % der Betriebskosten | Auswirkungen auf die Kosten, die den Nutzen des Lastfolgebetriebs darstellen (im Einnahmemodell modelliert)    | Inp_V | 536-542<br>(ausgewählt bei Inp_C 199) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl Rechnung zu tragen. Die Parameter, die sich auf die Annahmen zur Verfügbarkeit des Lastfolgebetriebs auswirken, hängen von den technischen Spezifikationen des Kraftwerks ab und werden auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt. Die Aktualisierung kann jedoch nicht zu einer Verringerung der im Finanzmodell vom 15. März 2024 enthaltenen Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit führen, die auf den Entwürfen des Kraftwerks beruhen, die den Mindestanforderungen für europäische Versorgungsunternehmen für LWR-Kernkraftwerke entsprechen. |
| Angestrebter Schuldendienstdeckungsgrad                                                    | Angestrebter Schuldendienstdeckungsgrad für den Gesamtschuldendienst                                           | Inp_C | 297,<br>328-330                       | Durch den Abschluss der RFH und der EPC-Ausschreibung begründet (die Baukosten werden im Rahmen des EPC-Angebots bestätigt).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Angestrebte LLCR                                                                           | Angestrebte Deckungsquote über die Darlehenslaufzeit für den Gesamtschuldendienst                              | Inp_C | 301                                   | Durch den Abschluss der RFH und der EPC-Ausschreibung begründet (die Baukosten werden im Rahmen des EPC-Angebots bestätigt).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |

| Einflussgröße                                                    | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                                             | Blatt | Zeile                                 | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                         |
|------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Angestrebte PLCR                                                 | Angestrebte Deckungsquote über die Projektlaufzeit für den Gesamtschuldendienst                                                            | Inp_C | 304                                   | Durch den Abschluss der RFH und der EPC-Ausschreibung begründet (die Baukosten werden im Rahmen des EPC-Angebots bestätigt).                                                                         |
| Ausgangsschulden — Laufzeit der Schulden und Moratoriumszeitraum | Gesamtlaufzeit der RFH                                                                                                                     | Inp_C | 311-312                               | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |
| Ausgangsschulden-Rückzahlungsmodus                               | Hauptrückzahlungsprofil für die RFH                                                                                                        | Inp_C | 329                                   | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |
| Einzelheiten zum Reservekonto für Instandhaltung                 | Konto, das zur Deckung eines Teils der voraussichtlichen Instandhaltungskosten während eines festgelegten Prognosezeitraums verwendet wird | Inp_C | 466-472                               | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |
| Reservekonto für den Schuldendienst                              | Konto, das zur Deckung eines Teils des voraussichtlichen Schuldendienstes während eines festgelegten Prognosezeitraums verwendet wird      | Inp_C | 482-502                               | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |
| Einzelheiten zum Reservekonto für die Stilllegung                | Konto zur Deckung der voraussichtlichen Stilllegungskosten                                                                                 | Inp_C | 474-480                               | Wird aktualisiert im Falle von Kostensteigerungen durch berechnete Gründe.                                                                                                                           |
| Stilllegungsreserve                                              | Profil des Finanzierungsbedarfs für die Stilllegungsreserve                                                                                | Inp_V | 310-315<br>(ausgewählt bei Inp_C 477) | Wird aktualisiert im Falle von Kostensteigerungen durch berechnete Gründe.                                                                                                                           |
| Ausgangsschulden-Gestaltungsfaktor                               | Gestaltungsfaktor der RFH-Kapitalrückzahlung                                                                                               | Inp_V | 354-364<br>(ausgewählt bei Inp_C 330) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |

| Einflussgröße                                              | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                        | Blatt | Zeile                                 | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                         |
|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Feste Schuldenrückzahlung                                  | Profil der jährlichen festen Rückzahlung der Schulden                                                                 | Inp_V | 378-388<br>(ausgewählt bei Inp_C 335) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |
| Variabler Zinssatz für Ausgangsschulden                    | Profil des variablen Zinssatzes für die RFH-Fremdkapitalkosten                                                        | Inp_V | 390-397<br>(ausgewählt bei Inp_C 340) | Wird aktualisiert, um dem Ergebnis der EPC-Auswahl und der RFH Rechnung zu tragen, da die Investitionskosten und die Höhe der RFH auf der Grundlage des erfolgreichen EPC-Angebots bestätigt werden. |
| Annahmen zur Inflationsrate                                | Makroökonomische Annahmen im Zusammenhang mit den gewählten Indexierungsmechanismen                                   | Inp_V | 15-24<br>(gewählt bei Inp_C-239-245)  | Wird aktualisiert, um den Nennwert der Investitionsausgaben anhand der Overnight-Investitionsausgaben im EPC-Angebot zu berechnen.                                                                   |
| Mehrwertsteuersatz                                         | Auf das Projekt anwendbarer Mehrwertsteuersatz                                                                        | Inp_C | 548                                   | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                       |
| Anwendbarkeit der Mehrwertsteuer                           | Einnahmen- und Kostenpositionen, auf die Mehrwertsteuer anwendbar ist                                                 | Inp_C | 544-556                               | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                       |
| Gewerbsteuer — maximal zulässiger Zinssatz in % des EBITDA | Maximal zulässige Zinsaufwendungen in % des EBITDA, der zur Berechnung des zu versteuernden Einkommens verwendet wird | Inp_C | 562                                   | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                       |
| Gewerbsteuersatz                                           | Auf das Projekt anwendbarer Gewerbesteuersatz                                                                         | Inp_C | 576                                   | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                       |
| Abschreibungssatz — Allgemeiner und besonderer Satzpool    | Abschreibungssätze                                                                                                    | Inp_C | 581-583                               | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                       |

| Einflussgröße                 | Beschreibung der Einflussgröße                                                                | Blatt | Zeile   | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                   |
|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Besteuerung der Projektkosten | Festlegung der Besteuerung von Abschreibungen im Zusammenhang mit bestimmten Kostenpositionen | Inp_C | 587-589 | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen). |
| Buchhalterische Abschreibung  | Angaben zur buchhalterischen Abschreibung für verschiedene Anlagekategorien                   | Inp_V | 324-336 | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen). |
| Steuerliche Abschreibung      | Angaben zur steuerlichen Abschreibung für verschiedene Anlagekategorien                       | Inp_V | 338-350 | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen). |

#### Während der Laufzeit des Bezugsvertrags

| Einflussgröße   | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                                                           | Blatt | Zeile                              | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                                                    |
|-----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Variable Kosten | Kosten, die durch die Leistung des Kraftwerks bestimmt werden (z. B. Brennstoff, Entsorgung nichtradioaktiver Abfälle, Rückstellung für die Stilllegung) | Inp_V | 143-220 (ausgewählt bei Inp_C 226) | Variable Kosten werden aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen. Variable Kosten, die „c“ darstellen, werden im Rahmen der Überprüfung der Vergütungsformel regelmäßig aktualisiert. |
| Fixkosten       | Kosten, die unabhängig von der Leistung des Kraftwerks anfallen (z. B. Löhne, Büromaterial, Sicherheit)                                                  | Inp_V | 237-279 (ausgewählt bei Inp_C 225) | Wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                                                       |

| Einflussgröße                                                                | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                       | Blatt | Zeile                                 | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Mehrkosten aufgrund des Lastfolgebetriebs                                    | Kosten, die nicht in anderen Kostenpositionen erfasst werden und durch den Lastfolgebetrieb des Kraftwerks entstehen | Inp_V | 297-306<br>(ausgewählt bei Inp_C 228) | Führt ein Ereignis aus berechtigten Gründen zu einer Überschreitung der Mehrkosten für den Lastfolgebetrieb, wird die Einflussgröße „Mehrkosten aufgrund des Lastfolgebetriebs“ im Finanzmodell entsprechend aktualisiert.<br>Die Mehrkosten aufgrund des Lastfolgebetriebs werden auch im Rahmen der regelmäßigen Überprüfung der Vergütungsformel des Bezugsvertrags überprüft und aktualisiert. |
| Überschreitung der Investitionsausgaben — Entwicklungsphase 1                | Höhe der Ausgaben für Überschreitungen, die während der ersten Entwicklungsphase anfallen                            | Inp_C | 70                                    | Wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Überschreitung der Investitionsausgaben — Entwicklungsphase 2                | Höhe der Ausgaben für Überschreitungen, die während der zweiten Entwicklungsphase anfallen                           | Inp_C | 71                                    | Wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Überschreitung der Investitionsausgaben — Bauphase                           | Höhe der Ausgaben für Überschreitungen, die während des Baus anfallen                                                | Inp_C | 72                                    | Wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Prozentsatz der Überschreitung, die auf berechnete Gründe zurückzuführen ist | Anteil der Überschreitungen, die auf berechnete Gründe zurückzuführen sind                                           | Inp_C | 77                                    | Durch Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen begründet, wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                         |
| Überschreitung der Investitionsausgaben — Entwicklungsphase 1                | Profil der Ausgaben für Überschreitungen, die während der ersten Entwicklungsphase anfallen                          | Inp_V | 415-420<br>(ausgewählt bei Inp_C 83)  | Wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                                                                                                                                                                                                          |

| Einflussgröße                                                 | Beschreibung der Einflussgröße                                                                                        | Blatt | Zeile                                | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Überschreitung der Investitionsausgaben — Entwicklungsphase 2 | Profil der Ausgaben für Überschreitungen, die während der zweiten Entwicklungsphase anfallen                          | Inp_V | 425-430<br>(ausgewählt bei Inp_C 84) | Wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                                                                                                   |
| Überschreitung der Investitionsausgaben — Bauphase            | Profil der Ausgaben für Überschreitungen, die während des Baus anfallen                                               | Inp_V | 435-440<br>(ausgewählt bei Inp_C 85) | Durch Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen begründet, wird aktualisiert, um Kostenüberschreitungen bei Ereignissen aus berechtigten Gründen Rechnung zu tragen.                  |
| Annahmen zur Inflationsrate                                   | Makroökonomische Annahmen im Zusammenhang mit den gewählten Indexierungsmechanismen                                   | Inp_V | 15-24<br>(gewählt bei Inp_C-239-245) | Aktualisierungen, um der Wertentwicklung der jeweiligen Indizes im Laufe der Zeit Rechnung zu tragen. Die Aktualisierung der Werte wird vom MIT überwacht.                                                  |
| Mehrwertsteuersatz                                            | Auf das Projekt anwendbarer Mehrwertsteuersatz                                                                        | Inp_C | 548                                  | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                              |
| Anwendbarkeit der Mehrwertsteuer                              | Einnahmen- und Kostenpositionen, auf die Mehrwertsteuer anwendbar ist                                                 | Inp_C | 544-556                              | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                              |
| Gewerbsteuer — Maximal zulässiger Zinssatz in % des EBITDA    | Maximal zulässige Zinsaufwendungen in % des EBITDA, der zur Berechnung des zu versteuernden Einkommens verwendet wird | Inp_C | 562                                  | Durch Änderungen des Steuerrechts begründet, wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen). |

| Einflussgröße                 | Beschreibung der Einflussgröße                                                                | Blatt | Zeile                              | Grund für die Aktualisierung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Gewerbesteuersatz             | Auf das Projekt anwendbarer Gewerbesteuersatz                                                 | Inp_C | 576                                | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Besteuerung der Projektkosten | Festlegung der Besteuerung von Abschreibungen im Zusammenhang mit bestimmten Kostenpositionen | Inp_C | 587-589                            | Wird aktualisiert im Falle von Änderungen der Rechtsvorschriften in beide Richtungen (Erhöhung oder Verringerung im Vergleich zu den ursprünglichen Annahmen).                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Profil der Referenzmenge (k)  | Profil der Werte für den in der Vergütungsformel verwendeten Parameter k                      | Inp_V | 473-485 (ausgewählt bei Inp_C 185) | Die Referenzmenge wird alle fünf Jahre im Voraus festgelegt. Der Wert von k wird sich während der Laufzeit des Bezugsvertrags (im Rahmen dieser regelmäßigen Überprüfungen) ändern und gibt die erwartete Leistung des Kraftwerks für jedes Jahr auf der Grundlage von Instandhaltungsmaßnahmen vor den Auswirkungen eines möglichen Lastfolgebetriebs an. Dieser Parameter wird auch im Falle von berechtigten Gründen aktualisiert. |
| Profil des Parameters Alpha   | Profil der Werte für den in der Vergütungsformel verwendeten Parameter Alpha                  | Inp_V | 489-493 (ausgewählt bei Inp_C 187) | Der Parameter Alpha wird alle fünf Jahre vorab festgelegt (wie in Erwägungsgrund 97 dargelegt). Der Parameter Alpha wird jedes Jahr gleich $f/c$ festgelegt und sein Wert muss im Rahmen des Bezugsvertrags im Einklang mit jeder Aktualisierung von c aktualisiert werden.                                                                                                                                                           |