BESCHLUSS (EU) 2022/639 DER KOMMISSION

vom 27. August 2021

über die Beihilferegelung SA.54915 — 2020/C (ex 2019/N) Belgien — Kapazitätsmechanismus

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2021) 6431)

(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 gemäß den vorstehend genannten Bestimmungen ([1]) und unter Berücksichtigung ihrer Stellungnahmen,

in Erwägung der nachstehenden Gründe:

1. VERFAHREN

(1) Im Anschluss an ein Voranmeldeverfahren meldete das Königreich Belgien mit Schreiben vom 19. Dezember 2019 und gemäß Artikel 108 Absatz 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (im Folgenden „AEUV") einen marktweiten Kapazitätsmechanismus (im Folgenden „Maßnahme" oder „CRM" (*capacity remuneration mechanism*)) bei der Kommission an.

(2) Mit Schreiben vom 21. September 2020 setzte die Kommission Belgien über ihren Beschluss in Kenntnis, aufgrund der Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 AEUV einzuleiten.

(3) Der Beschluss der Kommission zur Einleitung des Verfahrens (im Folgenden „Einleitungsbeschluss") wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* ([2]) veröffentlicht. Die Kommission forderte die Beteiligten zur Stellungnahme auf.

(4) Mit Schreiben vom 22. Oktober 2020 übermittelte Belgien seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss. Ferner gingen bei der Kommission Stellungnahmen von 15 Beteiligten ein. Diese Stellungnahmen wurden Belgien übermittelt, und Belgien erhielt Gelegenheit zur Stellungnahme. Belgien nahm mit Schreiben vom 24. Dezember 2020 Stellung.

(5) Am 9. Juli 2021 verzichtete Belgien ausnahmsweise auf seine Rechte gemäß Artikel 342 AEUV in Verbindung mit Artikel 3 der Verordnung Nr. 1 von 1958 ([3]) und willigte in die Annahme und Notifizierung des vorliegenden Beschlusses in Englisch ein.

([1]) ABl. C 346 vom 16.10.2020, S. 27.
([2]) Vgl. Fußnote 1.
([3]) Verordnung Nr. 1 zur Regelung der Sprachenfrage für die Europäische Wirtschaftsgemeinschaft (ABl. 17 vom 6.10.1958, S. 385).

2. AUSFÜHRLICHE BESCHREIBUNG DER MAßNAHME

2.1. Zusammenfassung der Maßnahme

(6) Belgien geht davon aus, dass es ab 2025 mit einem Problem der Angemessenheit der Stromerzeugung konfrontiert sein wird, das in erster Linie auf seine Entscheidung zurückzuführen ist, alle Kernkraftkapazitäten über den Zeitraum 2022–2025 auslaufen zu lassen, sowie auf die Stilllegung von Wärmeerzeugungskapazitäten in Belgien und seinen Nachbarländern.

(7) Das Ziel der Maßnahme besteht somit darin, sicherzustellen, dass ausreichende Kapazitäten für die Stromerzeugung vorhanden sind und dass diese dem erwarteten Strombedarf entspricht.

(8) Im Rahmen des CRM würden die Begünstigten durch eine Ausschreibung ausgewählt und für ihre Verfügbarkeit vergütet. Die Unterstützung würde in Form einer Kapazitätszahlung während der Laufzeit der Kapazitätsvereinbarung erfolgen. Als Gegenleistung dafür würden die erfolgreichen Bieter ihre Kapazitäten zur Verfügung stellen, um den Bedarf des Übertragungsnetzbetreibers (im Folgenden „ÜNB“) bei möglichen hohen Netzbelastungen zu decken.

(9) Belgien hat seine nationalen Dekarbonisierungsziele in seinem nationalen Energie- und Klimaplan (im Folgenden „NEKP“) ([4]) festgelegt. Auf der Grundlage dieses NEKP soll der Anteil erneuerbarer Energieträger am belgischen Stromverbrauch von 17 % im Jahr 2017 auf mindestens 40,4 % im Jahr 2030 steigen. Um diese Ziele zu erreichen, müssen bedeutende erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie integriert werden, deren intermittierender Charakter eine Herausforderung für die Angemessenheit und Sicherheit der Versorgung darstellen kann.

(10) Auch wenn die Entwicklung erneuerbarer Energiequellen nicht vorrangiges Ziel ist, trägt die Ausgestaltung des CRM den ehrgeizigen Zielen zur weiteren Einführung von erneuerbaren Energiequellen in den belgischen Energiemix Rechnung und ergänzt die Weiterentwicklung neuer, intermittierender erneuerbarer Energiequellen.

2.2. Rechtsgrundlage und staatliche Regelungen

(11) Rechtsgrundlage der Maßnahme ist das Stromgesetz vom 29. April 1999 über die Organisation des belgischen Strommarkts (im Folgenden „Stromgesetz“) in den geänderten Fassungen ([5]), die am 16. Mai 2019 und 19. März 2021 im belgischen Amtsblatt veröffentlicht wurden.

(12) Darüber hinaus wurden königliche Erlasse ([6]) und Vorschriften zur Funktionsweise des belgischen CRM ([7]) ausgearbeitet, um die Modalitäten des CRM weiter zu präzisieren:

1) Königlicher Erlass vom 28. April 2021 zur Festlegung der Methode für die Kapazitätsberechnung und die Bestimmung der CRM-Auktionsparameter ([8]),

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

([5]) Gesetz vom 22. April 2019 zur Einrichtung eines Kapazitätsmechanismus (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité)* (im Folgenden „CRM-Gesetz“) und Gesetz vom 15. März 2021 zur Änderung des Gesetzes vom 22. April 2019 (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) (im Folgenden „geändertes CRM-Gesetz“).

([6]) Diese Rechtsakte sind auf der Website des Energieministeriums verfügbar: https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([7]) Der erste Vorschlag wurde anschließend der nationalen Regulierungsbehörde am 13. November 2020 vorgelegt. Nach Gesprächen zwischen dem ÜNB und der Regulierungsbehörde legte der ÜNB der Regulierungsbehörde am 30. April 2021 einen neuen Vorschlag vor. Die Regulierungsbehörde leitete zwischen dem 30. April und dem 7. Mai 2021 eine zusätzliche öffentliche Konsultation zu den von ihr als notwendig erachteten Änderungen am Vorschlag des ÜNB ein. Die Vorschriften zur Funktionsweise des belgischen CRM wurden anschließend von der Regulierungsbehörde durch den Beschluss vom 14. Mai 2021 festgelegt und durch den Königlichen Erlass vom 30. Mai 2021 genehmigt.

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

2) Königlicher Erlass vom 21. Mai 2021 über die Beihilfefähigkeitskriterien in Bezug auf die kumulative Unterstützung und die Mindestbeteiligungsschwelle ([9]),

3) Königlicher Erlass vom 4. Juni 2021 über Investitionsschwellen und beihilfefähige Kosten ([10]),

4) Entwurf eines Königlichen Erlasses zur Festlegung der Bedingungen für die Beteiligung von Inhabern ausländischer Kapazitäten am CRM ([11]) und

5) Königlicher Erlass vom 30. Mai 2021 über die Kontrollmodalitäten ([12]).

(13) Im August 2020 führte der belgische ÜNB Elia eine öffentliche Konsultation zu den Vorschriften zur Funktionsweise des belgischen CRM ([13]) durch.

2.3. **Angemessenheit der Stromerzeugung in Belgien**

2.3.1. *Zuverlässigkeitsstandard*

(14) Das vorrangige Ziel des vorgeschlagenen CRM besteht in der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, wie sie in einem Zuverlässigkeitsstandard definiert ist.

(15) Wie im Jahr 2019 mitgeteilt, wurden die Zuverlässigkeitskriterien in Belgien durch ein zweiteiliges Kriterium für die Lastunterdeckungserwartung (*loss of load expectation*, im Folgenden „LOLE“) definiert: Die voraussichtliche Anzahl der Stunden, in der die Last und der Bedarf an Betriebsreserven nicht durch alle dem belgischen Stromnetz zur Verfügung stehenden Erzeugungsressourcen gedeckt werden können, darf, auch unter Berücksichtigung der Laststeuerung, der Speicherung und der Verbindungsleitungen, für ein statistisch normales Jahr drei Stunden nicht überschreiten. Als zweites Kriterium muss die LOLE in einem statistisch anormalen Jahr unter 20 Stunden bleiben („LOLE95“) ([14]). Diese Werte sind auch im Stromgesetz festgeschrieben.

(16) Der Zuverlässigkeitsstandard ist Ausdruck der Schätzung des Werts der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für die Beibehaltung der Stromversorgung (*value of lost load*, im Folgenden „VOLL“) und der erwarteten Kosten neuer Kapazitäten (*cost of new entry*, im Folgenden „CONE“) in Belgien.

(17) Artikel 23 Absatz 6 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt ([15]) (im Folgenden „Elektrizitätsverordnung“) schreibt die Festlegung einer Unionsmethode zur VOLL- und CONE-Berechnung sowie zur Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (*reliability standard*, im Folgenden „RS“) vor.

(18) Am 2. Oktober 2020 genehmigte die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, im Folgenden „ACER“) die Methode zur VOLL-Berechnung (im Folgenden „VOLL-Methode“), die Methode zur CONE-Berechnung (im Folgenden „CONE-Methode“) und die Methode zur Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (im Folgenden „RS-Methode“). Die drei Methoden werden zusammen als „VOLL-/CONE-/RS-Methode“ ([16]) bezeichnet.

(19) Am 7. Juni 2021 übermittelte Belgien die neue VOLL-, CONE- und RS-Berechnung gemäß der VOLL-/CONE-/RS-Methode.

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

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

([11]) *Projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.* Zum Zeitpunkt der Annahme des vorliegenden Beschlusses war dieser Königliche Erlass noch nicht verabschiedet worden.

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

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

([14]) LOLE95 bezieht sich auf einen 95-Perzentil-Standard, nach dem die LOLE bei schweren Bedingungen mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 5 % (z. B. ein sehr kalter Winter, der einmal in 20 Jahren eintritt) unter dem vorgegebenen Standard liegen muss, der im Falle Belgiens 20 Stunden beträgt.

([15]) ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54.

([16]) Beschluss der ACER vom 2. Oktober 2020 über die Methode zur Berechnung des Werts der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung, der Kosten des günstigsten Marktzutritts für die Erzeugung und des Zuverlässigkeitsstandards (*ACER Decision of 2 October 2020 on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard*): https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf.

(20) Am 28. Mai 2021 übermittelte die belgische Energieregulierungsbehörde (*Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz*, im Folgenden „CREG") dem Energieminister ihren Vorschlag für einen Zuverlässigkeitsstandard für Belgien. Der von der CREG vorgeschlagene Zuverlässigkeitsstandard betrug 2 Stunden und 43 Minuten.

(21) Die Generaldirektion Energie des Föderalen Öffentlichen Dienstes Wirtschaft (im Folgenden „FÖD Wirtschaft") empfahl in ihrer Stellungnahme vom 2. Juni 2021, den Zuverlässigkeitsstandard auf drei Stunden zu runden, um die Kohärenz mit früheren Studien über die Angemessenheit der nationalen und europäischen Ressourcen zu gewährleisten, die Einhaltung der Praxis zu ermöglichen, Zuverlässigkeitsstandards wie in den Nachbarländern in gerundeten Stunden auszudrücken, und um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass das für Belgien ermittelte nicht marginale Defizit durch einen Energiemix und nicht durch eine einzige Referenztechnologie ausgeglichen wird.

(22) Gemäß dem Entwurf des Königlichen Erlasses über die Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards und die Genehmigung des VOLL und der CONE wird der neue Zuverlässigkeitsstandard auf drei Stunden festgesetzt.

(23) Mit dem Entwurf des Königlichen Erlasses wird auch die einheitliche Schätzung des VOLL auf der Grundlage des von der Generaldirektion Energie des FÖD Wirtschaft in Zusammenarbeit mit dem Planungsbüro festgelegten Werts und der CONE auf der Grundlage der Laststeuerungstechnologie genehmigt. ([17])

(24) Der VOLL wird auf 16 033 EUR/MWh und der CONE-Wert auf 45,00 EUR/kW/Jahr festgesetzt.

(25) Der VOLL wurde anhand einer Triangulationsmethode unter Berücksichtigung der Produktionsfunktion und einer von der CREG durchgeführten Umfrage zur Zahlungsbereitschaft berechnet. Nach Ansicht der belgischen Behörden war die von der CREG durchgeführte Umfrage nicht solide, da unter anderem das einzige vorgeschlagene Szenario (bei einer Temperatur von weniger als + 5 °C) für die meisten Knappheitsszenarien nicht repräsentativ war. Daher wurde den Ergebnissen der Umfrage bei der Schätzung des VOLL nur begrenztes Gewicht beigemessen.

(26) Gemäß dem Stromgesetz werden die für den CRM relevanten Berechnungen auf der Grundlage des Zuverlässigkeitsstandards vorgenommen, der am 15. September des der Auktion vorausgehenden Jahres gilt.

(27) Angesichts des engen Zeitplans berechnete Belgien die durch die für Oktober 2021 bzw. 2024 geplanten T-4- und T-1-Auktionen zu beschaffende Menge auf der Grundlage des alten Zuverlässigkeitsstandards, vorbehaltlich der Verpflichtung, die Menge erforderlichenfalls anzupassen, falls der neue Zuverlässigkeitsstandard und die Abschätzung der Angemessenheit einen deutlich geringeren Kapazitätsbedarf ergeben sollten.

(28) Belgien hat sich ferner verpflichtet, den VOLL auf der Grundlage einer neuen Umfrage zur Zahlungsbereitschaft im Einklang mit der VOLL-/CONE-/RS-Methode zu aktualisieren und erforderlichenfalls vor September 2022 einen neuen Zuverlässigkeitsstandard festzulegen, damit der neue Zuverlässigkeitsstandard spätestens bei der Auktion 2023 zur Bestimmung der zu beschaffenden Menge verwendet werden kann.

2.3.2. *Abschätzung der Angemessenheit*

(29) Den belgischen Behörden zufolge wird Belgien ab 2025 mit einem Angemessenheitsproblem konfrontiert sein, das vor allem auf den für den Zeitraum 2022–2025 geplanten Ausstieg aus der Kernkraft zurückzuführen ist und durch die Stilllegung von Wärmeerzeugungskapazitäten in den Nachbarländern verstärkt wird. Das Angemessenheitsproblem wurde im Rahmen einer nationalen Studie zur Angemessenheit der Ressourcen unter Zugrundelegung verschiedener Szenarien ermittelt.

(30) In der vom belgischen ÜNB Elia im Juni 2019 veröffentlichten nationalen Angemessenheitsstudie für den Zeitraum 2020–2030 (im Folgenden „Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019") ([18]) wurde ein systematischer Bedarf an neuen Kapazitäten von mindestens 3,9 GW im Szenario „schwerwiegende Auswirkungen und geringe Eintrittswahrscheinlichkeit"(*High Impact Low Probability*, HiLo) (EU-HiLo) bis zum Winter 2025/2026 ermittelt. Bei diesem Szenario wird importierter Strom berücksichtigt und es wird davon ausgegangen, dass mehrere französische Kernkraftwerke möglicherweise nicht zur Verfügung stehen (zusätzlich zur „normalen" Nichtverfügbarkeit). Dasselbe Szenario wurde bei der Bewertung der Menge der strategischen Reserve ([19]) verwendet. Das EU-Basisszenario ([20]) zeigt eine Knappheit von 2,4 GW, wenn die vorhandene Wärmekapazität des Systems aufrechterhalten wird (siehe Abbildung 4–18 der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019).

([17]) Der frühere VOLL in Belgien belief sich auf 23,30 EUR/kWh und der geschätzte CONE-Wert war 65,00 EUR/kW/Jahr.

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

([19]) Siehe den Beschluss über die staatliche Beihilfe SA.48648 (2017/NN) Belgiens – Strategische Reserve (C(2018) 589 final).

([20]) Bei dem EU-Basisszenario wird den neuesten bekannten politischen Maßnahmen aller modellierten europäischen Länder (Entwicklungen in den Bereichen Kernkraft und Kohlekraft, geplante neue Gaserzeugungsanlagen, Laststeuerung und Speicherentwicklungen, CRM, lastflussgestützt, Vorschriften des Pakets für saubere Energie, erwartete Netzentwicklung usw.) Rechnung getragen.

(31) Die Ergebnisse der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 zeigen für das EU-HiLo-Szenario, dass die LOLE ohne Intervention im Jahr 2025 bis zu 10,5 Stunden betragen und dadurch den nationalen Zuverlässigkeitsstandard in Bezug auf die Versorgungssicherheit deutlich überschreiten würde. Der LOLE95-Indikator würde sogar auf 84 Stunden ansteigen. Die nachstehende Tabelle zeigt die LOLE-Ergebnisse, wie sie in der nationalen Angemessenheitsstudie für das EU-HiLo-Szenario und das EU-Basisszenario ermittelt wurden:

Tabelle 1

LOLE-Ergebnisse für Belgien gemäß der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität

	2025		**2028**		**2030**	
	EU-Basisszenario	**EU-HiLo-Szenario**	**EU-Basisszenario**	**EU-HiLo-Szenario**	**EU-Basisszenario**	**EU-HiLo-Szenario**
LOLE für den verbleibenden Markt (in Stunden)	9,4	10,5	6	6,9	6	6,2
LOLE95 für den verbleibenden Markt (in Stunden)	89	84	63	76	43	51

Quelle: Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019.

(32) Am 11. Juli 2019 veröffentlichte die CREG eine Analyse der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019. ([21]) In dieser Analyse stellte die CREG unter anderem die Verwendung des EU-HiLo-Szenarios als Hauptszenario infrage. Der CREG zufolge sollte die Methode zur Bewertung der Rentabilität bestehender und neuer Kapazitäten verbessert werden; zudem sollten alle in Belgien und im Ausland verfügbaren Regelreserven berücksichtigt werden.

(33) Im November 2019 veröffentlichte das Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber (*European Network of Transmission System Operators*) (Strom) (im Folgenden „ENTSO (Strom)“) die mittelfristige Angemessenheitsprognose 2019 (*Mid-term Adequacy Forecast*, im Folgenden „MAF 2019“) ([22]) mit folgenden Ergebnissen für Belgien für das Jahr 2025:

Tabelle 2

LOLE-Werte für Belgien gemäß der MAF 2019

	Basisszenario – 2025	**Geringe Kohlenstoff-Sensitivität** ([23]) **– 2025**
Durchschnitts-LOLE	1,09 Stunden	1,61 Stunden
LOLE95	3,15 Stunden	—

Quelle: MAF 2019 des ENTSO (Strom).

(34) Nach Ansicht Belgiens gibt die MAF 2019 des ENTSO (Strom) die LOLE-Ergebnisse für Belgien jedoch nicht genau genug wieder, da von der Verfügbarkeit zusätzlicher 2,5 GW ([24]) ausgegangen wird, die in Wirklichkeit nicht garantiert ist.

(35) In seinem Abschlussbericht vom April 2020 ([25]) präsentierte das pentalaterale Energieforum ([26]) (*Pentalateral Energy Forum*, im Folgenden „PLEF“) folgende Ergebnisse für Belgien für das Jahr 2025:

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

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

([23]) Es wird eine Bewertung der „Kohleausstieg“-Sensitivität durchgeführt. Im Basisszenario 2025 entfielen rund 23,6 GW an Erzeugungskapazitäten, hauptsächlich aufgrund des Abbaus von Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten.

([24]) Belgien zufolge wird in der Studie von einer Wärmeerzeugung von 2,5 GW ausgegangen, und die Wahl der Technologie war willkürlich.

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

([26]) Das PLEF bildet den Rahmen für die regionale Zusammenarbeit in Mittelwesteuropa zwischen Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz.

Tabelle 3

LOLE-Werte für Belgien gemäß der Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung von 2020 des PLEF

	Basisszenario — 2025 ([27])	**Geringe Gas-Sensitivität — 2025** ([28])	**Kernkraft-Sensitivität bzw. Sensitivität in Bezug auf die Nettoübertragungskapazitäten an der Grenze zur Schweiz — 2025** ([29])
Durchschnitts-LOLE	3,3 Stunden	8,1 Stunden	4,6 Stunden

Quelle: Abschlussbericht des PLEF zur Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung vom April 2020.

(36) Im November 2020 wurde die MAF 2020 des ENTSO (Strom) veröffentlicht. Für das Basisszenario 2025 geht aus den Ergebnissen der MAF 2020 eine durchschnittliche LOLE von 0,4 Stunden hervor, die somit das gesetzliche Angemessenheitskriterium für Belgien von 3 Stunden erfüllt.

(37) In den der MAF 2020 beigefügten Stellungnahmen der Länder gab Belgien jedoch Folgendes an: „In der MAF 2020 wird davon ausgegangen, dass eine beträchtliche Menge an ‚neu gebauten' Kapazitäten vorhanden ist, die sich auf eine große Anzahl von Ländern verteilen. Es sei darauf hingewiesen, dass im Allgemeinen keine Gewissheit besteht, dass diese Kapazitäten im Jahr 2025 tatsächlich zur Verfügung stehen; daher sind diese Annahmen und die darauf folgenden Ergebnisse, wie sie in der MAF 2020 dargestellt sind, mit Vorsicht zu genießen. Darüber hinaus gehört Belgien seit einigen Jahren zu den Regionen, in denen die lastflussgestützte Marktkopplung bereits eingeführt wurde. Auch wenn Elia ein lastflussgestütztes Simulationsmodell entwickelt und etwa in seiner Studie von 2019 angewendet hat (dieses Modell wurde auch in der Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung von 2020 des PLEF verwendet), kommt dieser Ansatz in der vorliegenden MAF 2020 noch nicht zur Anwendung."

(38) In ihrer Anmeldung gaben die belgischen Behörden an, dass die Methode und die Daten auf europäischer Ebene abgestimmt seien, sodass die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 mit der MAF 2019 im Einklang stehe.

(39) Gemäß Artikel 23 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung sollte das ENTSO (Strom) eine Methode zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene (*European resource adequacy assessment*, im Folgenden „ERAA") sowie zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene (*national resource adequacy assessment*, im Folgenden „NRAA") (siehe Artikel 24 der Elektrizitätsverordnung) entwickeln. Diese Methode sollte von der ACER genehmigt werden.

(40) Am 2. Oktober 2020 genehmigte die ACER die Methode zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene (im Folgenden „ERAA-Methode"). ([30])

(41) Am 30. Juni 2021 veröffentlichte Elia eine neue Studie zur Angemessenheit und Flexibilität für den Zeitraum 2022–2032 (im Folgenden „Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021").

(42) Im Einklang mit der ERAA-Methode hat Elia die nachstehend skizzierten Elemente der ERAA-Methode in den Rahmen der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 integriert:

a) Klimajahre: Elia entschied sich für die erste Option der ERAA-Methode, d. h. für die Zugrundelegung bestmöglicher künftiger Klimaprojektionen.

b) Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit: Elia entwickelte eine Methode zur Berechnung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der verschiedenen Anlagen des Stromsystems im Einklang mit der ERAA-Methode.

([27]) Wie in der MAF 2019 „wird daher in dieser Studie für 2025 von einem Bedarf an neuen Kapazitäten in Höhe von 2,5 GW ausgegangen, die 2025 im Rahmen des CRM bereitzustellen sind, um die Angemessenheit in Belgien zu gewährleisten".

([28]) „Was die vom PLEF ermittelte ‚geringe Gas-Sensitivität' für Belgien anbelangt, so entfiel die angenommene neue Kapazität von 2,5 GW im ‚Basisszenario' des PLEF." „Belgiens und Frankreichs Gaskapazitäten liegen um 2,5 GW bzw. 2,2 GW niedriger als im Basisszenario. Die Gaskapazitäten von Österreich, den Niederlanden und Luxemburg liegen um 1,2 GW, 1,6 GW bzw. 0,1 GW niedriger als im Basisszenario."

([29]) „In Bezug auf die Kernkraft-Sensitivität bzw. die Sensitivität in Bezug auf die Nettoübertragungskapazitäten (*net transfer capacity*, NTC) an der Schweizer Grenze ist die Kernkraftkapazität in Frankreich um 1 700 MW und in der Schweiz um 1 190 MW niedriger. In allen anderen Ländern ist die installierte Kapazität im Vergleich zum Basisszenario unverändert. Darüber hinaus werden NTC zwischen der Schweiz und den benachbarten Zonen reduziert, um den zunehmenden außerplanmäßigen Lastflüssen durch die Schweiz Rechnung zu tragen, da die Schweiz 2025 möglicherweise nicht in die lastflussgestützte Marktkopplung (*flow-based market coupling*, FBMC) einbezogen wird."

([30]) Beschluss der ACER über die ERAA-Methode (*ACER Decision on the ERAA methodology*): https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf.

c) lastflussgestützt: Durch den Modellierungsrahmen von Elia werden alle bekannten und geplanten Einführungen von Marktdesigns, z. B. die regionale Ausweitung auf das Kernnetz, die „fortgeschrittene Hybridkopplung“ oder die durch die Elektrizitätsverordnung eingeführten Vorschriften über Mindesthandelskapazitäten (minRAM), in die lastflussgestützte Kapazitätsberechnungsmethode integriert.

d) Flexibilität: Die Studie umfasst sowohl die Berechnung des Flexibilitätsbedarfs und der Flexibilitätsmittel des Gesamtsystems als auch eine Bewertung der Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven und der Frequenzwiederherstellungsreserven für jedes Zieljahr, um den Reservebedarf zur Deckung von Ungleichgewichten im Einklang mit den gesetzlichen Anforderungen widerzuspiegeln, die in den Angemessenheitssimulationen modelliert werden. Darüber hinaus werden die Flexibilitätsmerkmale der Offshore-Windenergie verfeinert und „Power-to-X“-Technologien als neue Technologien aufgenommen. Ein besonderer Schwerpunkt liegt schließlich auf den Auswirkungen der Integration der zweiten Welle von Offshore-Erzeugungskapazitäten und grenzüberschreitenden Ausgleichsplattformen.

e) sektorale Integration: Bei der Sektorkopplung werden die Schnittstellen zwischen dem Stromsystem und verschiedenen Sektoren wie dem Verkehrs-, dem Wärme- und dem Gassektor durch die Einbeziehung von Annahmen über Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen bzw. Erzeugungskapazitäten von Gasheizkraftwerken berücksichtigt. Um die Auswirkungen des Einsatzes von Strom zur Erzeugung von Wasserstoff in der in dieser Studie verwendeten Modellierung zu erfassen, wurden Elektrolyseure als (flexibler) Stromverbrauch in Belgien und im Ausland hinzugefügt. Besonderes Augenmerk wurde zudem auf die Digitalisierung des zusätzlichen Stromverbrauchs im Verkehrs- und Wärmesektor gelegt.

f) Zeithorizont von zehn Jahren: Die Studie basiert auf einem Zeithorizont von zehn Jahren (2022–2032). Um die Zahl der Simulationen und Berechnungen zu verringern, wurden nicht alle Sensitivitäten und Szenarien für alle Jahre simuliert: Einige wichtige Jahre wurden eingehender analysiert. Es wurden zahlreiche Sensitivitätsanalysen für Belgien und das Ausland durchgeführt, um die Auswirkungen der Änderung bestimmter Annahmen zu erfassen und zu verstehen. Zum Vergleich: Im Rahmen der ERAA 2021 werden voraussichtlich nur die Jahre 2025 und 2030 simuliert.

g) Varianten mit und ohne CRM: Im Einklang mit der Elektrizitätsverordnung und der ERAA-Methode hat Elia Szenarien mit und ohne marktweite CRM in Europa einbezogen.

(43) Die belgischen Behörden machten geltend, dass die wichtigsten methodischen Anforderungen der ERAA-Methode in dieser Studie umgesetzt worden seien.

(44) Auf der Grundlage der Elektrizitätsverordnung muss die NRAA die zentralen Referenzszenarien enthalten. Diese Szenarien umfassen unter anderem eine Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der Erzeugungsanlagen. Gemäß der ERAA-Methode sind ferner zwei zentrale Referenzszenarien zu definieren: eines mit und eines ohne europaweiten CRM.

(45) Folglich wurden in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 zwei zentrale Szenarien untersucht:

a) EU-Basisszenario: ein Szenario, bei dem bereits genehmigte marktweite CRM in Frankreich, Großbritannien, Polen, Italien und Irland berücksichtigt werden und davon ausgegangen wird, dass diese bis zum Ende des Zeitrahmens dieser Studie in Kraft bleiben werden;

b) EU-Szenario ohne CRM: ein Szenario, bei dem die Einnahmen aus marktweiten CRM nicht berücksichtigt werden, sodass davon ausgegangen wird, dass es in Europa keine marktweiten CRM gibt.

(46) In der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 werden die Beiträge aller Ressourcen, einschließlich der bestehenden und künftigen Möglichkeiten der Erzeugung, Energiespeicherung, branchenbezogener Integration und Laststeuerung, sowie Ein- und Ausfuhrmöglichkeiten und ihr Beitrag zu einem flexiblen Systembetrieb berücksichtigt.

(47) Die belgischen Behörden machten geltend, dass bei der in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 vorgenommenen Modellierung der Höchstclearingpreise allen verfügbaren Rechtsvorschriften Rechnung getragen wurde, etwa der derzeit geltenden Preisobergrenze, der 60-Prozent-Regel ([31]) gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ([32]) und dem ACER-Beschluss Nr. 04/2017 vom 14. November 2017.

([31]) Im ACER-Beschluss Nr. 04/2017 vom 14. November 2017 heißt es, dass für den Fall, dass der Clearingpreis einen Wert von 60 % des harmonisierten Höchstclearingpreises für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung in mindestens einer Marktzeiteinheit an einem Tag in einer einzelnen Gebotszone oder in mehreren Gebotszonen überschreitet, der harmonisierte Höchstclearingpreis um 1 000 EUR/MWh erhöht wird.

([32]) ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24.

(48) In der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wird eine automatische Anhebung des Höchstclearingpreises ab 2025 modelliert. Nach Angaben der belgischen Behörden dürfte vor 2025 höchstwahrscheinlich keine LOLE eintreten, weshalb vor 2025 kein Anstieg des Höchstclearingpreises modelliert wird. Doch selbst wenn die Preisobergrenzen angehoben würden, zeigen die Modellrechnungen nach Angaben der belgischen Behörden, dass sich die Ergebnisse der Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit für 2025 nicht ändern würden (siehe Abbildung 3–72 der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021). Belgien hat zugesagt, dafür zu sorgen, dass die neue Angemessenheitsstudie, die bis Juni 2023 veröffentlicht werden soll, der Methode für dynamische Preiserhöhungen ab Beginn des Simulationszeitraums in vollem Umfang Rechnung trägt.

(49) Gemäß der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wird Belgien ab 2025 nach Abschluss des Ausstiegs aus der Kernkraft einen strukturellen Bedarf an neuen Kapazitäten haben. Dieser Bedarf beläuft sich im zentralen EU-Basisszenario für 2025 auf 2 GW und steigt bis 2032 schrittweise auf 3,9 GW an. Der erhöhte Bedarf steht im Zusammenhang mit dem erwarteten Anstieg des Stromverbrauchs und dem Rückgang der Einfuhren in Zeiten der Knappheit in Belgien.

(50) In der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wird davon ausgegangen, dass nur ein sehr geringer Anteil der neuen Kapazitäten bis 2025 über den Energy-Only-Markt realisierbar sein wird.

(51) Folglich sind die belgischen Behörden der Ansicht, dass Belgien ab 2025 vor einem Problem der Angemessenheit der Ressourcen stehen wird, wenn keine Maßnahmen ergriffen werden.

(52) Die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 stellt die aktuellste und beste Einschätzung der Notwendigkeit des CRM dar.

2.3.3. *Marktversagen*

(53) Belgien hat eine Reihe von Marktversagen festgestellt, die einem gut funktionierenden, sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Strommarkt entgegenstehen.

(54) Ein erstes Marktversagen ergibt sich aus verschiedenen Faktoren, durch die effiziente Preissignale verhindert werden, sowie aus dem Umstand, dass die Energiepreise nicht auf den VOLL angehoben werden können, und anderen Unzulänglichkeiten der Marktgestaltung.

(55) Die Kombination dieser Marktversagen und der damit verbundenen Regulierungsmaßnahmen kann dazu führen, dass die Preissignale auf den Strommärkten „gedämpft“ werden, sodass die Preise in Zeiten der Knappheit nicht auf ein „effizientes“ Niveau steigen. Dies führt zu einer chronischen Einnahmenknappheit für Anlagen- und Laststeuerungsbetreiber, sodass deren Fähigkeit zur Deckung ihrer Fixkosten und variablen Kosten beeinträchtigt wird („Missing-Money“-Problem), wodurch verhindert wird, dass die Marktkräfte das erforderliche Maß an Angemessenheit erreichen.

(56) Theoretisch könnte auf die Tatsache, dass die Verbraucher nicht in der Lage sind, ihren gewünschten Zuverlässigkeitsgrad zu wählen, auf einem Energy-Only-Markt dadurch reagiert werden, dass die Preise auf ein regulatorisches Niveau steigen könnten, das dem Preis entspricht, zu dem die Verbraucher nicht mehr bereit wären, für Energie zu zahlen, und das es ermöglicht, den Erzeugern Knappheitsrenten zuzugestehen. Infolge der geringen Laststeuerung ist es jedoch schwierig, den tatsächlichen VOLL zu erfassen, und bei Preisspitzen stellt sich die Frage der politischen Akzeptanz.

(57) Nach Angaben der belgischen Behörden ergibt sich ein zweites Marktversagen aus der Risikoaversion der Anleger vor dem Hintergrund erhöhter Volatilität und hoher regulatorischer Unsicherheit. Die zunehmende Marktdurchdringung intermittierender erneuerbarer Energiequellen macht die Preise unbeständiger und erhöht die Ungewissheit darüber, ob Fixkosten im Strommarkt durch konventionelle Technologien gedeckt werden können. Belgien zufolge könnten geringfügige Änderungen der Bedingungen im Zusammenhang mit dem Umfang der Einführung erneuerbarer Energien, z. B. der Zielvorgaben für Solar-, Onshore- und Offshore-Windenergie, erhebliche Auswirkungen auf die Einnahmen aus konventionellen Erzeugungstechnologien haben. Das „Missing-Money“-Problem wird mit der Zunahme intermittierender Kapazitäten immer gravierender. Dadurch erhöht sich nach Ansicht der belgischen Behörden das wirtschaftliche Risiko im Zusammenhang mit Investitionen in flexible konventionelle Erzeugungstechnologien. Außerdem bieten die Energiepreise nach Angaben Belgiens in der Regel nicht mehr als einen Absicherungshorizont von drei Jahren, der zu kurz ist, um die Grundlage für ein Investitionsprojekt zu bilden. Überdies sind die belgischen Behörden der Ansicht, dass die Terminmärkte zwar schrittweise Veränderungen von Angebot und Nachfrage auffangen können, jedoch nicht in der Lage sind, bei großen strukturellen Schocks, etwa dem geplanten Ausstieg Belgiens aus der Kernkraft, eine Absicherung zu bieten.

(58) Drittens weist die Zuverlässigkeit der Stromsysteme bestimmte Merkmale eines öffentlichen Gutes auf. Denn Investitionen für eine höhere Versorgungssicherheit kommen allen zugute, während es, wie bereits erläutert, für die meisten einzelnen Endverbraucher nicht möglich ist, dass sie aufgrund ihrer Zahlungsbereitschaft selektiv vom Netzbetreiber abgeschaltet werden. Für die Erzeuger dürfte es daher suboptimale Anreize geben, in Erzeugungskapazitäten zu investieren, was letztlich zu einer suboptimalen Zuverlässigkeit des Systems führen würde.

(59) Nach Angaben der belgischen Behörden nehmen diese Probleme in Belgien eine besondere Form an, da es sich um einen relativ kleinen und stark vernetzten Markt handelt, der somit auch von ähnlichen Versorgungsrisiken aus benachbarten Strommärkten betroffen ist. Nach Ansicht der belgischen Behörden wird die Angemessenheit der belgischen Stromerzeugung daher weitgehend von der Lage auf den benachbarten Strommärkten beeinflusst.

(60) Im Jahr 2018 genehmigte die Kommission eine strategische Reserve für Belgien bis zum 31. März 2022. ([33]) Ziel der strategischen Reserve ist es, Nachfragespitzen im Winter zu decken, wenn der Markt dies nicht leisten kann, indem ein Teil der vorhandenen Erzeugungs- und Laststeuerungskapazitäten außerhalb des Marktes als Reserve vorgehalten wird, die erst dann aktiviert wird, wenn die Regelarbeitsressourcen erschöpft sind.

2.3.4. *Marktreformen*

(61) Am 25. November 2019 wurde der Kommission vom belgischen Energieministerium ein Umsetzungsplan ([34]) übermittelt, der gemäß Artikel 20 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung erstellt wurde, wonach Mitgliedstaaten, in denen Bedenken bezüglich der Angemessenheit festgestellt wurden, in einem Umsetzungsplan Maßnahmen zur Beseitigung von regulatorischen Verzerrungen oder von Fällen von Marktversagen auf ihren Märkten festlegen müssen. Im Anschluss an eine öffentliche Konsultation nahm die Kommission am 30. April 2020 gemäß Artikel 20 Absatz 5 der Elektrizitätsverordnung eine Stellungnahme zum Umsetzungsplan Belgiens an. ([35]) Belgien hat eine endgültige Fassung seines Umsetzungsplans angenommen und der Kommission übermittelt. ([36])

(62) Was die Regelarbeitsmärkte anbelangt, so hat Belgien eine sogenannte „Alpha-Komponente“ in seinen Preismechanismus für Ausgleichsenergie eingeführt. Diese stellt eine zusätzliche Komponente des Ausgleichsenergiepreises dar, die den Bilanzkreisverantwortlichen (im Folgenden „BKV”) auferlegt wird, um das Echtzeit-Preissignal zu verstärken, wenn Systemungleichgewichte in der belgischen Regelzone zunehmen. In ihrer Stellungnahme ersuchte die Kommission Belgien zu erwägen, ob die Funktion für die Knappheitspreisbildung nicht nur für die BKV, sondern auch für die Regelreserveanbieter (im Folgenden „RRA”) gelten sollte. Dies könnte die Versorgungssicherheit verbessern, indem sichergestellt wird, dass den BKV und RRA der gleiche Preis für die erzeugte/verbrauchte Energie berechnet wird, denn eine Preisdifferenzierung könnte zu Arbitrage seitens der Marktteilnehmer und damit verbundenen Effizienzverlusten führen. Ferner ist die Kommission der Ansicht, dass die Funktion für die Knappheitspreisbildung durch die Knappheit der Reserven im System ausgelöst werden und so kalibriert werden sollte, dass die Regelarbeitspreise auf den VOLL angehoben werden, wenn dem System die Reserven ausgehen. Die Kommission forderte Belgien auf, eine entsprechende Änderung seiner Knappheitspreisbildung bis spätestens 1. Januar 2022 zu erwägen. Darüber hinaus führt Belgien ein Verfahren für das gegenseitige Anrechnen beim Abruf von Sekundärregelenergie (*Imbalance Netting*) ein und bereitet sich auf den Beitritt zu den EU-Ausgleichsplattformen für automatische Frequenzwiederherstellungsreserven (*automatic Frequency Restoration Reserves*, aFRR) und manuelle Frequenzwiederherstellungsreserven (*manual Frequency Restoration Reserves*, mFRR) vor, die bis Ende 2021 bzw. 2022 eingerichtet werden sollen. Außerdem hat sich Belgien im Hinblick auf die Beschaffung von Regelreserve und Systemdienstleistungen zu Folgendem verpflichtet:

a) Spätestens ab Juli 2020 werden Frequenzhaltungsreserven (*frequency containment reserves*, im Folgenden „FCR“) täglich ausgeschrieben und ausschließlich regional beschafft.

b) Spätestens ab Juli 2020 werden aFRR täglich für alle Technologien, alle Marktteilnehmer und alle Spannungsebenen am Markt ausgeschrieben. Aktivierte Regelarbeit wird nach dem Grenzpreisverfahren vergütet, sobald eine ausreichende Liquidität vorhanden ist.

c) Seit Februar 2020 werden mFRR täglich dimensioniert und ausgerichtet, und aktivierte Regelarbeit wird nach dem Grenzpreisverfahren vergütet.

(63) In dem von Belgien im Juli 2021 vorgelegten Jahresbericht wird bestätigt, dass diese Maßnahmen in der Zwischenzeit durchgeführt worden sind.

([33]) Siehe den Beschluss über die staatliche Beihilfe SA.48648 (2017/NN) Belgiens — Strategische Reserve (C(2018) 589 final).
([34]) https://ec.europa.eu/energy/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan_en
([35]) Stellungnahme C(2020) 2654 final der Kommission: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
([36]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf

(64) In Belgien kommt die Laststeuerung für die Teilnahme an den Elektrizitätsgroßhandelsmärkten (einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte) sowie am Regelreservemarkt in Betracht und wird in ähnlicher Weise behandelt wie andere Marktteilnehmer und Regelreserveanbieter. Laststeuerung kann entweder individuell oder über Aggregatoren erfolgen. Zur weiteren Erleichterung der Laststeuerung hat sich Belgien in seinem (2019 vorgelegten) Umsetzungsplan zur Einführung intelligenter Zähler verpflichtet, die je nach Region unterschiedlich sind:

a) Flandern ([37]):

1) Spätestens ab 2023 sollen 33 % der Kunden einen intelligenten Zähler haben.

2) Spätestens ab 2028 sollen 66 % der Kunden in Flandern einen intelligenten Zähler haben.

3) Spätestens ab 2034 sollen 100 % der Kunden in Flandern einen intelligenten Zähler haben.

b) Wallonien:

1) Spätestens am 1. Januar 2023 wird eine systematische Einführung intelligenter Zähler beginnen, und zwar i) für Privatkunden mit Zahlungsverzug, ii) bei einem notwendigen Zählerwechsel, iii) für neue Netzanschlüsse und iv) auf Antrag des Verbrauchers.

2) Spätestens am 31. Dezember 2029 sollen i) bei Verbrauchern mit einem Mindestverbrauch von 6 000 kWh, ii) bei Prosumenten mit einer netto erzeugbaren elektrischen Leistung von mindestens 5 kWe und iii) an öffentlich zugänglichen Ladepunkten 80 % intelligente Zähler installiert sein.

c) Region Brüssel-Hauptstadt: Intelligente Zähler werden i) bei einem notwendigen Zählerwechsel oder ii) bei neuen Netzanschlüssen installiert.

(65) Belgien wies 2020 eine Stromverbundrate von 21 % auf. Mit den bereits geplanten Projekten (siehe föderaler Entwicklungsplan 2020–2030 ([38])) wird die Stromverbundrate Belgiens bis 2030 rund 30 % erreichen ([39]). Die im Rahmen der folgenden belgischen Netzausbauvorhaben geschaffenen Infrastrukturen sind bereits in Betrieb oder werden in den kommenden Jahren in Betrieb genommen:

a) ALEGrO: Das Vorhaben von gemeinsamem Interesse ALEGrO zur Einrichtung einer 1-GW-Verbindungsleitung zwischen Belgien und Deutschland wurde 2020 in Auftrag gegeben. ([40])

b) NEMO: Die im Rahmen des Vorhabens von gemeinsamem Interesse NEMO gebaute 1-GW-Verbindungsleitung zwischen Belgien und dem Vereinigten Königreich ist seit 2019 in Betrieb.

c) BRABO: Das Vorhaben von gemeinsamem Interesse BRABO betrifft den Ausbau des belgischen Stromnetzes, um unter anderem die Kapazitäten für Stromimporte aus den Niederlanden zu erhöhen.

2.4. **Begünstigte**

2.4.1. *Teilnahmeberechtigung*

(66) Der CRM ist offen für alle bestehenden und neuen Kapazitäten, die zur Angemessenheit der Ressourcen beitragen können, sowie für Speicherung und Laststeuerung. Die Aggregierung von Kapazitäten, auch aus verschiedenen Technologien, ist zulässig.

(67) Der CRM ist zudem offen für ausländische Kapazitäten. Die entsprechenden Vorschriften sind in Abschnitt 2.10 näher dargelegt.

(68) Begünstigte des CRM sind die Kapazitätsanbieter, die durch eine Ausschreibung ausgewählt werden.

([37]) Im Jahr 2020 beschloss die flämische Regierung, die Einführung intelligenter Zähler zu beschleunigen und bis Ende 2024 80 % aller Energiezähler in flämischen Haushalten zu ersetzen. Darüber hinaus hat die flämische Regierung in dem geänderten Energiedekret vom 17. Juli 2020 das Ziel gesetzt, alle herkömmlichen Zähler in Flandern bis zum 1. Juli 2029 durch digitale Energiezähler zu ersetzen.

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

([39]) Diese Prozentsätze basieren auf den von der Expertengruppe für Verbundziele (*Interconnection Target Experts Group*, ITEG) verwendeten Definitionen, d. h. Verbundrate = Gesamtimport/Gesamterzeugungskapazität; dabei entspricht der Gesamtimport dem „maximalen Leistungsfluss, den die grenzüberschreitende Anlage entsprechend den Kriterien der Systemsicherheit übertragen kann".

([40]) Die ALEGrO-Verbindungsleitung zwischen Belgien und Deutschland, die den Stromaustausch zwischen den beiden Ländern ermöglicht, wurde Ende 2020 fertiggestellt. Seit November 2020 kann diese Verbindungsleitung für kommerzielle Tätigkeiten genutzt werden.

2.4.2. *Mindestbeteiligungsschwelle*

(69) Die Mindestbeteiligungsschwelle wurde insbesondere aus folgenden Gründen auf 1 MW festgesetzt:

a) Anpassung an den Regelreservemarkt;

b) dieser Wert ist das Ergebnis eines fortlaufenden Dialogs mit den Marktteilnehmern, einschließlich mehrerer förmlicher öffentlicher Konsultationen;

c) die Unterschreitung der 1-MW-Grenze bedeutet, dass viele kleine Kapazitätsanbieter das obligatorische CRM-Präqualifikationsverfahren durchlaufen und die damit verbundenen Kosten tragen müssen, obwohl sie vielleicht gar nicht die Absicht haben, an der CRM-Auktion teilzunehmen;

d) eine Unterschreitung des Schwellenwerts von 1 MW bewirkt außerdem eine erhebliche Erhöhung des Verwaltungsaufwands.

(70) Der Königliche Erlass über die Beihilfefähigkeitskriterien in Bezug auf die kumulative Unterstützung und die Mindestbeteiligungsschwelle sieht vor, dass die Höhe der Mindestbeteiligungsschwelle während der Laufzeit des CRM mindestens alle fünf Jahre bewertet wird.

(71) Die Aggregierungsvorschriften ermöglichen die Beteiligung kleinerer Kapazitätsanbieter, die die Mindestbeteiligungsschwelle nicht erreichen.

2.4.3. *Aggregierung*

(72) Mehrere Kapazitätsanbieter können sich zu einer einzigen Kapazitätsmarkteinheit (*capacity market unit*, im Folgenden „CMU“) mit einer Leistung von mindestens 1 MW ohne Größenbeschränkung zusammenschließen. Die einzige Einschränkung besteht darin, dass Lieferpunkte, für die die Tagesprogramme des Energiemarkts gelten (in der Regel Tages-Lieferpunkte mit einer Größe von über 25 MW), nicht Teil eines aggregierten Portfolios sein können. Die Aggregierung ist für alle Technologien zulässig. Darüber hinaus ist die Neuzuweisung von Komponenten innerhalb einer aggregierten CMU zulässig, um die Flexibilität gegenüber Aggregatoren zu erhöhen und ihre Teilnahme am Auktionsverfahren zu fördern.

(73) Die Aggregierungsvorschriften werden regelmäßig überprüft und erforderlichenfalls von den belgischen Behörden geändert, um sicherzustellen, dass sie kein Hindernis für die Teilnahme an der Auktion darstellen.

2.4.4. *Nicht nachgewiesene Kapazitäten*

(74) Der Mechanismus sieht eine besondere Kategorie von „nicht nachgewiesenen Kapazitäten“ vor. Diese sind definiert als Kapazitäten, die zu Beginn des T-4-Präqualifikationsverfahrens nicht einem Lieferpunkt zugeordnet werden können, sodass die Anforderungen an die Präqualifikation von Lieferpunkten nicht eingehalten werden können. Die Kategorie ist offen für alle Technologien und hat zum Ziel, die Beteiligung von Kapazitäten zu fördern, die möglicherweise mehr Schwierigkeiten dabei haben, den geforderten Standardreifegrad bereits in T-4 zu erreichen. Nicht nachgewiesene Kapazitäten stellen weniger ausgereifte Projekte dar, z. B. wenn der Lieferpunkt noch unbekannt ist, kein Projektdurchführungsplan vorliegt und das Projekt erst in der Vorlaufphase weiter reift. Die belgischen Behörden erklärten, dass das Konzept der „nicht nachgewiesenen Kapazitäten“ auf Ersuchen des Marktes eingeführt wurde und insbesondere für Aggregatoren/Laststeuerungsanbieter von Nutzen sein könnte, die davon ausgehen, dass sie in der Lage sind, solche Kapazitäten in der Vorlaufphase zu ermitteln, aber z. B. noch Vereinbarungen mit Nachfragestellen abschließen müssen bzw. mehrere Möglichkeiten in Betracht ziehen. Nicht nachgewiesene Kapazitäten sollten nur in der T-4-Auktion angeboten werden. Dieser Kategorie kann nur die Standardkapazitätskategorie eines Einjahresvertrags zugeordnet werden (siehe Erwägungsgründe 138 und 145).

(75) Um das Risiko für die Systemsicherheit durch weniger ausgereifte Projekte zu begrenzen, ist die Gesamtkapazität, die in dieser Kategorie akzeptiert wird, bei der ersten Auktion auf 200 MW begrenzt. Das Stromgesetz sieht vor, dass bei jeder Auktion eine Entscheidung über diese maximale Gesamtkapazität getroffen wird. Der Schwellenwert könnte sich im Laufe der Zeit auf der Grundlage positiver Erfahrungswerte weiterentwickeln.

2.4.5. *De-Rating*

2.4.5.1. Allgemeine Vorschriften

(76) Der CRM steht allen Kapazitätsinhabern in Abhängigkeit von ihrer Verfügbarkeitsquote und ihrem Beitrag zum Ziel der Angemessenheit der Ressourcen offen. In der Tat ist z. B. aufgrund von Wetterbedingungen, Wartungszyklen oder Ausfällen nicht davon auszugehen, dass CMU zu 100 % der Zeit mit 100 % ihrer Referenzleistung verfügbar sind.

(77) Aus diesem Grund wird für jede Technologie ein De-Rating-Faktor berechnet, um ihre Zuverlässigkeit und ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Zeiten zu bewerten, die unter dem Gesichtspunkt der Angemessenheit besonders relevant sind (sog. „simulierte Knappheitsstunden"). Kapazitätsinhaber können daher nur bis zu ihrer herabgesetzten Kapazität an der Auktion teilnehmen und für Kapazitätsverträge infrage kommen. ([41])

(78) Die Methode zur Berechnung dieser De-Rating-Parameter ist je nach Technologie unterschiedlich und wird im Königlichen Erlass zur Festlegung der Methode für die Kapazitätsberechnung und die Bestimmung der Auktionsparameter näher erläutert. Sie ist abhängig von der Kapazitätskategorie:

a) De-Rating-Faktoren für thermische Technologien mit Tagesfahrplan werden auf der Grundlage einer statistischen Analyse anhand historischer Daten ermittelt, indem die erzwungene Nichtverfügbarkeitsquote unterboten wird, da davon ausgegangen wird, dass dieser Parameter von klimatischen Bedingungen unabhängig ist.

b) De-Rating-Faktoren für thermische Technologien ohne Tagesfahrplan werden durch Messungen bestimmt. Sind die Messungen unzureichend, werden sie simuliert, indem der erwartete durchschnittliche Beitrag dieser Technologien während der simulierten Knappheitsstunden durch die aggregierte nominale Bezugsleistung der Technologie dividiert wird.

c) De-Rating-Faktoren für wetterabhängige Technologien mit Tagesfahrplan und für wetterabhängige Technologien ohne Tagesfahrplan, für die keine Leistungsvereinbarung (*service level agreement*, im Folgenden „SLA") getroffen wurde (siehe Buchstabe e), werden bestimmt, indem der entsprechende durchschnittliche Beitrag dieser Technologien während der simulierten Knappheitsstunden durch die aggregierte nominale Bezugsleistung der jeweiligen Technologie dividiert wird.

d) De-Rating-Faktoren für Technologien mit Tagesfahrplan, die energiebegrenzt sind, werden bestimmt, indem der erwartete durchschnittliche Beitrag dieser Technologien während der simulierten Knappheitsstunden durch die aggregierte nominale Bezugsleistung dividiert wird.

e) Leistungsvereinbarung (*Service Level Agreement*, SLA) (in der Regel für Laststeuerung oder Speicherung in kleinem Maßstab, aber auch für alle Technologien ohne Tagesfahrplan, einschließlich erneuerbarer Energiequellen): Der De-Rating-Faktor wird jeder SLA zugeordnet, die während des Präqualifikationsverfahrens von der CMU selbst ausgewählt wird (und im Kapazitätsvertrag festgelegt ist), abhängig von den gewählten Energiebeschränkungen. So kann für Technologien ohne Tagesfahrplan anstatt einer vorgegebenen SLA die SLA gewählt werden, die am besten den technischen Beschränkungen der jeweiligen Technologie entspricht. Darüber hinaus kann ein Aggregator eine SLA wählen, die am besten zu seinem Portfolio passt.

(79) Am 4. Mai 2021 legte Belgien aktualisierte De-Rating-Faktoren vor (siehe nachstehende Tabelle):

Tabelle 4

De-Rating-Faktoren

SLA		
Verfügbarkeit/Dauer [Stunden]	SLA	Speicherung in großem Maßstab
1	11 %	11 %
2	19 %	19 %
3	28 %	28 %
4	36 %	36 %
6	52 %	52 %
8	65 %	65 %

Thermische Technologien mit Tagesfahrplan	
Unterkategorie	**De-Rating-Faktor**
Kombinierte Gas- und Dampfturbinentechnologie	91 %
Gasturbinen mit offenem Kreislauf	90 %
Strahlturbinen	96 %

([41]) Kapazitätsanbieter kommen nur bis zu ihren in Betracht kommenden Mengen (d. h. Bezugsleistung (unter Berücksichtigung der Opt-out-Mengen) multipliziert mit dem De-Rating-Faktor) für Kapazitätsverträge infrage.

Gasmotoren	95 %
Dieselmotoren	93 %
Kraft-Wärme-Kopplung	93 %
Biomasse	93 %
Abfall	93 %
Kernkraft	96 %
Kohle	90 %
Energiebegrenzte Technologien mit Tagesfahrplan	
Verfügbarkeit/Dauer [Stunden]	**De-Rating-Faktor**
1	11 %
2	19 %
3	28 %
4	36 %
5–6	52 %
7–8	65 %
Wetterabhängige Technologien	
Unterkategorie	**De-Rating-Faktor**
Offshore-Windenergie	15 %
Onshore-Windenergie	6 %
Solarenergie	4 %
Laufwasserkraftwerk	34 %
Thermische Technologien ohne Tagesfahrplan	
Unterkategorie	**De-Rating-Faktor**
Aggregierte thermische Technologien	62 %

Quelle: Anmeldung ([42]).

(80) Die De-Rating-Vorschriften können jährlich überprüft und bei Bedarf geändert werden. Insbesondere wird der ÜNB die Liste der derzeit auf dem Markt verfügbaren Technologien konsultieren. Sollte die Rückmeldung eingehen, dass eine neue Technologie in der Liste fehlt, könnte dies bei der jährlichen Kalibrierung der De-Rating-Faktoren noch berücksichtigt werden. Daher werden die De-Rating-Faktoren und die Technologien bei Bedarf jährlich aktualisiert und überprüft.

2.4.6. Vorschriften für die grenzüberschreitende Beteiligung

(81) Was die grenzüberschreitende Beteiligung betrifft, so wird die maximale Eintrittskapazität, die für die Beteiligung indirekter ausländischer Kapazitäten in einer Regelzone zur Verfügung steht, vom Netzbetreiber für jede direkt an die belgische Regelzone angebundene Marktzone gemäß Artikel 26 der Elektrizitätsverordnung festgelegt.

(82) Bis zur Annahme der einschlägigen Strategien, Vorschläge oder Beschlüsse zur Umsetzung von Artikel 26 der Elektrizitätsverordnung wird der Beitrag jeder direkt an Belgien angebundenen Marktzone durch den Beitrag dieser Zonen während der simulierten Knappheitsstunden, wie in Abschnitt 2.10.1 beschrieben, bestimmt.

([42]) Abrufbar unter: CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf (fgov.be).

2.4.7. *Vorschriften für nicht nachgewiesene Kapazitäten*

(83) Um gleiche Wettbewerbsbedingungen mit anderen kontrahierten Kapazitäten in der T-4-Auktion zu gewährleisten, wird Elia die zum Zeitpunkt der T-4-Auktion bekannten De-Rating-Faktoren als Input-Parameter für das Standard-Präqualifikationsverfahren für nicht nachgewiesene Kapazitäten anwenden (da das Standard-Präqualifikationsverfahren für diese Kapazitäten bis zu 24 Monate nach der T-4-Auktion organisiert werden kann).

2.5. **Auktionsverfahren und Preisregel**

2.5.1. *Häufigkeit der Auktionen*

(84) Laut Anmeldung wird der ÜNB CRM-Auktionen in Abhängigkeit von der Höhe der Kapazitätsressourcen durchführen, die benötigt werden, um angemessene Ressourcen zu gewährleisten, mit denen der Zuverlässigkeitsstandard erreicht werden kann.

(85) Eine solche Kapazitätsauktion wird einmal pro Jahr durchgeführt, wobei die Lieferung jeweils vier Jahre später erfolgt („T-4-Auktion"). Im Jahr unmittelbar vor dem Lieferjahr der Hauptauktion wird eine weitere Auktion durchgeführt („T-1-Auktion"). Die erste T-4-Auktion ist für 2021 und die erste T-1-Auktion für 2024 geplant.

2.5.2. *Bestimmung der durch eine Auktion zu beschaffenden Menge*

(86) In einer früheren Fassung des Stromgesetzes war in Artikel 7 undecies Absatz 2 festgelegt, dass die Methode zur Festsetzung der Parameter zur Bestimmung der Menge der zu beschaffenden Kapazität vom ÜNB vorgeschlagen wird. Gemäß der Elektrizitätsverordnung, die seit dem 1. Januar 2020 gilt, genehmigt der Mitgliedstaat die durch eine Auktion zu beschaffende Menge auf der Grundlage eines Vorschlags der CREG. Der CRM-Ausschuss (FÖD Wirtschaft, CREG, Elia und das Kabinett des Energieministers) beschloss daher bereits 2019, dass die CREG einen Vorschlag für die Methode zur Festsetzung der Parameter zur Bestimmung der durch eine Auktion zu beschaffenden Menge ausarbeiten würde. Die folgenden Erwägungsgründe enthalten Detailangaben in zeitlicher Reihenfolge.

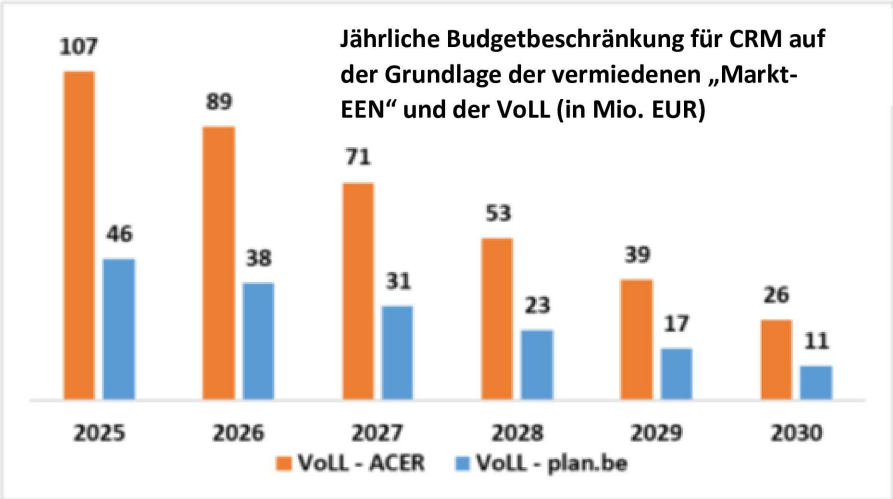
(87) Am 22. November 2019 erarbeitete Elia den Entwurf eines Vorschlags für einen Königlichen Erlass zur Festlegung der Methode für die Bestimmung der Auktionsparameter (z. B. De-Rating-Faktoren, Basis- und Referenzpreise, mittlere Preisobergrenze), einschließlich des Verfahrens zur Bestimmung des Szenarios zur Ermittlung der benötigten Kapazitäten. ([43]) Am 6. Dezember 2019 nahm die CREG eine Stellungnahme ([44]) zum Vorschlag von Elia an, in der sie insbesondere erklärt, dass die Verwendung des EU-HiLo-Szenarios zur Bestimmung der zu erwerbenden Kapazitäten unangemessen ist ([45]) und nicht mit Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung im Einklang steht.

(88) Am 18. März 2020 übermittelte die CREG dem belgischen Energieminister den Entwurf des Vorschlags (E)2064 zur Bestimmung der zu beschaffenden Kapazitätsmenge. Dieser Entwurf basierte weitgehend auf dem Vermerk (Z) 2024 der CREG ([46]), der dem Minister am 20. Dezember 2019 im Anschluss an eine öffentliche Konsultation übermittelt worden war. Die CREG nahm den endgültigen Vorschlag am 24. März 2020 an. ([47]) Aus dem Vorschlag

a) ergibt sich ein Haushaltszwang, wonach die Kosten für den CRM niedriger sein müssen als die Kosten, die dem Verbraucher durch die erwartete Energieunterdeckung (*expected energy not served*, im Folgenden „EENS") ([48]) entstehen, die durch den CRM vermieden wird. Die Kosten für den CRM entsprechen den Kosten für die Kapazitäten, die zur Einhaltung des Zuverlässigkeitsstandards benötigt werden. Die erwarteten Kosten für fehlende Energie entsprechen der EENS multipliziert mit der Zahlungsbereitschaft der Kunden, die diese Energie

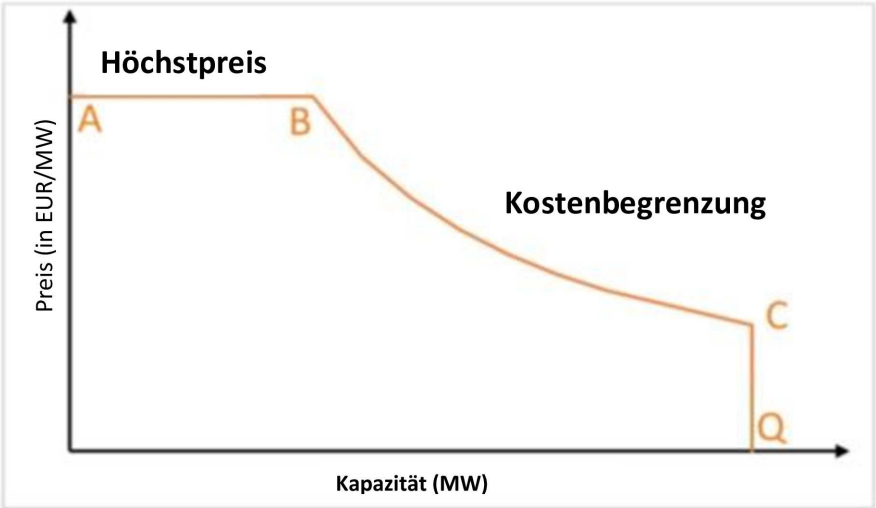
([43]) https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm
([44]) https://www.creg.be/fr/publications/avis-a2030
([45]) „Die Anwendung eines HiLo-Szenarios, bei dem von extremen Ereignissen ausgegangen wird, kann kaum als ‚statistisch normales Jahr' betrachtet werden. Vielmehr impliziert ein HiLo-Szenario per definitionem eine Ausnahmesituation. Die CREG bestreitet nicht, dass Extremsituationen tatsächlich auftreten können, allerdings müssen diese mit ihrer Wahrscheinlichkeit in eine probabilistische Simulation einbezogen werden. Stattdessen umfasst die von Elias vorgenommene Analyse der Versorgungssicherheit auf der Grundlage eines HiLo-Szenarios die Berechnung einer durchschnittlichen LOLE mit einer statistisch anomalen Basisannahme (d. h. ‚geringe Wahrscheinlichkeit')."
([46]) https://www.creg.be/fr/publications/note-z2024
([47]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064
([48]) Erwartete Energieunterdeckung: Prognose der jährlichen Nachfrage, die durch die auf dem Energiemarkt verfügbaren Ressourcen nicht gedeckt werden kann, angegeben in MWh.

unabsichtlich nicht erhalten (VOLL). Im Falle eines Risikos der Versorgungssicherheit entspricht dieser VOLL den Kosten der im Voraus angekündigten Nichtversorgung. Unter Verwendung des vom Planungsbüros berechneten VOLL ([49]) und auf der Grundlage einer Studie der ACER ([50]) hat die CREG folgenden Haushaltszwang ermittelt:



Quelle: Vorschlag (E)2064 der CREG vom 24. März 2020.

b) ergibt sich die folgende Nachfragekurve, bei der die durch eine Auktion zu beschaffende Zielmenge C-Q ist ([51]):



Quelle: Vorschlag (E)2064 der CREG vom 24. März 2020.

(89) Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der öffentlichen Konsultation zum Vermerk (Z) 2024 der CREG kam das belgische Energieministerium zu dem Schluss, dass die von der CREG vorgeschlagene Methode (insbesondere der Haushaltszwang) keine ausreichende Gewähr dafür bietet, dass das Ziel des CRM, das darin besteht, „das erforderliche Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten“, im Einklang mit den rechtlichen Kriterien eingehalten wird.

(90) Folglich entwickelte das belgische Energieministerium unter Berücksichtigung des Vorschlags von Elia für einen Königlichen Erlass (siehe Erwägungsgrund 87) und des Vorschlags der CREG (siehe Erwägungsgrund 88) eine alternative Methode zur Festlegung der Parameter zur Bestimmung der im Rahmen des CRM zu beschaffenden Kapazitätsmenge. Vom 23. März 2020 bis zum 27. März 2020 fand eine öffentliche Konsultation zu dieser angepassten Methode statt. Gemäß dem geänderten CRM-Gesetz sieht der angepasste Artikel 7 undecies Absatz 2 des Stromgesetzes vor, dass die Parameter zur Bestimmung der zu beschaffenden Menge auf der Grundlage eines

([49]) https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf
([50]) https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development /Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf
([51]) Weitere Elemente des Vorschlags der CREG finden sich hier: https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.

Vorschlags der Regulierungsbehörde in einem Königlichen Erlass festgelegt werden. Der endgültige Königliche Erlass wurde nach der Annahme des geänderten CRM-Gesetzes am 30. April 2021 im belgischen Amtsblatt veröffentlicht. ([52]) In den Erwägungsgründen 91 bis 99 wird das in diesem endgültigen Königlichen Erlass vorgesehene Verfahren beschrieben.

(91) Jedes Jahr wird die Kapazitätsmenge, die erforderlich ist, um den Zuverlässigkeitsstandard in einem bestimmten künftigen Lieferjahr zu erfüllen (Zielmenge), auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde festgelegt. Die Regulierungsbehörde macht diesen Vorschlag unter Berücksichtigung der vom ÜNB bereitgestellten Daten; diese werden vom ÜNB auf der Grundlage eines Szenarios und von Zwischenwerten berechnet, die von der Regulierungsbehörde vorgeschlagen und vom Minister festgelegt wurden. Die Zielmenge wird auf der Grundlage des rechtlichen Zuverlässigkeitsstandards bestimmt, der einem bestimmten LOLE-Wert entspricht. Ein Szenario wird kalibriert, um sicherzustellen, dass dieses Kriterium erfüllt ist. Sobald das Szenario kalibriert ist, wird eine Marktsimulation zur Ermittlung der simulierten Knappheitsstunden durchgeführt. Die Zielmenge wird daraufhin berechnet als Summe der durchschnittlichen Last während der simulierten Knappheitsstunden und des Ausgleichsbedarfs, von der die durchschnittliche EENS während der simulierten Knappheitsstunden abgezogen wird.

(92) Das in Erwägungsgrund 91 genannte Szenario, das anhand der neuesten verfügbaren Informationen aktualisiert wird, wird eines der zentralen Referenzszenarien zur Ermittlung von Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen entweder aus der letzten ERAA ([53]) oder der letzten NRAA ([54]) sein. ([55]) Das Verfahren zur endgültigen Bestimmung der zu beschaffenden Kapazitätsmenge muss auch den einschlägigen Teilen der Elektrizitätsverordnung entsprechen.

(93) Der Königliche Erlass sieht zur Festlegung des Referenzszenarios folgendes Verfahren vor: Als Grundlage für die Entscheidung des Energieministers wird der belgische ÜNB im Anschluss an eine öffentliche Konsultation der Marktteilnehmer zu den Daten und Annahmen eine Empfehlung veröffentlichen. Anschließend wird die Regulierungsbehörde unter Berücksichtigung der im Königlichen Erlass vorgesehenen Methode einen Vorschlag für das Referenzszenario vorlegen. Schließlich wird der FÖD Wirtschaft eine Stellungnahme zu diesem Vorschlag veröffentlichen. Die endgültige Entscheidung über die Wahl des Szenarios obliegt dem Energieminister.

(94) Durch eine allgemeine Auktionspreisobergrenze, die für alle Kapazitätskategorien gilt, wird die maximale Vergütung festgelegt, die bei einer CRM-Auktion für ein Gebot erzielt werden kann. Durch diese Auktionspreisobergrenze zur Festlegung der maximalen Vergütung wird die Möglichkeit, dass es durch die Abgabe unangemessener Gebote zu einem Missbrauch von Marktmacht kommt, eingeschränkt. Die allgemeine Auktionspreisobergrenze wird durch Multiplikation der Netto-CONE ([56]) mit einem Faktor X berechnet. Der Wert des Korrekturfaktors X trägt den Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Schätzung der Netto-CONE Rechnung, sowohl auf Ebene der Bruttokostenvariabilität eines neuen Marktteilnehmers in Verbindung mit verschiedenen Technologien als auch bei der Bestimmung der jährlichen inframarginalen Annuitäten auf dem Energiemarkt und der Nettoeinnahmen auf dem Markt für zusätzliche Regelreserve. Die allgemeine Auktionspreisobergrenze für die erste Auktion liegt bei 75,00 EUR/kW/Jahr und entspricht der Netto-CONE multipliziert mit einem Korrekturfaktor von 1,50. ([57])

(95) Die Nachfragekurve für die T-4-Auktion wird auf der Grundlage von drei Punkten erstellt (siehe Abbildung 1):

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

([53]) Artikel 23 der Elektrizitätsverordnung.

([54]) Artikel 24 der Elektrizitätsverordnung.

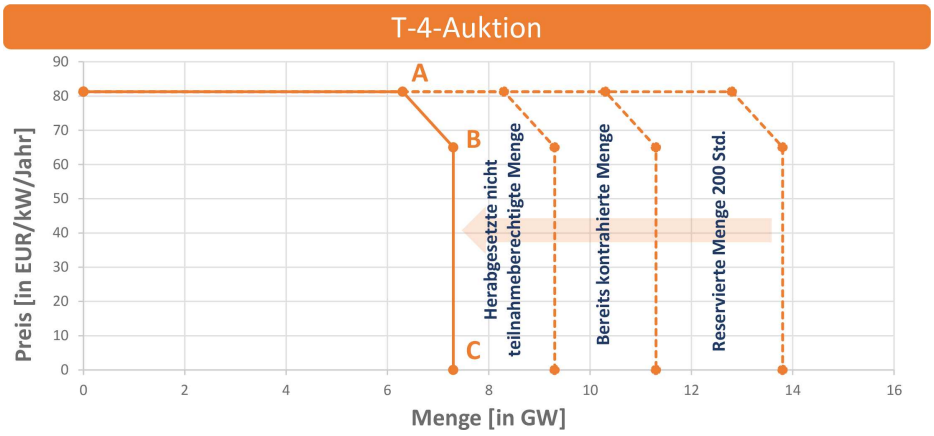
([55]) Das Referenzszenario für die Kalibrierung der ersten Nachfragekurve wird in Erwägungsgrund 287 beschrieben.

([56]) Die Netto-CONE entsprechen den Einnahmen, die die beste neue Technologie auf dem Kapazitätsmarkt erzielen müsste, um das entsprechende „Missing Money" auf dem Energiemarkt im Jahr 1 zu kompensieren. Die Netto-CONE werden berechnet, indem die Markteinnahmen und die Einnahmen aus Systemdienstleistungen aus den Brutto-CONE herausgerechnet werden.

([57]) Die CREG führte vom 1. Juli 2020 bis zum 13. Juli 2020 eine öffentliche Konsultation zum Vorschlag über die CONE-Werte für eine Auswahlliste von Referenztechnologien, die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (*weighted average cost of capital*, im Folgenden „WACC") und den Korrekturfaktor X durch (siehe Erwägungsgrund 99 Buchstabe b).

Abbildung 1

Nachfragekurve für die T-4-Auktion (indikative Schätzung)



Quelle: Anmeldung.

a) Auf der y-Achse entspricht Punkt B den Netto-CONE. ([58]) Auf der x-Achse entspricht Punkt B der Zielmenge (unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Last während der simulierten Knappheitsstunden, der Regelreserven, der durchschnittlichen Energieunterdeckung während der simulierten Knappheitsstunden, der herabgesetzten, nicht zulässigen Menge, der bereits kontrahierten Menge und der Reservierung eines Teils der Menge für die T-1-Auktion, wie in Erwägungsgrund 98 beschrieben).

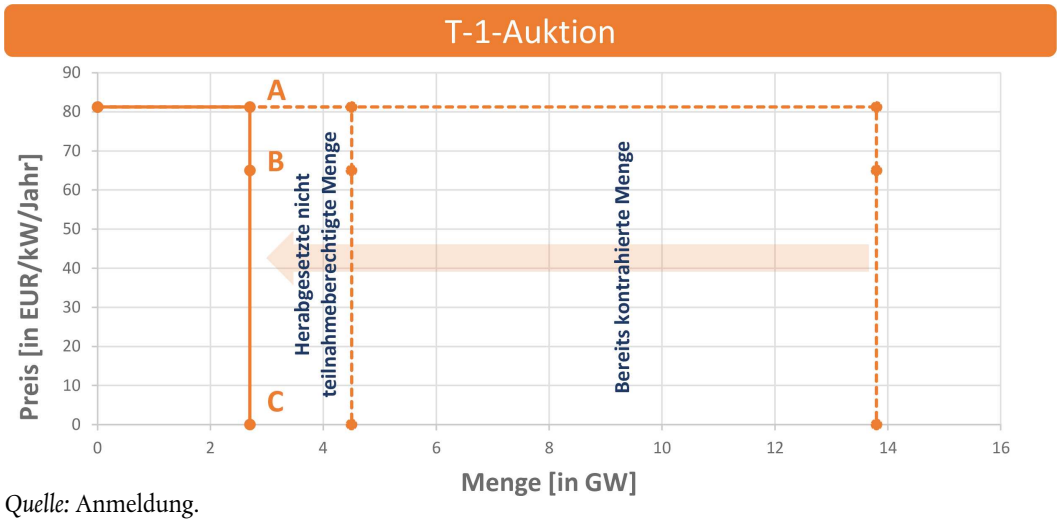
b) Auf der y-Achse entspricht Punkt C Null und auf der x-Achse der Zielmenge.

c) Auf der y-Achse entspricht Punkt A der allgemeinen Auktionspreisobergrenze und auf der x-Achse einer bestimmten Menge, die wie die Menge bei Punkt B berechnet wird (siehe Erwägungsgrund 95 Buchstabe a), wobei jedoch eine andere LOLE verwendet wird ($LOLE_A$). $LOLE_A$ entspricht dem Zuverlässigkeitsstandard (d. h. der Referenz-LOLE) multipliziert mit dem Korrekturfaktor X (siehe Erwägungsgrund 94).

(96) Die Nachfragekurve für die T-1-Auktion wird auf der Grundlage derselben Punkte B und C für die T-4-Auktion erstellt, allerdings wird die Zielmenge angepasst, um den bereits durch die T-4-Auktion für denselben Lieferzeitraum kontrahierten Kapazitäten Rechnung zu tragen. Auf der y-Achse entspricht Punkt A der allgemeinen Auktionspreisobergrenze und auf der x-Achse der Zielmenge.

Abbildung 2

Nachfragekurve für die T-1-Auktion (indikative Schätzung)



Quelle: Anmeldung.

([58]) Unter Berücksichtigung von kombinierter Gasturbinen-Dampfturbinen-Technologie (*combined cycle gas turbine*, im Folgenden „CCGT"), Gasturbinen mit offenem Kreislauf (*open-cycle gas turbine*, im Folgenden „OCGT") und Dieselmotoren in der Auswahlliste von Referenztechnologien und unter Annahme von Durchschnittswerten für die Brutto-CONE, die Einnahmen aus dem Energiemarkt und die Einnahmen aus Systemdienstleistungen.

(97) Die belgischen Behörden sind der Auffassung, dass bei der Erstellung der Nachfragekurven zwei Grundsätze beachtet wurden:

a) Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Dies bedeutet, dass nach Abschluss der T-4- und T-1-Auktionen der Zuverlässigkeitsstandard eingehalten werden sollte, da andernfalls das Ziel des CRM nicht erreicht würde. Da Punkt B der Menge entspricht, die benötigt wird, um den Zuverlässigkeitsstandard zu erfüllen, sollte sichergestellt werden, dass zumindest diese Menge kontrahiert wird. Da nach einer T-4-Auktion noch die Möglichkeit besteht, durch eine T-1-Auktion weitere Kapazitäten zu kontrahieren, ist eine geneigte Kurve zwischen Punkt A und Punkt B in T-4 möglich, sodass eine geringere Menge als die für Punkt B in der T-4-Auktion kalibrierte Menge kontrahiert werden kann. Eine geringere Menge als die Menge im Zusammenhang mit Punkt B in T-1 zu kontrahieren würde jedoch nicht gewährleisten, dass der Zuverlässigkeitsstandard erfüllt wird. Dies erklärt den vertikalen Abschnitt in T-1 zwischen Punkt A und Punkt B.

b) Gewährleistung eines angemessenen Mechanismus, der die geringsten Kosten verursacht: Dies bedeutet, dass die zu beschaffende Gesamtmenge die für die Einhaltung des Zuverlässigkeitsstandards erforderliche Menge nicht überschreiten sollte, da andernfalls die Gesamtkosten des Mechanismus aufgebläht würden. Dies erklärt, warum die Nachfragekurve sowohl bei T-4- als auch bei T-1-Auktionen zwischen Punkt B und dem Schnittpunkt mit der x-Achse senkrecht verläuft.

(98) Gemäß dem Stromgesetz muss eine Mindestkapazitätsmenge für T-1-Auktionen reserviert und von der Zielmenge für die T-4-Auktion abgezogen werden. Diese reservierte Menge muss mindestens der Kapazität entsprechen, die im Durchschnitt erforderlich ist, um die Gesamtlast zu Spitzenzeiten für weniger als 200 Betriebsstunden pro Jahr abzudecken. Gemäß dem Königlichen Erlass zur Festlegung der Methode für die Kapazitätsberechnung und die Bestimmung der CRM-Auktionsparameter wird die Kapazität, die im Durchschnitt erforderlich ist, um die Gesamtlast zu Spitzenzeiten für weniger als 200 Stunden abzudecken, für jeden Block von 100 MW anhand der durchschnittlichen Anzahl der Stunden bestimmt, die benötigt werden, um das Kriterium der Versorgungssicherheit auf der Grundlage der Lastdauerkurve zu erfüllen. Dies sind die Stunden, die bei einem bestimmten Kapazitätsbedarf zur Deckung des maximalen Stromverbrauchs benötigt werden. Die Schätzung der Nachfragekurve führte zur Reservierung von rund 2,5 GW für die für 2024 geplante T-1-Auktion. Belgien zufolge spiegelt die Entscheidung, einen Teil der zu beschaffenden Menge für die T-1-Auktion zu reservieren, seine Bereitschaft wider, die technische Neutralität und die technische Offenheit des Mechanismus zu betonen. Diese Maßnahme fördert die Beteiligung von Laststeuerungsanbietern, da es für diese Kapazitäten schwieriger sein könnte, ihre Verfügbarkeit weit im Voraus zu planen, was ihre Teilnahme an der T-4-Auktion erschweren könnte. Ungeachtet dieser Verlagerung der Kapazitätsmenge auf die T-1-Auktion dürfen alle Kapazitätsinhaber für einen bestimmten Lieferzeitraum sowohl am T-4- als auch am T-1-Auktionsverfahren teilnehmen.

(99) Im Vorgriff auf die Umsetzung des endgültigen Entwurfs des Königlichen Erlasses

a) führte Elia eine öffentliche Konsultation zu den Szenarien, Sensitivitäten und Daten für die Berechnung der CRM-Parameter für die T-4-Auktion für den Lieferzeitraum 2025–2026 durch. Die öffentliche Konsultation fand vom 5. Mai 2020 bis zum 5. Juni 2020 statt. ([59]) Gemäß dem Königlichen Erlass zog Elia die Daten aus der MAF 2019 des ENTSO (Strom) heran, die mit den neuesten verfügbaren Informationen aus öffentlichen Quellen aktualisiert wurden, sowie Daten zu den in das Referenzszenario aufzunehmenden Sensitivitäten, die sich auf die Versorgungssicherheit Belgiens auswirken können (siehe Erwägungsgrund 93). Im Anschluss an die öffentliche Konsultation empfahl Elia, eine Sensitivität gegenüber geringer Nachfrage sowie eine Sensitivität entsprechend dem EU-HiLo-Szenario in das Referenzszenario ([60]) aufzunehmen (siehe Erwägungsgrund 30). Anschließend nahm die CREG am 10. Juli 2020 einen Vorschlag für ein Referenzszenario ([61]) an, in dem sie insbesondere ihre Kritik an der Empfehlung von Elia bekräftigt, die Sensitivität einer Verringerung der Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke um vier Kernkraftwerkseinheiten einzubeziehen (siehe Erwägungsgrund 87), wobei sie auch auf den bestehenden CRM in Frankreich zur Sicherstellung der Angemessenheit sowie auf das Risiko einer Erhöhung der zu beschaffenden Kapazitäten hinwies. Kurz darauf nahm die Generaldirektion Energie des FÖD Wirtschaft jedoch eine Stellungnahme für den Energieminister ([62]) an, in der sie empfiehlt, aufgrund des Nachfragerückgangs infolge der Auswirkungen des COVID-19-Ausbruchs eine Änderung der erwarteten Nachfrage in das Referenzszenario aufzunehmen. Hinzu kam eine zusätzliche Nichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich. Somit wies die Generaldirektion Energie des FÖD Wirtschaft die meisten Kritikpunkte der CREG zurück, forderte Elia aber dennoch auf, seine Analyse im Lichte der Ergebnisse des PLEF zu überprüfen (siehe Erwägungsgrund 35).

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

([60]) „2.2.1 Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke — Die erste Sensitivität steht im Einklang mit der zehnjährigen Studie zur Angemessenheit und Flexibilität für den Zeitraum 2020–2030 (Elia, 2019) und ist in Paragraf 2.6.8 dargelegt. Sie umfasst eine Verfügbarkeit von Kernkraftwerken, die im Winter um vier Kernkraftwerkseinheiten reduziert wird."

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

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

b) Die CREG führte vom 1. Juli 2020 bis zum 13. Juli 2020 eine öffentliche Konsultation zu einem Vorschlag über die Werte der Brutto-KONE, die WACC und den Korrekturfaktor X durch. ([63]) Der Energieminister trifft jedes Jahr auf der Grundlage des Vorschlags der CREG, von dem er jedoch abweichen kann, seine Entscheidung.

(100) Die Nachfragekurve für die T-4-Auktion im Oktober 2021 basiert auf dem zentralen Szenario der MAF 2019 mit aktualisierten Daten und Korrekturen auf der Grundlage der vom PLEF vorgenommenen und im April 2020 veröffentlichten Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung (siehe auch Erwägungsgründe 287 bis 289).

(101) Die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 stützt sich auf das zentrale Szenario der MAF 2020, ergänzt um den neuesten Datensatz, der für jedes Land verfügbar ist und vom ENTSO (Strom) erhoben wird, sowie auf öffentliche Informationen oder aktualisierte nationale Studien für andere Länder. Belgien zufolge wird durch die Verwendung derselben Quelle (MAF) als Datensatz sowohl für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen als auch für die Kalibrierung der Nachfragekurve Kohärenz gewährleistet.

(102) Belgien stellte klar, dass die bei den Berechnungen der Nachfragekurve für die erste Auktion verwendete Sensitivität in Bezug auf die Nichtverfügbarkeit der französischen Kernkraftkapazitäten (in Übereinstimmung mit der vom PLEF vorgenommen Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung) auch in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 modelliert wurde.

(103) Die geschätzte Menge, die im Rahmen der ersten T-4- und T-1-Auktionen beschafft werden soll, beträgt rund 9,5 GW. Die Gesamtmenge wird je Auktion auf der Grundlage der in Abschnitt 2.5.2 beschriebenen Methode festgelegt. Bei der Nachfragekurve für die T-4-Auktion haben die belgischen Behörden eine beträchtliche Menge für die T-1-Auktion reserviert, um sicherzustellen, dass eine neue Kalibrierung näher am Lieferjahr vorgenommen wird, und um zu vermeiden, dass in der ersten T-4-Auktion zu viele Kapazitäten versteigert werden. Durch diese T-1-Reservierung wird es den belgischen Behörden ermöglicht, geringfügige Abweichungen infolge neuer Input-Daten und methodischer Verbesserungen zu bewältigen, aber auch sichergestellt, dass ausreichend Gelegenheit für die Beteiligung neuer und innovativer Technologien besteht, sodass in der Praxis die technologische Neutralität der Maßnahme gewährleistet ist.

(104) Insgesamt werden in der T-4-Auktion 2021 rund 54 % des durchschnittlichen Spitzenverbrauchs zu Knappheitszeiten kontrahiert, wodurch die Zielmenge auf das unbedingt erforderliche Maß reduziert wird.

(105) Belgien hat sich verpflichtet, die durch die T-4-Auktion 2023 und die T-1-Auktion 2026 zu beschaffenden Mengen mit den Ergebnissen der NRAA 2023 abzugleichen und gegebenenfalls anzupassen.

2.5.3. *Präqualifikationsphase*

(106) Alle Inhaber von Erzeugungskapazitäten von mehr als 1 MW unterliegen einem obligatorischen Präqualifikationsverfahren. Vorausgewählte Kapazitätsinhaber sind jedoch nicht zur Teilnahme an der Ausschreibung verpflichtet (Opt-out). Zur Erleichterung dieser obligatorischen Präqualifikation ist ein beschleunigtes Präqualifikationsverfahren vorgesehen, das es den Kapazitätsinhabern ermöglicht, die Anforderung für die Präqualifikation bei minimalem Aufwand zu erfüllen (es ist nur ein Minimum an Informationen erforderlich, z. B. Identifikationsnummer, Art des Lieferpunkts und installierte Gesamtkapazität): Kapazitätsinhaber nach einem beschleunigten Präqualifikationsverfahren werden automatisch als Opt-out behandelt.

(107) Zu den Anforderungen für die Präqualifikation zählt auch eine Anforderung in Bezug auf Emissionsgrenzwerte: Kapazitätsanbieter, die die nachstehend angegebenen Emissionsgrenzwerte überschreiten, dürfen nicht an der Kapazitätsauktion teilnehmen:

a) Für Kapazitäten, die die Erzeugung am oder nach dem 4. Juli 2019 aufgenommen haben, gilt ein Emissionsgrenzwert von 550 g CO_2 aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität.

b) Für Kapazitäten, die die Erzeugung vor dem 4. Juli 2019 aufgenommen haben, gilt ein Emissionsgrenzwert von 550 g CO_2 aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und 350 kg CO_2 aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowatt Leistung elektrisch (kWe).

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

(108) Darüber hinaus müssen die Bewerber im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens eine vorläufige finanzielle Sicherheit leisten, um an der Auktion teilnehmen zu können. Diese vorläufige finanzielle Sicherheit wird wirksam, wenn die CMU bei der Auktion ausgewählt wird. Kommt der Kapazitätsanbieter nach der Auswahl bei der Auktion seinen vertraglichen Verpflichtungen nicht nach oder ist er nicht bereit, den Kapazitätsvertrag zu unterzeichnen, werden im Rahmen der Kontrolle vor der Lieferung finanzielle Sanktionen verhängt. Die vertragliche Gegenpartei hat das Recht, eine finanzielle Sicherheit zu verlangen, falls diese Sanktionen nicht beglichen werden. Zum Zeitpunkt der Präqualifikation beläuft sich der Betrag der vorläufigen finanziellen Sicherheit auf 20 000 EUR/MW für virtuelle und zusätzliche CMU und auf 10 000 EUR/MW für bestehende CMU, je nach der beihilfefähigen Kapazitätsmenge der CMU (da die kontrahierten Kapazitäten noch nicht bekannt sind und sichergestellt werden soll, dass die finanzielle Sicherheit im Verhältnis zur Größe des Projekts sowie zum Risiko für das System im Falle der Nichtlieferung steht). Liegen die endgültigen kontrahierten Kapazitäten des CMU unter der beihilfefähigen Kapazitätsmenge, wird der Betrag der finanziellen Sicherheit um die positive Differenz zwischen der beihilfefähigen Kapazitätsmenge und den kontrahierten Kapazitäten, multipliziert mit 20 000 EUR (für virtuelle und zusätzliche CMU) bzw. 10 000 EUR (für bestehende CMU), verringert.

(109) Darüber hinaus müssen Parteien, die mit neuen Anlagen (für einen Kapazitätsvertrag mit einer Laufzeit von 15 Jahren), die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, in die Präqualifikation kommen wollen, anerkennen, dass sie durch den Abschluss eines Kapazitätsvertrags nicht von den aktuellen und künftigen Rechtsvorschriften und Zielen der Europäischen Union und/oder Belgiens zur Verringerung der Treibhausgasemissionen befreit werden. Auch müssen sie anerkennen, dass sie sich mit dem Abschluss eines Kapazitätsvertrags verpflichten, an der politischen Vorbereitung zur Erreichung dieser Ziele mitzuwirken. Zu diesem Zweck müssen sie eine schriftliche Erklärung beifügen, in der sie sich zu Folgendem verpflichten:

a) Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Durchführbarkeit einer Verringerung der Treibhausgasemissionen der betreffenden Anlage im Einklang mit den einschlägigen europäischen und belgischen Rechtsvorschriften und Zielvorgaben bis zum 31. Dezember 2026,

b) Aufstellung eines Emissionsverminderungsplans bis zum 31. Dezember 2027, aus dem hervorgeht, wie sie zum Übergang zur Klimaneutralität bis 2050 beitragen werden, mit Zwischenzielen für die Jahre 2035 und 2045 und

c) Erreichung von Null- oder Negativemissionen bis 2050. Die an der Aufstellung eines Emissionsverminderungsplans beteiligten Parteien können beschließen, die Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Durchführbarkeit einer Verringerung der Treibhausgasemissionen gemeinsam durchzuführen.

(110) Die Einhaltung der in Erwägungsgrund 109 dargelegten Verpflichtungen muss der Generaldirektion Energie des FÖD Wirtschaft nachgewiesen werden.

2.5.4. *Spezifische Gestaltungsmerkmale der Auktion*

2.5.4.1. Preisregel

(111) Das wettbewerbliche Auktionsverfahren stützt sich auf das Format der „Sealed-Bid"-Auktion, bei dem die Bieter Gebote anonym abgeben und das Marktclearing anschließend in einer einzigen Runde erfolgt. Den belgischen Behörden zufolge wird durch eine „Sealed-Bid"-Auktion die Möglichkeit des Missbrauchs von Marktmacht eingeschränkt, da während des Marktclearings keine Informationen an den Markt weitergegeben werden und die Bieter ihre Gebote nicht aktualisieren können. Sie weisen auch darauf hin, dass die Bieter bei einer „Sealed-Bid"-Auktion, anders als bei „Holländischen Auktionen", nicht für (typischerweise) zwei bis drei Tage gebunden sind, in denen sie auf die Informationen, die für das Auktionsverfahren zur Verfügung gestellt werden, reagieren müssen. Das weniger komplexe und zeitaufwändige Auktionsverfahren könnte die Eintrittsbarriere weiter senken, was insbesondere für neue und kleine Marktteilnehmer sowie für Laststeuerungsanbieter, deren Kerngeschäft nicht der Energiemarkt ist, von Bedeutung ist.

(112) Alle erfolgreichen Bieter erhalten eine Kapazitätsvergütung auf der Grundlage der „Pay-as-bid"-Preisregel für alle Auktionen, die mindestens die ersten beiden Lieferzeiträume betreffen (T-4- und T-1-Auktionen für Lieferzeiträume, die im November 2025 und November 2026 beginnen). Mit anderen Worten erhalten erfolgreiche Kapazitätsanbieter ihren Angebotspreis als Kapazitätsvergütung.

(113) Nach Vorlage eines Bewertungsberichts an das Parlament könnte für Auktionen, die spätere Lieferzeiträume betreffen, die „Pay-as-cleared"-Preisregel zur Anwendung kommen. Nach der „Pay-as-cleared"-Preisregel entspricht die Kapazitätsvergütung dem Preis des höchsten ausgewählten Angebots (mit Begrenzung der mittleren Preisobergrenze, siehe Abschnitt 2.5.4.2).

(114) Die belgischen Behörden sind der Ansicht, dass die Angemessenheit in Belgien um das Jahr 2025 neue Kapazitäten erfordern wird (siehe Erwägungsgrund 29). Daher werden wahrscheinlich Kapazitätsinhaber mit sehr heterogenen Kostenstrukturen in den ersten CRM-Auktionen miteinander in Wettbewerb treten. Folglich befürchten die belgischen Behörden, dass bei Anwendung der „Pay-as-cleared"-Preisregel einige Kapazitätsanbieter von hohen inframarginalen CRM-Renten und somit von Zufallsgewinnen profitieren könnten. Nach Ansicht Belgiens würde im Falle perfekter Informationen, anhand derer die Marktteilnehmer den potenziellen Marktclearingpreis im Rahmen von „Pay-as-cleared" abschätzen können, die „Pay-as-bid"-Preisregel theoretisch zu demselben Ergebnis führen, da die Bieter einen Anreiz haben, Gebote in Höhe dieses voraussichtlichen Clearingpreises abzugeben. In der Praxis ist jedoch mit den ersten CRM-Auktionen zwangsläufig ein gewisses Maß an Unsicherheit und Unvorhersehbarkeit in Bezug auf den potenziellen „Pay-as-cleared"-Marktpreis verbunden. Daher können Marktteilnehmer im Rahmen der „Pay-as-bid"-Preisregel umsichtiger handeln, um das Risiko, nicht ausgewählt zu werden, zu vermeiden, und somit kann „Pay-as-bid" zu einem kostengünstigeren Ergebnis führen.

(115) Belgien ist jedoch der Ansicht, dass der Kosteneffizienzvorteil von „Pay-as-bid"-Auktionen mit der Zeit wahrscheinlich abnimmt, und zwar nicht nur, weil der Bedarf an neuen Kapazitäten wegfallen könnte, sondern auch, weil wiederkehrende „Pay-as-bid"-Auktionen es den Marktteilnehmern ermöglichen, den Referenzmarkt-Clearingpreis besser abzuschätzen, was zu einer „flachen" Angebotskurve führt. Sollte das „Missing-Money"-Problem mittel- bis langfristig gelöst werden, könnte durch „Pay-as-bid" außerdem verhindert werden, dass der Preis gegen null tendiert, da die Kapazitätsanbieter bei der „Pay-as-bid"-Preisregel keinen Anreiz haben, ein Gebot zu null abzugeben.

(116) Belgien ist der Auffassung, dass die „Pay-as-cleared"-Preisregel nach späteren Auktionen zur besseren Wahl werden könnte, um den Wettbewerb anzuregen, ein transparentes Preissignal zu setzen und zu ermöglichen, dass die Kapazitätsvergütungen gegen null tendieren, wenn davon ausgegangen wird, dass das Kapazitätsangebot ausreicht, um die Kapazitätsnachfrage zu decken. Ein wichtiges Merkmal der „Pay-as-cleared"-Preisregel ist, dass das rationale Bietverhalten darin besteht, ein Gebot in Höhe der tatsächlichen Kosten abzugeben. Da mit der „Pay-as-cleared"-Preisregel ein transparentes Preissignal für den Markt gesetzt wird, können diese Informationen für kleine Einheiten und neue Marktteilnehmer besonders wertvoll sein, da sie ihnen eine bessere Vorstellung von den aktuellen und künftig zu erwartenden Marktbedingungen vermitteln und so die Teilnahme im Laufe der Zeit fördern können. Darüber hinaus werden durch die „Pay-as-cleared"-Preisregel vertragliche Vereinbarungen, insbesondere im Hinblick auf Aggregierungen, vereinfacht. Belgien wird daher ein Verfahren vorsehen, das einen Wechsel zur „Pay-as-cleared"-Preisregel ermöglicht, wenn sich dies als vorteilhaft erweist.

2.5.4.2. Mittlere Preisobergrenze

(117) Wie in Abschnitt 2.6 ausführlich beschrieben, kann eine CMU, die erhebliche Investitionen erfordert, sich um einen mehrjährigen Kapazitätsvertrag bewerben. Derzeit gilt diese Regel nicht für indirekte ausländische Kapazitäten, für die nur ein Vertrag mit einer Laufzeit von einem Jahr möglich ist (siehe Erwägungsgründe 143 und 144). Nach Angaben der belgischen Behörden müssen CMU, die in die Kategorie der Einjahresverträge fallen, keine oder nur geringe Investitionskosten decken (andernfalls würden sie für einen Mehrjahresvertrag infrage kommen). Daher ist vorgesehen, auf CMU, die in die Kategorie der Einjahresverträge fallen, eine mittlere Preisobergrenze anzuwenden, um Zufallsgewinne zu vermeiden. Diese Regel gilt auch für Verträge über indirekte ausländische Kapazitäten (Näheres siehe Abschnitt 2.10.1).

(118) CMU, die in die Kategorie der Einjahresverträge fallen, dürfen nicht zu einem Preis bieten, der über der mittleren Preisobergrenze liegt. Darüber hinaus würden diese CMU auch nach der „Pay-as-cleared"-Regel (siehe Erwägungsgrund 113) keine Kapazitätszahlungen erhalten, die über der mittleren Preisobergrenze liegen.

(119) Nach Ansicht der belgischen Behörden wird durch die mittlere Preisobergrenze auch verhindert, dass Marktteilnehmer mit beträchtlicher Marktmacht strategisch beschließen, bestehende Kapazitäten stillzulegen oder zu schließen, wodurch Kapazitäten effektiv aus dem Markt genommen werden, was wiederum den Markt-Clearingpreis beeinflusst. Durch die Begrenzung der maximalen Kapazitätsvergütung für Kapazitäten, die in die Kategorie der Einjahresverträge fallen (darunter bestehende Anlagen), würde durch die mittlere Preisobergrenze das Potenzial für überhöhte inframarginale Renten eingeschränkt.

(120) Die belgischen Behörden weisen darauf hin, dass die mittlere Preisobergrenze einerseits ausreichend niedrig sein sollte, um Zufallsgewinne zu vermeiden, andererseits aber auch nicht zu niedrig sein sollte, um normale Renditen für die Investoren zu verhindern oder sogar CMU von der Teilnahme an der CRM-Auktion abzuhalten und ein unerwünschtes Austrittssignal zu schaffen.

(121) Gemäß der Methode, die im Königlichen Erlass zur Festlegung der Methode für die Kapazitätsberechnung und die Bestimmung der CRM-Auktionsparameter beschrieben ist, wird die mittlere Preisobergrenze auf das erwartete Niveau des „Missing Money" der derzeit auf dem Markt am schlechtesten abschneidenden Technologie kalibriert, wobei sowohl Kosten als auch Einnahmen zu berücksichtigen sind.

(122) Es sind folgende Kosten zu berücksichtigen:

a) jährliche Fixkosten für Betrieb und Instandhaltung;

b) auf Jahresbasis umgerechnete Instandhaltungskosten (ausgenommen Kosten im Zusammenhang mit einer Kapazitätserweiterung oder einer Verlängerung der Lebensdauer einer Anlage);

c) Aktivierungskosten für eine Verfügbarkeitsprüfung.

(123) Diese Kostenkomponenten werden durch die anwendbaren De-Rating-Faktoren dividiert, da die mittlere Preisobergrenze in der Auktion gilt, in der die Preise je herabgesetztem MW ausgedrückt werden. Die belgischen Behörden übermittelten die in Tabelle 5 enthaltenen Daten. ([64])

Tabelle 5

Jährliche Gesamtkosten für eine Auswahlliste bestehender Technologien ([65])

	Jährliche Fixkosten für Betrieb und Instandhaltung [EUR/kW/Jahr]			Aktivierungskosten für die Verfügbarkeitsprüfung [EUR/kW/Jahr]	De-Rating-Faktor ([66])
	NIEDRIG	MITTEL	HOCH		
CCGT	29	30	41	0	91 %
OCGT	19	19	40	0	90 %
Strahlturbinen	23	29	29	0	96 %
Laststeuerung	5	10	15	0,18	36 %

Quelle: Anmeldung.

(124) Es sind folgende Einnahmen zu berücksichtigen:

a) jährliche inframarginale Renten, die auf dem Strommarkt erzielt werden;

b) jährliche Nettoeinnahmen aus der Erbringung frequenzbezogener Regelreserve.

(125) Die belgischen Behörden übermittelten die in Tabelle 6 enthaltenen Daten:

([64]) Elia führte eine öffentliche Konsultation zu den Szenarien, Sensitivitäten und Daten für die Berechnung der CRM-Parameter für die T-4-Auktion für den Lieferzeitraum 2025–2026 durch (siehe Erwägungsgrund 99 Buchstabe a).

([65]) Die Zahlen stammen aus dem Kalibrierungsbericht von Elia. Abrufbar unter: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([66]) In Anbetracht dessen, dass der De-Rating-Faktor für „große thermische Anlagen" zwischen 85 % und 95 % liegt, wird für die *CCGT*, für *OCGT* und für *Strahlturbinen* ein De-Rating-Faktor von mindestens 90 % angewandt. Bei der *Laststeuerungstechnologie* entspricht der De-Rating-Faktor einem Durchschnittswert, um der Vielfalt an Möglichkeiten Rechnung zu tragen, die die *Laststeuerungstechnologie* bietet.

Tabelle 6

Jährliche Gesamteinnahmen für eine Auswahlliste bestehender Technologien ([67])

	Jährliche Gesamteinnahmen [EUR/kW/Jahr] ([68])		
	NIEDRIG	MITTEL	HOCH
CCGT	5	11	20
OCGT	10,2	12,6	15,5
Strahlturbinen	19,3	23,2	27
Laststeuerung	14,3	17,1	20

Quelle: Anmeldung.

(126) Schließlich wird das „Missing Money" berechnet, indem die jährlichen Einnahmen von den jährlichen Kosten abgezogen werden. Zu dem sich ergebenden Wert wird ein Unsicherheitszuschlag von 5 % hinzugerechnet, um den allgemeinen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, die mit einer „Missing-Money"-Schätzung verbunden sind, insbesondere in Anbetracht dessen, dass die Kalibrierung der mittleren Preisobergrenze eine Verallgemeinerung der Kosten und Einnahmen pro Technologie erfordert und dass diese Schätzung mehrere Jahre vor dem jeweiligen Lieferzeitraum erfolgt.

(127) Die belgischen Behörden übermittelten die in Tabelle 7 enthaltenen Daten: Beim „Missing Money" gibt es verschiedene „Stufen": Stufe 1: geringe Kosten und hohe Einnahmen; Stufe 2: geringe Kosten und mittlere Einnahmen; Stufe 3: geringe Kosten und geringe Einnahmen; Stufe 4: mittlere Kosten und hohe Einnahmen; Stufe 5: mittlere Kosten und mittlere Einnahmen; Stufe 6: mittlere Kosten und geringe Einnahmen.

Tabelle 7

Für eine Auswahlliste bestehender Technologien abgeleitete „Missing-Money"-Werte ([69])

„Missing Money" [EUR/kW (herabgesetzt)/ Jahr]	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Stufe 4	Stufe 5	Stufe 6
CCGT	10,4	20,8	27,7	11,5	21,9	28,8
OCGT	4,1	7,5	10,3	4,1	7,5	10,3
Strahlturbinen	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Laststeuerung	0	0	0	0	0	0

Quelle: Anmeldung.

([67]) Die Zahlen stammen aus dem Kalibrierungsbericht von Elia. Abrufbar unter: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([68]) Es ist zu beachten, dass nur mFRR-Reservierungsgebühren unter 10,00 EUR/MW/h für den Gesamtdurchschnittswert berücksichtigt werden, da Preise oberhalb dieses Schwellenwerts als Zeiträume mit Angemessenheitsproblemen angesehen werden und daher für diese Analyse nicht repräsentativ sind. Die Werte „NIEDRIG", „MITTEL" und „HOCH" werden als 60 %, 75 % bzw. 90 % des Gesamtdurchschnittswertes berechnet, um die variablen Kosten im Zusammenhang mit der Reservierung von mFRR, z. B. Kosten für die Abgabe eines Gebots, zu berücksichtigen. Um Doppelzählungen zu vermeiden und damit nur Nettoeinnahmen eingeschlossen werden, wurden die Nettoeinnahmen aus der Erbringung frequenzbezogener Regelreserve in folgendem Umfang berücksichtigt: FCR-Einnahmen werden nicht berücksichtigt, da Batterien wahrscheinlich zur vorherrschenden Technologie für die Bereitstellung von FCR werden. Die Batterietechnologie wird bei der Kalibrierung der mittleren Preisobergrenze nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass sich aus der Bereitstellung von FCR ein positiver Business Case ergibt. aFRR-Einnahmen werden nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass Technologien zur Bereitstellung von aFRR zu Arbitrage zwischen der Bereitstellung von aFRR und dem Energieverkauf führen. Daher wird davon ausgegangen, dass aFRR-Reservierungsgebühren keine Nettoeinnahmen zusätzlich zu den auf dem Energiemarkt erzielten inframarginalen Renten darstellen. mFRR-Einnahmen werden für die Strahlturbinentechnologie (unter der Annahme, dass ein mFRR-Standardprodukt angeboten wird) und die Laststeuerungstechnologie (unter der Annahme, dass ein mFRR-Flex-Produkt angeboten wird) als relevant angesehen, da die derzeit auf dem Markt verfügbaren Dienste in der Regel im Rahmen dieser Technologien angeboten werden. Genauer gesagt werden die Einnahmen aus der Strahlturbinen- und der Laststeuerungstechnologie durch einen Prozentsatz der durchschnittlichen mFRR-Reservierungsgebühr oder der auf dem Energiemarkt erzielten inframarginalen Rente bestimmt, je nachdem, was von beiden den höchsten Wert ergibt.

([69]) Die Zahlen stammen aus dem Kalibrierungsbericht von Elia. Abrufbar unter: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

(128) Auf der Grundlage der von Elia vorgelegten Angaben und Daten und der Stellungnahme der Regulierungsbehörde zu diesen Daten haben die belgischen Behörden die mittlere Preisobergrenze für die erste Auktion, d. h. die T-4-Auktion für den Lieferzeitraum November 2025 bis Oktober 2026, auf 20,00 EUR/kW (herabgesetzt)/Jahr festgelegt.

(129) Während des förmlichen Prüfverfahrens führte Belgien eine individuelle Ausnahmeregelung in Bezug auf die mittlere Preisobergrenze ein. ([70])

(130) Die Ausnahmeregelung wurde durch den Königlichen Erlass zur Festlegung der Methode für die Kapazitätsberechnung und die Bestimmung der CRM-Auktionsparameter eingeführt. Sie gilt gleichermaßen für nationale und indirekte grenzüberschreitende Kapazitäten.

(131) Gemäß dem Königlichen Erlass wird die Ausnahme für die erste Auktion aufgrund der begrenzten Zeit zwischen der Konzeption der Ausnahmeregelung und der Vorbereitung der ersten Auktion nachträglich gewährt, d. h. nach Abschluss der Auktion. Belgien erklärte, dass potenzielle Begünstigte die Ausnahmegenehmigung vor der Auktion beantragen und vor der Auktion alle relevanten Informationen vorlegen. Alle Kriterien und Vorschriften für eine Erteilung der Ausnahmegenehmigung werden vor der Auktion auf transparente Weise festgelegt. Die Ausnahmegenehmigung ist nicht abhängig von den eingereichten Geboten der Auktionsteilnehmer. Wenn schließlich im Nachhinein festgestellt wird, dass bestimmte Einheiten nicht für eine Ausnahmegenehmigung infrage kommen, und ihre Zahlungen gekürzt werden, so wirkt sich dies nicht auf das Ergebnis (Vertrag, Zahlung und kontrahierte Menge) für andere Einheiten aus, die an der Auktion teilgenommen haben.

2.5.4.3. Clearingvorschriften

(132) Das Clearing der Kapazitätsauktion sollte durch Auswahl der Kombination von Geboten erfolgen, durch die ein maximaler Beitrag zur sozialen Wohlfahrt geleistet wird, und zwar unter Berücksichtigung der (administrativ bestimmten) Nachfragekurve und der (durch Aggregierung der verschiedenen Gebote der Kapazitätsinhaber bestimmten) Angebotskurve sowie der Mengen- und Preiskomponenten der verschiedenen Gebote. Die soziale Wohlfahrt wird in diesem Zusammenhang berechnet als Summe der Konsumentenrente (Überschuss für die Gesellschaft aus der Befriedigung der Nachfrage nach Versorgungssicherheit zu einem Preis unterhalb der Zahlungsbereitschaft für Kapazitäten, wie durch die Nachfragekurve definiert) und der Produzentenrente (Überschuss für die Kapazitätsanbieter aus der Auswahl ihrer Gebote zu einem Preis oberhalb des Gebotspreises).

(133) Wenn mehrere Clearinglösungen (d. h. eine Kombination von Geboten) im Hinblick auf die Maximierung der ökonomischen Wohlfahrt gleichwertig sind, wird die Lösung mit den geringsten CO_2-Emissionen ausgewählt. Sind zwei Lösungen sowohl hinsichtlich der Maximierung der ökonomischen Wohlfahrt als auch der gewichteten durchschnittlichen CO_2-Emissionen gleichwertig, wird die Lösung mit der am niedrigsten gewichteten durchschnittlichen Vertragslaufzeit gewählt, um die Lock-in-Effekte über mehrere Jahre zu begrenzen. ([71])

(134) Im Auktionsalgorithmus werden auch Netzbeschränkungen insofern berücksichtigt, dass bestimmte Kombinationen von Geboten, die zusammen nicht netzkonform sind, abgelehnt werden. Die Netzbeschränkungen für das Übertragungsnetz, die während des Auktionsclearings gelten, werden vor dem Auktionsclearing festgelegt und beruhen entweder auf Systemsicherheitserwägungen oder auf physikalischen Abstandsbeschränkungen.

2.6. **Vertragslaufzeit**

(135) Den belgischen Behörden zufolge ermöglicht eine längere Laufzeit des Kapazitätsvertrags dem Kapazitätsanbieter die Sicherung einer langfristigen Finanzierung, um die Investitionskosten über einen längeren Zeitraum zu verteilen. Dies könnte die erforderliche jährliche Kapazitätsvergütung verringern und dazu beitragen, dass ein neues Projekt gegenüber bestehenden Projekten auf dem Markt wettbewerbsfähig ist. Die Möglichkeit des Markteintritts neuer Anbieter zu wettbewerbsfähigen Preisen ist auch für die Kontrolle der Marktmacht der bestehenden Kapazitätsanbieter von größter Bedeutung.

([70]) Zu der Methode zur Erlangung einer individuellen Ausnahmegenehmigung wurde im Februar 2021 eine öffentliche Konsultation durchgeführt.

([71]) Kapazitätsanbieter müssen während des Präqualifikationsverfahrens CO_2-Informationen über ihre CMU vorlegen. Die Vorschriften zur Funktionsweise des belgischen CRM (vgl. Abschnitt 18.1.17) enthalten Leitlinien für die Berechnung der spezifischen und jährlichen Emissionen auf der Grundlage der ACER-Stellungnahme Nr. 22/2019.

(136) Durch eine längere Kapazitätsvertragslaufzeit kann jedoch auch eine längerfristige Bindung an eine Technologie auf dem Energiemarkt bewirkt werden. Daher hat sich der belgische Staat für verschiedene Kapazitätskategorien entschieden (1 Jahr, bis zu 3 Jahre, 8 Jahre und 15 Jahre). Folglich wird für neue Investitionen nicht sofort ein Kapazitätsvertrag mit der Maximallaufzeit (15 Jahre) vergeben, um zu verhindern, dass der künftige Energiemarkt für neue (und potenziell umweltfreundlichere) Technologien versperrt ist.

(137) In dem von der CREG vorgeschlagenen Königlichen Erlass vom 12. Dezember 2019 ([72]) sind die beihilfefähigen Kosten definiert als „anfängliche und einmalige Ausgaben für ab dem ersten vom Kapazitätsvertrag abgedeckten Lieferzeitraum für den Bau und/oder die Bereitstellung der wesentlichen physischen technischen Elemente der Kapazität und für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten auf dem belgischen Markt erforderliche Investitionen, die ab dem Datum der Veröffentlichung der Ergebnisse der Auktion, bei der das Gebot für die entsprechende Kapazität ausgewählt wurde, anfallen und spätestens am Tag vor dem ersten Tag des Kapazitätsbereitstellungszeitraums getätigt werden". Bei bestehenden Kapazitäten haben folgende Ausgaben das Angebot zusätzlicher Kapazitäten zur Folge: i) Ausgaben, die erforderlich sind, damit die Kapazität den Umweltstandards entspricht und auf dem Markt erhalten bleibt, ii) Ausgaben, die zur Erhöhung der installierten Kapazität oder zur Verlängerung der technischen Lebensdauer der Anlage erforderlich sind, und iii) für direkte ausländische Kapazitäten Ausgaben, die für den Anschluss der Einheit an ein Netz innerhalb der belgischen Regelzone erforderlich sind (siehe Abschnitt 2.10.2).

(138) Im vorgeschlagenen Königlichen Erlass sind die in Tabelle 8 aufgeführten Schwellenwerte vorgesehen. Diese Investitionsschwellen wurden so berechnet, dass sichergestellt ist, dass die geschätzten durchschnittlichen jährlichen Investitionskosten in den Kapazitätskategorien mit einer maximalen Kapazitätsvertragslaufzeit von 15, 8 und 3 Jahren gleich sind. Die CREG wird vorschlagen, die Investitionsschwellen bei Bedarf, mindestens jedoch alle drei Jahre zu aktualisieren. ([73]) Die Schwellenwerte tragen der installierten und nicht der herabgesetzten Kapazität Rechnung. Wenn die von der CMU angebotene herabgesetzte Kapazität anstelle der installierten Kapazität für die Investitionsschwellen berücksichtigt würde, würden Kapazitäten mit einem hohen De-Rating-Faktor Belgien zufolge die Investitionsschwellen für Mehrjahresverträge leichter erreichen, was dem Ziel des CRM zuwiderlaufen würde.

Tabelle 8

Investitionsschwellen für langfristige Kapazitätsverträge

Vertragslaufzeit	**Von der CREG vorgeschlagene Schwellenwerte**	**Neuer Vorschlag der belgischen Regierung**
Jahre	***EUR/kW***	***EUR/kW***
15	600	360
8	400	239
3	177	106

Quelle: FÖD Wirtschaft.

(139) Die CREG wird die Investitionskosten überwachen, um sowohl im Voraus als auch im Nachhinein sicherzustellen, dass die jedem Kapazitätsanbieter zugewiesene Kapazitätskategorie angemessen ist. Insbesondere muss der Kapazitätsanbieter ein Ex-post-Investitionsdossier vorlegen, das die Regulierungsbehörde für ihre nachträgliche Bewertung der zugewiesenen Kapazitätskategorie verwenden kann. Ergibt die nachträgliche Analyse, dass die Kostenkriterien nicht erfüllt waren (einschließlich einer begrenzten Toleranzspanne zur Berücksichtigung geringfügiger Unsicherheiten), könnten die Vertragsbedingungen überarbeitet werden (z. B. Neueinstufung der CMU in die entsprechende Vertragskategorie). Falls das Ex-post-Investitionsdossier nicht (rechtzeitig) vorgelegt wird, ist darüber hinaus auch eine Neueinstufung der CMU in die Einjahres-Kapazitätskategorie durch die Regulierungsbehörde möglich.

(140) Gemäß dem ursprünglichen Vorschlag wird auch aggregierten Angeboten eine Vertragskategorie zugewiesen. Wird ein aggregiertes Angebot von Kapazitäten unterbreitet, die verschiedenen Vertragskategorien entsprechen, wird diesem Angebot die Vertragskategorie zugewiesen, die der Kapazität mit der kürzesten Vertragskategorie entspricht.

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

([73]) Die Investitionsschwellen werden durch Königlichen Erlass auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde festgelegt (Artikel 6 Absatz 2 des veröffentlichten Königlichen Erlasses).

(141) Dieser Vorschlag wurde im Anschluss an das förmliche Prüfverfahren überarbeitet. Gemäß dem Königlichen Erlass zur Festlegung der Investitionsschwellen, der Beihilfefähigkeitskriterien für Investitionskosten und des Einstufungsverfahrens wird jede Kapazität, die Teil eines aggregierten Angebots ist, in eine Kapazitätskategorie eingestuft. Auf der Grundlage der Kapazitätseinstufung legt die CREG gegebenenfalls ihre verschiedenen Einstufungskombinationen fest und verknüpft jede Kombination mit einer maximalen Nennreferenzleistung, die der Summe der nominalen Referenzkapazitäten der Kapazitäten des aggregierten Angebots entspricht, die in eine Kapazitätskategorie eingestuft sind, die mindestens der angegebenen Kapazitätskategorie entspricht. Auf Grundlage dessen wählt der Verwalter des aggregierten Angebots die Kapazitätskategorie aus, die für das aggregierte Angebot gelten soll.

(142) Im Anschluss an das förmliche Prüfverfahren änderte Belgien auch die Bestimmungen des Königlichen Erlasses über beihilfefähige Investitionskosten. Im geänderten Königlichen Erlass heißt es, dass nur Kosten für die Anpassung an künftige Unionsstandards im Rahmen des CRM beihilfefähig sind.

(143) Den belgischen Behörden zufolge kann die Möglichkeit von Mehrjahresverträgen für ausländische Kapazitäten nicht vorgesehen werden, da langfristig nicht immer ausreichende Eintrittskapazitäten gewährleistet werden können. Letzteres hängt nicht nur vom Grad der Vernetzung und der Verfügbarkeit ab, sondern auch vom Risiko zeitgleicher hoher Systembelastungen mit Nachbarländern. Dieses Risiko kann im Laufe der Zeit erheblich variieren, je nach Angemessenheit und Marktlage in anderen Ländern.

(144) Die belgischen Behörden haben sich jedoch zur Überprüfung der Möglichkeit des Abschlusses von Mehrjahresverträgen für ausländische Kapazitäten verpflichtet. Die erste Überprüfung wird bis zum 15. Januar 2023 und danach alle zwei Jahre durchgeführt. Ergibt die Überprüfung, dass die mit dem Niveau und der Verfügbarkeit der Verbindungsleitung in Zusammenhang stehenden Risiken und das Risiko zeitgleicher hoher Systembelastungen angemessen gemindert werden, sodass Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr für indirekte ausländische Kapazitäten keine übermäßige Gefahr für die Angemessenheit darstellen, können Mehrjahresverträge für Auslandskapazitäten vergeben werden.

(145) Schließlich können nicht nachgewiesene Kapazitäten nur für einen einjährigen Kapazitätsvertrag in Betracht kommen, da es schwierig ist, genaue Kostenangaben zu begründen, die eine Einstufung in eine der mehrjährigen Vertragskategorien ermöglichen würden (siehe Abschnitt 2.4.4).

2.7. **Verpflichtungen**

2.7.1. *Zuverlässigkeitsoptionen*

(146) Im Rahmen des belgischen CRM erwirbt die vertragliche Gegenpartei über Zuverlässigkeitsoptionen Kapazität von den Kapazitätsanbietern. Die über eine Auktion ausgewählten Kapazitätsanbieter verkaufen dem Zentraleinkäufer die Zuverlässigkeitsoptionen gegen eine festgelegte Kapazitätsvergütung. Sobald der Referenzpreis ein vorab festgelegtes Niveau, den Ausübungspreis, überschreitet, ist der Kapazitätsanbieter verpflichtet, die Differenz zwischen dem Referenzpreis und dem Ausübungspreis an den Zentraleinkäufer zurückzuzahlen (die Berechnung erfolgt auf der Grundlage der kontrahierten Kapazitätsmengen).

(147) Dies hat zur Folge, dass die Einnahmen des Kapazitätsanbieters auf dem Energy-Only-Markt auf den Ausübungspreis gedeckelt sind, den Kapazitätsanbietern im Gegenzug jedoch eine feste und bestimmte Kapazitätsvergütung zugesichert wird. Anders ausgedrückt: Die Kapazitätsanbieter verzichten auf einen Teil ihrer unbestimmten Knappheitsrenten und erhalten im Gegenzug ein bestimmtes Kapazitätsentgelt, wodurch das Risiko schwankender Einnahmen und somit auch die Risiken im Zusammenhang mit den zu tätigenden Investitionen erheblich verringert werden. Zuverlässigkeitsoptionen dienen einem zweifachen Ziel. Die Rückzahlungsverpflichtung schränkt in erster Linie das Potenzial für Zufallsgewinne ein und schafft in zweiter Linie Anreize für CMU, zu Zeiten verfügbar zu sein, die für die Versorgungssicherheit relevant sind.

2.7.2. *Referenzpreis*

(148) Belgien hat den Day-Ahead-Marktpreis als Referenzpreis gewählt. Als Hauptvorteile des Day-Ahead-Markts hat Belgien Folgendes angegeben:

(a) Der Day-Ahead-Markt setzt das relevanteste Marktsignal im Zusammenhang mit Fragen der Angemessenheit, da die meisten Faktoren, die die Position der Marktteilnehmer beeinflussen, in die Produktionsplanung und -prognosen einbezogen werden;

(b) der Day-Ahead-Markt hat eine starke Signalfunktion und stellt aufgrund seiner Granularität und der hohen Genauigkeit der Annahmen, was sich in den gehandelten Mengen widerspiegelt, den stärksten und liquidesten Spotmarkt dar;

(c) nach dem Day-Ahead-Matching im belgischen System müssen alle Bilanzkreisverantwortlichen ausgewogen sein (um 15.00 Uhr am Nominierungsdatum), und zu diesem Zeitpunkt ist der Markt bereinigt. Auf diese Weise ist der Day-Ahead-Markt die letzte Möglichkeit in der Zeitleiste für Stromprodukte, die verbleibende Nachfrage und das Angebot nach dem Terminmarkt und vor dem Flexibilitätsbedarf des Intraday-Markts und des Regelmarkts zu überschreiten;

(d) aufgrund seiner zeitlichen Stellung auf den Spotmärkten sollte er es allen Technologien (z. B. auch langsamen Kapazitäten) ermöglichen, darauf zu reagieren.

(149) Belgien erläuterte, dass die Methode des Referenzpreises in Zukunft überprüft werden könnte, um sicherzustellen, dass das angemessenste Preissignal gesendet wird, sobald die Reife anderer Spotmärkte auf ein Niveau nahe dem des Day-Ahead-Marktes steigt. Insbesondere können die Intraday-Marktpreise wieder berücksichtigt werden, wenn die Liquidität ausreichend und kontinuierlich ist.

(150) Belgien hat sich für einen einheitlichen Ausübungspreis mit einigen Korrekturen entschieden, um die technologische Offenheit des Systems zu gewährleisten und Zufallsgewinne bei der Kalibrierung zu begrenzen. Nach Ansicht der belgischen Behörden sind diese Korrekturen notwendig, um das Risiko eines einheitlichen Ausübungspreises für die Beteiligung bestimmter Technologien am CRM einzuschränken. Insbesondere Technologien mit kurzfristigen Grenzkosten über dem Ausübungspreis können ohne diese Korrekturen behindert werden.

(151) Gemäß Artikel 7 undecies Absatz 2 des Stromgesetzes wird der Ausübungspreisparameter jedes Jahr im Wege eines Ministerialerlasses bis spätestens 31. März desselben Jahres (sowohl für die T-4- als auch die T-1-Auktion) nach der im Königlichen Erlass festgelegten Methode für die Auktionsparameter kalibriert.

(152) Der Ausübungspreisparameter beruht auf einer Analyse der aggregierten Kurven zur Erfassung des elastischen Teils des Volumens der Reaktion des Marktes auf den Day-Ahead-Marktpreis, gewichtet über einen Zeitraum von drei Jahren für die relevanten Zeiträume in diesen drei Jahren (Winter-Wochentage). Nach der Methode sollte der kalibrierte Ausübungspreis zwischen der entsprechenden Spanne [75 %; 85 %] des preiselastischen Reaktionsvolumens des Marktes, der darauf reagiert, und unter Berücksichtigung einer Reihe von Leitprinzipien ausgewählt werden:

a) Erstes Kriterium: Die kurzfristigen Grenzkosten der Technologien mit Tagesfahrplan sollten durch den gewählten Ausübungspreis gedeckt werden.

b) Zweites Kriterium: Bei der Kalibrierung des Ausübungspreises wird die Form der Kalibrierkurve berücksichtigt.

c) Drittes Kriterium: Bei der Kalibrierung des Ausübungspreises wird die Entwicklung des Energiemarktes berücksichtigt.

d) Viertes Kriterium: Die zeitliche Stabilität des Ausübungspreises ist gewährleistet.

e) Fünftes Kriterium: Es besteht eine angemessene Chance, dass der Referenzpreis den Ausübungspreis erreicht.

(153) Die Bewertung des ersten Kriteriums erfolgt im Lichte der Ergebnisse und Hypothesen, die in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019, insbesondere in den Abschnitten 2.9.3 und 2.9.4, herangezogen werden. Die Berechnung der kurzfristigen Grenzkosten beruht auf einer Schätzung der Kraftstoffpreise, einer Einschätzung der potenziellen Entwicklung des CO_2-Preises sowie einer Abschätzung der Leistung („Effizienz“) der verschiedenen in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 berücksichtigten Technologien (in diesem Fall CCGT, OCGT und Dieselgeneratoren).

(154) Belgien schlug eine indikative kalibrierte Ausübungspreisspanne auf der Grundlage der letzten drei Winterperioden (Winter 2016/2017 bis Winter 2018/2019) vor, die auf [320; 500] EUR/MWh zu beschränken ist.

(155) Dies bedeutet, dass sich der Ausübungspreis im Laufe der Zeit entsprechend den Entwicklungen auf dem Energiemarkt ändern kann (für die Laufzeit des Kapazitätsvertrags einer CMU jedoch fix bleibt) und dass Kapazitätsverträge aus einer Auktion nicht notwendigerweise auf denselben Ausübungspreis lauten wie Kapazitätsverträge aus einer anderen Auktion. In jedem Fall werden die Kapazitätsanbieter vor jeder Auktion über den geltenden Ausübungspreis informiert, sodass sie diese Information in ihren Geboten berücksichtigen können.

(156) Darüber hinaus hat sich Belgien dafür entschieden, CMU ohne individuelle Fahrplanverpflichtung (Laststeuerungsanbieter und Aggregatoren fallen typischerweise in diese Kategorie) die Möglichkeit einzuräumen, den einheitlichen Ausübungspreis bei der Rückzahlungsverpflichtung durch ihren angegebenen Marktpreis (d. h. ihre kurzfristigen Grenzkosten) zu ersetzen, wenn dieser höher ist als der einheitliche Ausübungspreis. Mit anderen Worten unterliegen CMU ohne individuelle Fahrplanverpflichtung (und somit Laststeuerungsanbieter) nur dann der Rückzahlungsverpflichtung, wenn der Referenzpreis über dem angegebenen Marktpreis liegt, d. h. dem Preis,

oberhalb dessen die jeweiligen Kapazitätsanbieter Energie auf dem Energiemarkt liefern wollen. Sprich: Wenn die Kalibrierung des einheitlichen Ausübungspreises zu einem Preis führt, der unter ihren Aktivierungskosten liegt, sind diese CMU nicht verpflichtet, Einnahmen zurückzuzahlen, die auf dem Energiemarkt nicht erzielt wurden (wenn der Referenzpreis über dem Ausübungspreis, aber unter dem angegebenen Marktpreis liegt). Diese Maßnahme wurde im Anschluss an die öffentliche Konsultation eingeführt, um die Bedenken von Laststeuerungsanbietern und anderen Parteien auszuräumen, dass sie andernfalls größere Schwierigkeiten in Bezug auf die Beteiligung hätten, da sie möglicherweise Rückzahlungen zu leisten hätten, und zwar ohne Zuschaltung und ohne überhaupt Einnahmen erzielt zu haben. Belgien zufolge wird dadurch auch die technologische Offenheit gewährleistet, während gleichzeitig Zufallsgewinne begrenzt werden. Insbesondere sollte dieses Gestaltungselement den Behörden zufolge ausdrücklich die Teilnahme der Laststeuerung am CRM und an anderen Technologien mit höheren kurzfristigen Grenzkosten erleichtern.

(157) Darüber hinaus können CMU ohne individuelle Fahrplanverpflichtung beschließen, mehrere Day-Ahead-Preise als DMP anzugeben. Dies gilt insbesondere für Aggregatoren, die ein Portfolio haben können, das aus CMU mit unterschiedlichen Grenzpreisen besteht und ihre tatsächliche Kostenkurve widerspiegelt. Damit soll vermieden werden, dass die Rückzahlungsverpflichtung auf Energie angewandt wird, die nicht auf dem Markt verkauft wurde und für die keine Einnahmen erzielt wurden.

2.7.3. *Rückzahlungen*

2.7.3.1. Beschreibung

(158) Wenn der Strompreis auf dem Day-Ahead-Großhandelsmarkt den Ausübungspreis übersteigt, muss der Kapazitätsanbieter die Differenz zwischen dem Referenzpreis und dem Ausübungspreis an Elia zahlen, berechnet auf der Grundlage der kontrahierten Kapazitätsmenge. Dies hat zur Folge, dass die Einnahmen des Kapazitätsanbieters auf dem Energy-Only-Markt auf den Ausübungspreis gedeckelt sind, den Kapazitätsanbietern im Gegenzug jedoch eine feste und bestimmte Kapazitätsvergütung zugesichert wird.

(159) Der Kapazitätsanbieter unterliegt der Rückzahlungsverpflichtung, unabhängig davon, ob er im betreffenden Abrechnungszeitraum Strom zu hohen Preisen verkauft hat.

(160) Es sei hinzuzufügen, dass die Zuverlässigkeitsoption so konzipiert ist, dass planmäßige und außerplanmäßige Anlagenausfälle, die ordnungsgemäß im Voraus mitgeteilt wurden, im Umfang der Nichtverfügbarkeit von dieser Rückzahlungsverpflichtung ausgenommen sind. Tatsächlich sollen mit der Rückzahlungsverpflichtung Zufallsgewinne durch Rückerstattung unvorhergesehener Einnahmen aus dem Energiemarkt vermieden werden. Bei Ausfällen (sowohl planmäßigen als auch außerplanmäßigen) wird jedoch keine Energie geliefert. Folglich ist es für den Kapazitätsanbieter im Falle von (ordnungsgemäß mitgeteilten) Ausfällen unmöglich, die aus den hohen Preisspitzen resultierenden höheren Energieeinnahmen zu erfassen, weshalb unter diesen Umständen keine Rückzahlungsverpflichtung gelten sollte.

(161) Laststeuerungseinheiten und andere Kapazitäten ohne Tagesfahrplanverpflichtung unterliegen der Rückzahlungsverpflichtung, wenn der Referenzpreis den angegebenen Marktpreis übersteigt (siehe Erwägungsgrund 156).

(162) Die belgischen Behörden haben sich verpflichtet, eine technische und wirtschaftliche Analyse durchzuführen, in deren Rahmen die Gebote und die Auktionsergebnisse unter besonderer Berücksichtigung der Auswirkungen der Rückzahlungsverpflichtung geprüft werden. Die Analyse wird alle zwei Jahre durchgeführt, beginnend mit der ersten Auktion im Frühjahr 2022. Die Ergebnisse der Analyse werden Gegenstand einer öffentlichen Konsultation sein.

2.7.3.2. „Stop-Loss"-Mechanismen

(163) Belgien wird außerdem einen „Stop-Loss"-Mechanismus sowohl für die Rückzahlungsverpflichtung (im Zusammenhang mit den Zuverlässigkeitsoptionen) als auch für die kumulativ angewandten Sanktionen für Nichtverfügbarkeit (siehe Abschnitt 2.8.4) einführen.

(164) Ein solcher „Stop-Loss"-Mechanismus impliziert, dass der Kapazitätsanbieter im Rahmen des CRM zu keinem Zeitpunkt einen Betrag zurückzahlen muss, der den Wert seiner jährlichen Kapazitätsvergütung übersteigt. Anders ausgedrückt: Wenn der Vertragswert auf null sinkt, besteht keine Zahlungsverpflichtung (weder in Bezug auf die Zuverlässigkeitsoptionen noch auf die Verfügbarkeitszahlungen). Dieser Grundsatz stellt eine nützliche Risikobegrenzung für den Kapazitätsanbieter dar, da er Nullgebote zulässt, falls das „Missing Money" auf dem Energiemarkt auf null reduziert wird. Ohne einen solchen „Stop-Loss"-Mechanismus bestünde im Gegenteil die

Gefahr, dass der Kapazitätsanbieter einer Rückzahlungsverpflichtung und/oder einer Sanktion unterliegt, selbst wenn er kein „Missing Money" hat und der Wert des Kapazitätsauftrags sich auf 0 EUR beläuft. Um dieses Risiko abzudecken, würde ein Kapazitätsanbieter ohne diesen „Stop-Loss"-Mechanismus niemals ein Gebot zu 0 EUR/MW/Jahr abgeben (selbst wenn er kein „Missing Money" hätte).

2.8. **Überwachung der Verfügbarkeit, Verfügbarkeitsprüfungen und Sanktionen**

2.8.1. *Kontrolle vor der Lieferung*

(165) Während des Zeitraums vor der Lieferung (d. h. nach der Auswahl der CMU im Rahmen der Auktion, aber vor Beginn des Lieferzeitraums) unterliegen die ausgewählten Kapazitätsanbieter einer Reihe von Anforderungen, um sicherzustellen, dass ihre kontrahierten Kapazitäten zu Beginn des Lieferzeitraums verfügbar sind und zur Versorgungssicherheit beitragen. Sie sollen vor allem das Spielrisiko mindern und die mit neuen Investitionen verbundenen Unsicherheiten (z. B. Verzögerungen bei den Bauarbeiten) abdecken.

(166) Eine an Bedingungen geknüpfte finanzielle Sicherheit ist erforderlich, um die verlangte und fristgerechte Erfüllung aller Verpflichtungen im Zusammenhang mit den Kontrollen vor der Lieferung zu gewährleisten, die sich aus dem Kapazitätsvertrag und/oder den Vorschriften zur Funktionsweise der CRM-Marktregeln ergeben (siehe Erwägungsgrund 108). Bei Nichteinhaltung der Verpflichtungen eines Kapazitätsanbieters während eines Zeitraums vor der Lieferung kann die finanzielle Sicherheit geltend gemacht werden.

(167) Für bestehende CMU werden im Vorfeld der Lieferung Verfügbarkeitsprüfungen vorgenommen, die bei Nichtverfügbarkeit in Sanktionen resultieren. Darüber hinaus sind für zusätzliche und virtuelle CMU zusätzliche Verpflichtungen und Überwachungsanforderungen zwischen T-4 und dem Lieferzeitraum vorgesehen. Die Überwachung dieser neuen Kapazitäten vor der Lieferung erfolgt auf der Grundlage einer genauen Projektplanung des Kapazitätsanbieters. Falls der Kapazitätsanbieter die in der Projektplanung festgelegten Meilensteine nicht einhält, was zu einer Restverzögerung führt, werden Sanktionen verhängt, einschließlich finanzieller Sanktionen (die durch die finanzielle Sicherheit abgedeckt sind) oder in einigen Fällen der Reduzierung der ursprünglich kontrahierten Kapazitäten (und damit der jährlichen Kapazitätsvergütung) und/oder der Reduzierung der Laufzeit des Kapazitätsvertrags (und damit der Anzahl der Jahre, in denen eine Kapazitätsvergütung gezahlt wird).

2.8.2. *Überwachung der Verfügbarkeit*

(168) Der belgische ÜNB stellt sicher, dass alle unter Vertrag genommenen CMU (unter Berücksichtigung des De-Rating) verfügbar sind, um das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit zu erreichen. Da das Hauptziel des CRM darin besteht, ein angemessenes Kapazitätsniveau im System sicherzustellen, erfolgt die Überwachung der Verfügbarkeit zu Zeiten, die für die Versorgungssicherheit relevant sind. In diesem Zusammenhang wird ein Auslöser für die Verfügbarkeitsüberwachung (*Availability Monitoring Trigger*, im Folgenden „AMT") definiert, um die unter dem Gesichtspunkt der Angemessenheit relevanten Zeiten zu ermitteln, in denen der ÜNB die Verfügbarkeit der CMU überwacht.

(169) Der AMT basiert auf dem Day-Ahead-Marktpreis. Die Gründe für die Wahl des Day-Ahead-Marktpreises sind dieselben wie für die Rückzahlungsverpflichtung (siehe Abschnitt 2.7.2). In AMT-Zeiten (d. h. Zeiten, in denen der Day-Ahead-Marktpreis über dem AMT liegt) kann der ÜNB überprüfen, ob mit den beschafften Kapazitäten tatsächlich auf ein Day-Ahead-Marktsignal reagiert werden kann. Entspricht die Kapazität nicht der vorgeschriebenen Kapazität ([74]) (auf der Grundlage der Bedingungen im Kapazitätsvertrag und den Vorschriften zur Funktionsweise des CRM), kann der Teil der Verpflichtung, der nicht verfügbar war, mit Sanktionen belegt werden, es sei denn, die CMU kann die positive Differenz zwischen der vorgeschriebenen Kapazität und der verfügbaren Kapazität ([75]) über den Sekundärmarkt des CRM decken (siehe Abschnitt 2.9). Durch die Veräußerung von Verpflichtungen auf dem Sekundärmarkt kann der Kapazitätsanbieter die vorgeschriebenen Kapazitäten effektiv verringern, um eine Diskrepanz zwischen der vorgeschriebenen und der verfügbaren Kapazität und somit Sanktionen zu vermeiden.

(170) Bei der Berechnung der vorgeschriebenen Kapazität wird zwischen energiebeschränkten und nicht energiebeschränkten Anlagen unterschieden, da sie auf unterschiedliche Weise zur Versorgungssicherheit beitragen. Energiebeschränkte Anlagen (z. B. Batterien, Laststeuerung) können im Gegensatz zu nicht energiebeschränkten Anlagen nur während einer bestimmten Anzahl aufeinanderfolgender Stunden verfügbar sein.

([74]) Die Menge, die eine CMU während der Verfügbarkeitsprüfung und der Verfügbarkeitsüberwachung zur Verfügung stellen muss.
([75]) Die Kapazität der CMU, die während der Verfügbarkeitsüberwachung oder der Verfügbarkeitsprüfung tatsächlich verfügbar ist.

(171) Bei nicht energiebeschränkten Anlagen (z. B. thermische Anlagen, Windparks) wirkt sich die Dauer der AMT-Zeit (angegeben in Stunden) nicht auf die verfügbare Kapazität aus. Im Durchschnitt sollte über diese Anlagen zumindest die entsprechende herabgesetzte Kapazität bereitgestellt werden können. Daher entspricht die vorgeschriebene Kapazität zu jeder AMT-Stunde während des Kapazitätsvertrags der in der Präqualifikationsphase ermittelten herabgesetzten Kapazität der Anlage.

(172) Da energiebeschränkte Anlagen (z. B. Batterien, Laststeuerung) nur während einer bestimmten Anzahl aufeinanderfolgender Stunden verfügbar sein können, können die entsprechenden CMU während der Präqualifikationsphase eine bestimmte SLA auswählen. Daher entspricht die vorgeschriebene Kapazität ihrer nicht herabgesetzten Kapazität für Stunden innerhalb ihrer Energiebeschränkungen. Für jede andere AMT-Stunde desselben Tages beträgt die vorgeschriebene Kapazität 0 MW. Die CMU behält die Freiheit, ihre Anlage für jede beliebige AMT-Zeit in einer Reihe gewählter AMT-Stunden zuzuschalten, solange sie die in ihrer SLA festgelegte Verfügbarkeit innerhalb aller AMT-Stunden eines Tages sichergestellt hat.

(173) Bei Kapazitätsanbietern mit einer Tagesfahrplanverpflichtung auf dem Energiemarkt wird davon ausgegangen, dass sie zu jeder AMT-Stunde über eine verfügbare Kapazität mit maximaler Leistung ([76]) verfügen.

(174) Andererseits besteht weniger Transparenz hinsichtlich der tatsächlichen Verfügbarkeit von Kapazitätsanbietern ohne eine solche Fahrplanverpflichtung. Diese Kapazitätsanbieter sind daher stets verpflichtet, vor der Schließung des Day-Ahead-Markts einen Day-Ahead-Preis mitzuteilen, oberhalb dessen sie mit der CMU Energie auf dem Markt liefern würden, und zwar mindestens in Höhe der vorgeschriebenen Kapazität, die über dem AMT-Preis liegen kann. Wenn das Marktclearing unter diesem Preis erfolgt, wird gemäß einer Erklärung davon ausgegangen, dass die Einheit verfügbar ist (aber keine Energie geliefert wird). Wenn das Marktclearing über dem angegebenen Day-Ahead-Preis erfolgt, verifiziert der ÜNB die Energielieferung. Auf diese Weise bedingt die Überwachung nicht die Lieferung von Energie zu allen AMT-Zeiten, sondern nur dann, wenn die Marktbedingungen (d. h. der angegebene Day-Ahead-Preis) für die CMU günstig sind.

(175) Wahlweise kann der Kapazitätsanbieter ohne Fahrplanverpflichtung auch andere Preise angeben, um die Lieferung auf anderen Märkten (Intraday- oder Regelreservemärkten) und/oder zu geringeren Mengen anzuzeigen. Dies soll die Funktionsweise des Marktes widerspiegeln, da ein Teil der Energie zeitnaher verkauft werden kann. Der ÜNB überwacht die Verfügbarkeit anhand des zum Zeitpunkt der Energielieferung geltenden Preises. Werden die angegebenen Preise auf den jeweiligen Märkten nie übertroffen, ist die Anlage auf dem Markt nicht ausreichend sichtbar und daher anfälliger für Verfügbarkeitsprüfungen. Gemäß den Vorschriften zur Funktionsweise des CRM hat der ÜNB das Recht, während eines Lieferzeitraums eine bestimmte Anzahl von Verfügbarkeitsprüfungen zu verlangen (siehe Abschnitt 2.8.3).

(176) Belgien zufolge gibt es zwei wichtige Anreize für den Kapazitätsanbieter, korrekte Preise für seine CMU anzugeben, die die Rückzahlungsverpflichtung und die Überwachung der Verfügbarkeit betreffen:

a) Die erfolgreiche Zuschaltung der CMU als Reaktion auf den angegebenen Preis trägt zur Glaubwürdigkeit der Fähigkeit der Einheit bei, auf den Markt zu reagieren. Wie bereits erwähnt, wird dadurch die Wahrscheinlichkeit von Verfügbarkeitsprüfungen verringert. Die Kosten im Zusammenhang mit diesen Prüfungen werden vom Kapazitätsanbieter getragen (siehe Erwägungsgrund 181), was einen Anreiz schafft, die Verfügbarkeit durch die angegebenen Preise nachzuweisen.

b) Während der AMT-Stunden, für die eine Rückzahlungsverpflichtung besteht, wird die Zuschaltung der CMU in Übereinstimmung mit den angegebenen Preisen des Kapazitätsanbieters überprüft. Mit anderen Worten: Der ÜNB sollte in der Lage sein, die mitgeteilte Liefermenge sowie die einzubehaltende Marge zu messen. Als Beispiel: Hat eine CMU angegeben, dass sie auf der Grundlage der sich ergebenden Marktpreise Energie in Höhe von 90 % der kontrahierten Kapazität einspeisen würde, sollte eine Lieferung von 90 % sowie eine Marge von 10 % gegenüber dem technischen Grenzwert gemessen werden. Die Nichteinhaltung der mitgeteilten Energielieferung bzw. Marge führt zu Sanktionen. Dadurch wird vermieden, dass falsche Preisangaben gemacht werden, um die Rückzahlungsverpflichtung zu umgehen. Außerhalb der AMT-Stunden, für die eine Rückzahlungsverpflichtung besteht, werden solche Verfügbarkeitsprüfungen nicht vorgenommen, da der Kapazitätsanbieter keinen solchen potenziellen Gewinn erzielt.

([76]) Die maximale Leistung (in MW), die in einer bestimmten Viertelstunde über einen Lieferpunkt in das Netz von Elia eingespeist (oder aus diesem entnommen) werden kann, und zwar unter Berücksichtigung aller technischen, betrieblichen, meteorologischen oder sonstigen Einschränkungen, die zum Zeitpunkt der Meldung an Elia mit dem Tagesfahrplan bekannt sind, jedoch ohne Berücksichtigung einer etwaigen Beteiligung des Lieferpunktes an der Erbringung von Regelreserve.

2.8.3. *Verfügbarkeitsprüfungen*

(177) Elia kann CMU einer unangekündigten Verfügbarkeitsprüfung unterziehen. Diese Prüfungen werden dem Kapazitätsanbieter von Elia spätestens einen Tag im Voraus zwischen 15.00 Uhr MEZ und 15.30 Uhr MEZ angekündigt, d. h. zum selben Zeitpunkt, zu dem die Mitteilung der ermittelten AMT-Stunden erfolgt.

(178) Elia kann eine CMU bis zu dreimal während der Winterperiode und einmal außerhalb der Winterperiode erfolgreich prüfen. Darüber hinaus behält sich Elia das Recht vor, maximal einmal die gesamte Laufzeit der SLA (falls vorhanden) erfolgreich zu prüfen. Hat Elia für die betreffende CMU im Voraus Kenntnis von einer planmäßigen Nichtverfügbarkeit erhalten, so wird für die Kapazitäten, die nicht verfügbar sind, keine Verfügbarkeitsprüfung vorgenommen (d. h. die vorgeschriebene Kapazität ist auf das beschränkt, was als verfügbar bekannt ist).

(179) Elia wählt die zu prüfenden CMU nach einem internen Verfahren aus, das nicht öffentlich bekannt gegeben wird. Elia stützt sich bei seinem Verfahren jedoch auf Kriterien, die unter anderem Folgendes umfassen:

a) die Höhe der nachgewiesenen Verfügbarkeit der CMU im Verhältnis zu allen anderen CMU, die Gegenstand eines Kapazitätsvertrags für den aktuellen Lieferzeitraum sind;

b) Verfügbarkeitsprüfungen, die die CMU nicht bestanden hat;

c) bei der Verfügbarkeitsüberwachung ermittelte fehlende Kapazitäten;

d) Zusammenhang zwischen dem Output der CMU und den angegebenen Marktpreisen.

(180) Elia kündigt dem Kapazitätsanbieter die Verfügbarkeitsprüfung zusammen mit deren voraussichtlichen Dauer (volle SLA-Laufzeit oder eine Viertelstunde) unter Angabe der Anfangs- und Endzeit an. Innerhalb dieses Zeitraums steht es dem Kapazitätsanbieter frei, die Energielieferung so zu organisieren, wie es ihm am besten passt.

(181) Für fehlende Kapazitäten während dieses Zeitraums wird eine Sanktion verhängt. Die Kosten im Zusammenhang mit der Verfügbarkeitsprüfung werden vom Kapazitätsanbieter getragen.

2.8.4. *Sanktionen*

(182) Für fehlende Kapazitäten (positive Differenz zwischen vorgeschriebenen und verfügbaren Kapazitäten) während einer AMT-Stunde wird eine Sanktion verhängt.

(183) Der Gesamtbetrag an Sanktionen, die einem Kapazitätsanbieter für eine CMU, für einen Lieferzeitraum und für fehlende Kapazitäten im Rahmen einer Primärmarktverpflichtung oder einer Sekundärmarkttransaktion, bei der der Transaktionszeitraum mindestens einen vollständigen Lieferzeitraum abdeckt, auferlegt werden kann, ist auf den Preis des in der Auktion für den Lieferzeitraum ausgewählten Gebots, multipliziert mit den kontrahierten Kapazitäten, begrenzt.

(184) Der Gesamtbetrag an Sanktionen, die einem Kapazitätsanbieter für eine CMU, für einen Monat und für fehlende Kapazitäten im Rahmen einer Primärmarktverpflichtung oder einer Sekundärmarkttransaktion, bei der der Transaktionszeitraum mindestens einen vollständigen Lieferzeitraum abdeckt, auferlegt werden kann, ist auf 20 % des Preises des in der Auktion für den Lieferzeitraum ausgewählten Gebots, multipliziert mit den kontrahierten Kapazitäten, begrenzt.

(185) Werden während drei separater AMT-Zeiten und/oder Verfügbarkeitsprüfungen für dieselbe CMU fehlende Kapazitäten von mehr als 20 % der vorgeschriebenen Kapazität festgestellt, nimmt Elia eine Abwärtskorrektur der Kapazitätsvergütung für die betreffende CMU vor, die proportional zur maximalen fehlenden Kapazität ist, die während dieses Zeitraums festgestellt wurde. Der Kapazitätsanbieter unterliegt jedoch weiterhin der Verfügbarkeitsverpflichtung und kann weiterhin mit Sanktionen für die betreffende CMU gemäß dem ursprünglichen Kapazitätsvertrag belegt werden. Der Gesamtwert des Vertrags bleibt unverändert. Die ursprüngliche Kapazitätsvergütung wird wiederhergestellt, wenn die CMU während drei aufeinanderfolgenden AMT-Zeiten oder Verfügbarkeitsprüfungen die vorgeschriebene Kapazität entsprechend der kontrahierten Kapazität und der SLA im Primärvertrag erfolgreich bereitgestellt hat.

(186) Wurde die Kapazitätsvergütung für die CMU in zwei aufeinanderfolgenden Lieferzeiträumen nach unten korrigiert und konnte die ursprüngliche Kapazitätsvergütung für die CMU nicht innerhalb von 12 Wochen nach der jeweiligen Korrektur wiederhergestellt werden, ist es für die CMU nicht mehr möglich, die ursprüngliche Kapazitätsvergütung wiederherzustellen, und alle Kapazitätsverträge, die für Lieferzeiträume gelten, die mit der ersten kommenden T-1-Auktion nach Anwendung dieser Klausel beginnen, werden beendet.

2.9. **Sekundärmarkt**

(187) Belgien wird einen Sekundärmarkt schaffen, um den Kapazitätsanbietern einen Mechanismus zur Verbesserung ihres Risikomanagements im Rahmen des CRM zur Verfügung zu stellen. Sollte ein Kapazitätsanbieter mit einer geringeren Verfügbarkeit als erwartet konfrontiert sein (d. h. geringer als seine gemäß den Marktregeln berechnete vorgeschriebene Kapazität), hat er die Möglichkeit, die positive Differenz zwischen seiner vertraglich vorgeschriebenen Kapazität und seiner verfügbaren Kapazität auf dem Sekundärmarkt zu decken, ohne dass ihm Sanktionen für Nichtverfügbarkeit auferlegt werden. Bei Transaktionen auf dem Sekundärmarkt erfolgt eine vollständige Übertragung von Verpflichtungen, einschließlich des Ausübungspreises der ursprünglichen Verpflichtung.

(188) Der Sekundärmarkt wird spätestens ein Jahr vor Beginn des ersten Lieferzeitraums eingerichtet. Die Modalitäten des Sekundärmarktmechanismus sind in den Vorschriften zur Funktionsweise des CRM beschrieben.

2.10. **Beteiligung grenzüberschreitender Kapazitäten**

(189) Belgien erlaubt die Beteiligung ausländischer Kapazitäten in einem Mitgliedstaat, der über eine direkte Netzverbindung zu Belgien verfügt, ab der ersten Lieferung. Die entsprechenden Vorschriften sind in einem Königlichen Erlass festgelegt. ([77]) Belgien zufolge war es aufgrund der Tatsache, dass die in Artikel 26 Absatz 11 der Elektrizitätsverordnung genannten Methoden, gemeinsamen Vorschriften und Bedingungen erst im Dezember 2020 genehmigt wurden ([78]) und die ÜNB noch nicht in der Lage waren, die erforderlichen Vereinbarungen zu schließen, nicht möglich, die grenzüberschreitende Beteiligung ab der ersten T-4-Auktion zu organisieren. Nach Angaben der belgischen Behörden wird dies so bald wie möglich geschehen. In der Zwischenzeit wurde eine bestimmte Menge für die T-1-Auktion reserviert, um sicherzustellen, dass grenzüberschreitende Kapazitäten ab dem ersten Lieferjahr, d. h. 2025, teilnehmen können.

(190) Die Beteiligung steht allen Technologien offen. Dabei wird bei ausländischen Kapazitäten zwischen direkten und indirekten Kapazitäten unterschieden.

2.10.1. *Beteiligung indirekter ausländischer Kapazitäten*

(191) Bei indirekten ausländischen Kapazitäten handelt es sich um Kapazitäten in benachbarten Mitgliedstaaten. Für jeden benachbarten Mitgliedstaat wird eine Vorabauktion durchgeführt. Angesichts der begrenzten Kapazität von Verbindungsleitungen besteht der Zweck der Vorabauktion darin, eine effiziente Präqualifikation zu gewährleisten, da dies eine Voraussetzung für die Hauptauktion ist. Jede Vorabauktion beginnt spätestens am 1. Juni und wird vom ÜNB gemäß den ministeriellen Anweisungen in Artikel 7 undecies Absatz 6 des Stromgesetzes und nach den Vorgaben des jeweiligen benachbarten Mitgliedstaats organisiert. In seiner Anweisung kann der Minister gegebenenfalls beschließen, dass keine Vorabauktion mit einem benachbarten Mitgliedstaat durchgeführt wird. Die Parameter der Vorabauktion sind dieselben wie bei der Hauptauktion. Der Referenzpreis für jeden benachbarten Mitgliedstaat spiegelt jedoch den Preis wider, den der Anbieter indirekter ausländischer Kapazitäten auf den Strommärkten erzielt hätte, die vom nominierten Strommarktbetreiber (*nominated electricity market operator*, im Folgenden „NEMO“) ([79]) verwaltet werden.

(192) Der ÜNB bestimmt jährlich die maximale Eintrittskapazität, die für die Beteiligung indirekter ausländischer Kapazitäten jedes benachbarten Mitgliedstaats zur Verfügung steht, und zwar auf der Grundlage der in Artikel 26 Absatz 7 der Elektrizitätsverordnung genannten Empfehlung des regionalen Koordinierungszentrums und gemäß der von der ACER genehmigten Methode gemäß Artikel 26 Absatz 11 Buchstabe a der Elektrizitätsverordnung.

(193) Bis zur Annahme der einschlägigen Strategien, Vorschläge oder Beschlüsse zur Umsetzung von Artikel 26 der Elektrizitätsverordnung wird der Beitrag jeder direkt an Belgien angebundenen Marktzone durch den Beitrag dieser Zonen während der simulierten Knappheitsstunden auf der Grundlage der ERAA bzw. NRAA bestimmt.

([77]) Entwurf eines Königlichen Erlasses zur Festlegung der Bedingungen, unter denen Inhaber direkter und indirekter ausländischer Kapazitäten am Präqualifikationsverfahren im Rahmen des CRM teilnehmen können.

([78]) Siehe ACER-Beschluss Nr. 36/2020 vom 22. Dezember 2020 über technische Spezifikationen für die grenzüberschreitende Beteiligung an CRM.

([79]) Ein Marktbetreiber, der von der zuständigen Behörde für die Ausübung von Aufgaben im Zusammenhang mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung benannt wurde (siehe Artikel 2 der Elektrizitätsverordnung).

(194) Weitere Bedingungen für die grenzüberschreitende Beteiligung sind im ACER-Beschluss Nr. 36/2020 über technische Spezifikationen für die grenzüberschreitende Beteiligung an CRM festgelegt.

(195) Wenn eine NTC-Verbindung zwischen Belgien und einer anderen elektrisch direkt angeschlossenen Marktzone modelliert wird, dann gilt Folgendes:

a) Für jede simulierte Knappheitsstunde:

1) Erfolgen Exporte aus der entsprechenden Marktzone nach Belgien, entspricht der Beitrag dieser Marktzone dem simulierten Marktaustausch.

2) Erfolgen Importe aus der entsprechenden Marktzone nach Belgien, ist der Beitrag dieser Marktzone null.

b) Die maximale Eintrittskapazität einer Marktzone entspricht dem durchschnittlichen Beitrag während der simulierten Knappheitsstunden.

(196) Wird in der Simulation ein lastflussgestützter Bereich definiert, in den Belgien integriert ist, dann gilt Folgendes:

a) Zunächst wird die Nettoposition Belgiens in den simulierten Knappheitsstunden überprüft:

1) Ist die Nettoposition Belgiens positiv, so ist der Beitrag anderer Marktzonen im lastflussgestützten Bereich null.

2) Ist die Nettoposition Belgiens negativ, so erfolgt eine Überprüfung der Nettoposition anderer Marktzonen.

— Ist die Nettoposition der anderen Marktzonen negativ, so ist der Beitrag dieser Marktzonen null.

— Für alle Marktzonen mit einer positiven Nettoposition wird ein gewichteter Durchschnitt der Nettopositionen zwischen den Marktzonen ermittelt, um die Nettoposition Belgiens zu erreichen.

b) Die maximale Eintrittskapazität einer Marktzone entspricht ihrem durchschnittlichen Beitrag während der simulierten Knappheitsstunden.

(197) Anbieter indirekter ausländischer Kapazitäten, die in der Vorabauktion ein Gebot abgeben möchten, machen dem ÜNB Angaben zur angebotenen Kapazitätsmenge nach Anwendung des De-Rating-Faktors, zum angebotenen Preis und zu den CO_2-Emissionen der betreffenden Kapazität.

(198) Der Anbieter indirekter ausländischer Kapazitäten, dessen Gebot am Ende der Vorabauktion ausgewählt wird, reicht ein Präqualifikationsdossier ein. Die Bewertung des Präqualifikationsdossiers wird von dem ÜNB des benachbarten Mitgliedstaats in Zusammenarbeit mit Elia gemäß den Vorschriften der in Artikel 26 Absatz 11 Buchstabe f der Elektrizitätsverordnung genannten Methoden und gegebenenfalls im Einklang mit der zwischen den ÜNB geschlossenen Vereinbarung vorgenommen.

2.10.2. *Beteiligung direkter ausländischer Kapazitäten in einem benachbarten Mitgliedstaat mit direktem Anschluss an das belgische Netz und ohne Anschluss an das Netz des benachbarten Mitgliedstaats*

(199) Nach Angaben der belgischen Behörden handelt es sich bei direkten ausländischen Kapazitäten um Kapazitäten, die sich in einem benachbarten Mitgliedstaat befinden, aber über einen direkten und ausschließlichen Anschluss an das belgische Netz verfügen und vom Netz des jeweiligen benachbarten Mitgliedstaats getrennt sind.

(200) Die Kapazität muss sich zudem in einem benachbarten Mitgliedstaat befinden, mit dem Belgien eine Vereinbarung über die Beteiligung direkter ausländischer Kapazitäten am CRM geschlossen hat, um Folgendes sicherzustellen:

(a) Die Beteiligung direkter ausländischer Kapazitäten ist abhängig von einer Erklärung des benachbarten Mitgliedstaats, in dem sich die Kapazität befindet, in der bestätigt wird, dass die betreffende Kapazität eine Reihe technischer, organisatorischer und finanzieller Anforderungen gemäß der Vereinbarung erfüllt und dass alle erforderlichen Genehmigungen für die betreffende Kapazität regelmäßig und bedingungslos erteilt wurden oder innerhalb eines angemessenen Zeitraums erteilt werden;

(b) die Beteiligung direkter ausländischer Kapazitäten ist abhängig von einer Erklärung des benachbarten Mitgliedstaats, in dem sich die Kapazität befindet, in der bestätigt wird, dass eine solche Beteiligung keine schwerwiegenden Probleme für die Versorgungssicherheit des benachbarten Mitgliedstaats mit sich bringt oder ihn nicht der notwendigen Infrastruktur beraubt, um bekannte Engpassprobleme angemessen zu beheben.

(201) Gemäß Artikel 21 Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung führte Belgien zwischen Oktober und Dezember 2019 eine Konsultation mit den benachbarten Mitgliedstaaten durch.

2.10.3. *Engpasserlöse*

(202) Die Zuweisung der Einnahmen, die sich aus der Vergabe von Tickets für grenzüberschreitende Kapazitäten (d. h. Zugangsrechte für ausländische Kapazitätsanbieter zur Teilnahme am belgischen CRM) ergeben, wird vollständig durch Artikel 26 Absatz 9 der Elektrizitätsverordnung geregelt.

(203) Belgien zufolge werden die Engpasserlöse im Einklang mit Artikel 26 Absatz 9 der Elektrizitätsverordnung für die in Artikel 19 Absatz 2 dieser Verordnung genannten Zwecke verwendet.

(204) Belgien bestätigte, den ACER-Beschluss Nr. 36/2020 einzuhalten, in dem unter anderem die Methode für die Aufteilung der sich aus der Eintrittskapazitätsvergabe ergebenden Einnahmen festgelegt ist.

2.11. **Kumulierung**

(205) Gemäß Artikel 3 des Königlichen Erlasses über die Beihilfefähigkeitskriterien in Bezug auf die kumulative Unterstützung und die Mindestbeteiligungsschwelle sind Kapazitäten, für die bereits Betriebsbeihilfen gewährt wurden, von der Präqualifikationsphase ausgeschlossen. Kapazitäten, für die Betriebsbeihilfen gewährt wurden, können unter der Bedingung an der Präqualifikationsphase teilnehmen, dass im Falle der Vergabe eines Kapazitätsvertrags im Rahmen des CRM auf die Beihilfe verzichtet wird. Das Energieministerium hat ein Formular zur Bestätigung dieser Verpflichtung zum Verzicht veröffentlicht. Darüber hinaus verpflichtet sich der Kapazitätsinhaber bei Stellung des Antrags auf Teilnahme an der Präqualifikationsphase, während der Laufzeit des Kapazitätsvertrags keine weiteren Betriebsbeihilfen zu beantragen.

2.12. **Haushaltsmittel und Finanzierungsmechanismus**

2.12.1. *Haushaltsmittel*

(206) Die genauen Kosten der Maßnahme werden durch die Auktionen bestimmt. Der jüngsten von den belgischen Behörden vorgelegten Kostenschätzung zufolge, die im Januar 2021 von der Beratungsfirma Haulogy im Auftrag der belgischen Behörden durchgeführt wurde, können die Gesamtkosten der Maßnahme auf 238–253 Mio. EUR pro Jahr geschätzt werden.

2.12.2. *Finanzierung der Maßnahme*

(207) Das belgische Parlament hat am 16. Juli 2020 eine Entschließung angenommen ([80]), in der es heißt, dass die Kosten des CRM auf der Grundlage einer „Gemeinwohlverpflichtung" von Elia über die Netztarife finanziert werden.

(208) Nach Angaben der belgischen Behörden wird der CRM über steuerähnliche Abgaben oder Steuern finanziert, die einem Begünstigten zugewiesen werden. Nach Artikel 12 Absatz 1 des Stromgesetzes unterliegen der Anschluss, die Nutzung der Infrastruktur und der elektrischen Systeme sowie gegebenenfalls die Systemdienstleistungen des Netzbetreibers den Tarifen für die Verwaltung des Übertragungsnetzes und der Netze mit Transportfunktion. Darüber hinaus teilt der Netzbetreiber den Netznutzern gemäß Artikel 12 Absatz 13 des Stromgesetzes so bald wie möglich die geltenden Tarife mit und stellt sie allen Personen, die dies beantragen, zur Verfügung.

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

(209) Gemäß Artikel 12 Absätze 5 und 11 des Stromgesetzes werden die Nettokosten gemeinwirtschaftlicher Aufgaben, die durch dieses Gesetz auferlegt werden, in Übereinstimmung mit den geltenden Gesetzen und Vorschriften in transparenter und nichtdiskriminierender Weise in den Tarifen berücksichtigt.

(210) Gemäß Artikel 4 Absatz 2 des Erlasses, den die CREG am 28. Juni 2018 auf der Grundlage von Artikel 12 des Stromgesetzes angenommen hat ([81]) und in dem die Netztarife für den Zeitraum 2020–2023 festgelegt sind, sind die Netztarife die Preise, die die Netznutzer an den Netzbetreiber entrichten. Nach Artikel 4 Absatz 7 dieses Erlasses wird in der allgemeinen Tarifstruktur zwischen Transporttarifen, die die Gesamteinnahmen des Netzbetreibers abdecken, und Tarifen für Gemeinwohlverpflichtungen unterschieden. Gemäß Artikel 6 des Erlasses dienen die Tarife für Gemeinwohlverpflichtungen dem Ausgleich der Nettokosten der dem Netzbetreiber auferlegten Gemeinwohlverpflichtungen, einschließlich der Verwaltungskosten und der finanziellen Belastungen, für die das Gesetz, der Erlass oder die Verordnung bzw. die entsprechenden Durchführungsverordnungen keinen spezifischen Ausgleichsmechanismus in Form einer Überlastungs- oder sonstigen Abgabe als Gegenleistung für die Erbringung der Netzleistung vorsehen.

(211) Auf dieser Grundlage legt der ÜNB der CREG jedes Jahr einen Tarifvorschlag für die Gemeinwohlverpflichtung zur Genehmigung vor, dem ein Haushaltsplan mit einer Prognose sämtlicher Kosten (Kapazitätsvergütung, Kosten für die Verwaltung durch den ÜNB und Entwicklungskosten) und der Einnahmen des CRM für das folgende Jahr beigefügt ist. Bei dem vorgeschlagenen Tarif für die Gemeinwohlverpflichtung wird auch der aus dem vorangegangenen Haushaltsjahr übertragene Saldo berücksichtigt.

(212) Am Ende des Jahres legt der ÜNB der CREG einen Tarifbericht zur Genehmigung vor, in dem die tatsächlichen Kosten und Einnahmen des vergangenen Jahres sowie die Einnahmen aufgeführt sind, die sich aus der Anwendung des Tarifs ergeben. Nach einer Prüfung der Richtigkeit der Daten und der Angemessenheit der dem ÜNB entstandenen Kosten für die Verwaltung und Entwicklung des CRM bestimmt die CREG den zu übertragenden Saldo.

(213) Etwaige Einnahmen im Zusammenhang mit dem CRM werden unbeschadet von Artikel 26 Absatz 9 der Elektrizitätsverordnung zur Deckung der im Tarif für die Gemeinwohlverpflichtung enthaltenen Kosten verwendet.

(214) Der Tarif wird einheitlich auf EUR/MWh-Basis auf alle Verbraucher angewandt (direkt auf die an das Übertragungsnetz angeschlossenen Verbraucher oder indirekt über den Verteilernetzbetreiber und die Lieferanten für die an das Verteilernetz angeschlossenen Verbraucher).

(215) Die spezifischen Finanzierungsmodalitäten des CRM kommen gemäß Artikel 7 undecies Absatz 15 des Stromgesetzes frühestens 2022 im Januar 2025 zur Anwendung.

(216) Gemäß der Entschließung des Parlaments wird der Tarif spätestens ab 2029 auf der Grundlage der Spitzenleistung in Abhängigkeit von der Einführung intelligenter Zähler in den Regionen erhoben. Daher wird die Regierung bis spätestens Ende 2023 eine Analyse der voraussichtlichen Einführung von intelligenten Zählern vornehmen.

2.13. **Laufzeit**

(217) Belgien hat eine Genehmigung für den CRM für die maximal zulässige Laufzeit von zehn Jahren ([82]) ab dem Zeitpunkt der ersten Auktion beantragt.

(218) Belgien hat sich verpflichtet, folgende Bestimmung in das Stromgesetz aufzunehmen: Wenn in drei aufeinanderfolgenden Jahren keine neue Kapazitätsvereinbarung gemäß Artikel 7 undecies Absatz 11 des Stromgesetzes geschlossen wurde, werden ab dem folgenden Jahr keine neuen Auktionen im Rahmen des CRM durchgeführt.

([81]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf
([82]) Siehe Artikel 21 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung.

2.14. **Transparenz der Beihilfe und Unternehmen, die sich in Schwierigkeiten befinden oder gegen die eine Rückforderungsanordnung vorliegt**

(219) Belgien teilte mit, dass es die Anforderungen der Transparenzmitteilung ([83]) erfüllen werde.

(220) Belgien hat sich verpflichtet, die Gewährung und/oder Auszahlung von Beihilfen im Rahmen der angemeldeten Beihilferegelung an Unternehmen auszusetzen, die von einer früheren rechtswidrigen Beihilfe profitiert haben, die durch einen Beschluss der Kommission für mit dem Binnenmarkt unvereinbar erklärt wurde.

(221) Belgien teilte mit, dass Begünstigten in Schwierigkeiten ([84]) keine Beihilfen gewährt werden.

2.15. **Gründe für die Einleitung des Verfahrens**

(222) Die Kommission hegte Zweifel an der Vereinbarkeit bestimmter Aspekte der Maßnahme mit dem Binnenmarkt.

(223) Auf der Grundlage aller verfügbaren Informationen und der im Einleitungsbeschluss beschriebenen Elemente bat die Kommission um Klarstellung und forderte zu folgenden Fragen Stellungnahmen an:

a) Erforderlichkeit der Maßnahme:

— Wurde das Problem der Angemessenheit der Ressourcen hinreichend ermittelt und von den belgischen Behörden ordnungsgemäß analysiert und quantifiziert?

b) Geeignetheit der Maßnahme:

— Werden durch die Vorschriften für den Zugang zu Mehrjahresverträgen gleiche Chancen für alle Technologien gewährleistet, insbesondere für solche mit hohen Investitionskosten und hohen De-Rating-Faktoren?

c) Angemessenheit der Maßnahme:

— Ist die durch die Auktion zu beschaffende Menge im Hinblick auf das Ziel der Versorgungssicherheit angemessen?

d) Vermeidung negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel:

— War die Maßnahme aufgrund des Umstands, dass indirekte ausländische Kapazitäten nur für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr in Betracht kommen und der mittleren Preisobergrenze unterliegen, so konzipiert, dass negative Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel vermieden werden?

— War die Maßnahme so konzipiert, dass Anreize für Investitionen in Verbindungskapazitäten nicht verringert werden?

(224) Die Kommission hegte ferner Zweifel im Hinblick auf die Einhaltung der mit der Maßnahme untrennbar verbundenen Bestimmungen des Unionsrechts, nämlich den Artikeln 22 und 24 der Elektrizitätsverordnung.

3. **STELLUNGNAHMEN DER BETEILIGTEN**

(225) In diesem Abschnitt sind die Stellungnahmen zusammengefasst, die die Kommission während des Konsultationszeitraums von 15 Beteiligten erhalten hat, insbesondere von Interessenträgern, die im Energiesektor tätig sind, sowie von Wirtschaftsverbänden und Nichtregierungsorganisationen. Außerdem gingen Stellungnahmen von einem Nachbarland und dem entsprechenden ÜNB ein.

3.1. **Erforderlichkeit der Maßnahme**

(226) Verschiedene Beteiligte äußerten sich zum Nachweis der Erforderlichkeit des CRM und/oder zur Berechnung der durch eine Auktion zu beschaffenden Menge.

([83]) Mitteilung der Kommission zur Änderung der Mitteilungen der Kommission über Leitlinien der EU für die Anwendung der Vorschriften über staatliche Beihilfen im Zusammenhang mit dem schnellen Breitbandausbau, über Leitlinien für Regionalbeihilfen 2014–2020, über staatliche Beihilfen für Filme und andere audiovisuelle Werke, über Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Förderung von Risikofinanzierungen sowie über Leitlinien für staatliche Beihilfen für Flughäfen und Luftverkehrsgesellschaften (ABl. C 198 vom 27.6.2014, S. 30).

([84]) Im Sinne der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Rettung und Umstrukturierung nichtfinanzieller Unternehmen in Schwierigkeiten (ABl. C 249 vom 31.7.2014, S. 1).

(227) Vier Beteiligte bestritten, dass die Erforderlichkeit hinreichend nachgewiesen wurde. Auf der anderen Seite bekräftigten drei Beteiligte die Erforderlichkeit des CRM unter Betonung seiner Dringlichkeit.

(228) Drei Beteiligte gaben an, dass die Heranziehung des EU-HiLo-Szenarios nicht geeignet zu sein scheine, um das Ausmaß des Problems hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen zu ermitteln, da das Szenario die Gefahr einer Überschätzung des Problems und einer Verzerrung des Strommarkts birgt.

(229) Vier Beteiligte wiesen darauf hin, dass die aktuelle ERAA-Methode sowie die VOLL-/CONE-/RS-Methode uneingeschränkt auf den vorgeschlagenen belgischen CRM anwendbar seien.

(230) Fünf Beteiligte brachten vor, dass die früheren Angemessenheitsstudien, die herangezogen wurden, um die Erforderlichkeit des CRM nachzuweisen, nicht mit der ERAA-Methode vereinbar seien. Dabei machten sie insbesondere Folgendes geltend:

a) Nach der ERAA-Methode sei die Klimadatenbank auf 30 historische Jahre zu begrenzen, während Belgien 35 historische Jahre verwendet habe.

b) In den Studien werde den erwarteten Ergebnissen des Umsetzungsplans und/oder der Verwendung der erwarteten Markteinnahmen anstelle von Durchschnittseinnahmen nicht ausreichend Rechnung getragen.

c) In den Studien werde weder die erwartete Knappheitsfunktion noch das Nichtvorhandensein von Preisobergrenzen berücksichtigt, was einen Verstoß gegen Artikel 20 Absatz 3 Buchstabe c und Artikel 23 Absatz 5 Buchstabe e der Elektrizitätsverordnung darstelle.

d) Die beschleunigte Einführung intelligenter Zähler und die Entwicklung von Offshore-Windenergie sollten, wie in der Stellungnahme der Europäischen Kommission zum belgischen Umsetzungsplan empfohlen, in der NRAA berücksichtigt werden. Bei der Analyse der Notwendigkeit des CRM sollte auch die 70 %-minRAM-Regel berücksichtigt werden.

(231) Ein Beteiligter machte geltend, dass Belgien die erste Auktion im Jahr 2021 nicht auf der Grundlage einer veralteten und nicht konformen NRAA organisieren könne. Der Auffassung dieses Beteiligten nach sollte der CRM bis zur Veröffentlichung der ERAA gar nicht erst eingeführt werden.

(232) Vier Beteiligte wiesen darauf hin, dass der Zuverlässigkeitsstandard, den Belgien zum Nachweis der Erforderlichkeit des CRM und/oder zur Berechnung der Menge für die erste Auktion verwendet, nicht mit der in der Elektrizitätsverordnung vorgeschriebenen Methode übereinstimme.

(233) Ein Beteiligter brachte vor, dass bei den Verfahren, Methoden, Daten und Szenarien, die einerseits zum Nachweis der Erforderlichkeit des CRM und andererseits zur Bestimmung der durch eine CRM-Auktion zu beschaffenden Menge verwendet werden, für Kohärenz gesorgt werden sollte.

(234) Ein weiterer Beteiligter verwies darauf, dass sich der Zuverlässigkeitsstandard und die Methode zur Bestimmung des VOLL und der CONE zwischen der ursprünglichen T-4-Auktion und nachfolgenden Auktionen ändern könnten, was zu Abweichungen bei der Ermittlung der durch eine Auktion zu beschaffenden Menge führen könne.

3.2. **Geeignetheit der Maßnahme**

3.2.1. *Wahl des Instruments*

(235) Drei Beteiligte sind der Überzeugung, dass das festgestellte Angemessenheitsproblem besser durch eine strategische Reserve als durch einen marktweiten CRM angegangen werden könnte. Einige Beteiligte erklärten, dass die strategische Reserve als Option nicht geprüft worden sei.

3.2.2. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

(236) Ein Beteiligter schlug vor, eine T-2-Auktion durchzuführen, um eine Überbeschaffung in T-4 auf der Grundlage übermäßig sicherer Annahmen zu vermeiden, und einen geänderten Zuverlässigkeitsstandard auf der Grundlage der ACER-Methode heranzuziehen.

(237) Ein Beteiligter machte ferner geltend, dass zur Beteiligung berechtigte Inhaber von Kapazitäten (z. B. Kraft-Wärme-Kopplung (im Folgenden „KWK“) mit einer Kapazität von mehr als 1 MW), von der Beteiligung ausgeschlossen seien, wenn sie in einem bestimmten Zeitraum Betriebsbeihilfen in Form von grünen Zertifikaten und/oder KWK-Zertifikaten erhalten haben.

3.3. **Anreizeffekt**

3.3.1. *Beihilfefähige Investitionskosten*

(238) Ein Beteiligter wies darauf hin, dass die Ausgaben zur Gewährleistung, dass die Kapazität den Umweltstandards nach Artikel 3 Absatz 2 Unterabsatz 1 des Entwurfs des Königlichen Erlasses über Investitionsschwellen entspricht, nicht für Verträge mit längerer Laufzeit in Betracht kommen sollten.

3.4. **Angemessenheit**

3.4.1. *Zu beschaffende Menge*

(239) Nach Ansicht eines Beteiligten sollten die Parameter zur Bestimmung der durch eine Auktion zu beschaffenden Kapazitätsmenge auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Derselbe Beteiligte brachte vor, dass ein Vorschlag der Regulierungsbehörde nicht geändert werden und dass der Mitgliedstaat ihn nur ablehnen und einen neuen Vorschlag beantragen könne.

3.4.2. *Finanzierungsmechanismus*

(240) Ein Beteiligter machte geltend, dass Speicherkapazitäten von der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung zur Finanzierung des CRM ausgenommen werden sollten. Die Ausnahme sollte sowohl für die „In-front-of-the-meter"- als auch die „Behind-the-meter"-Speicherung gelten.

(241) Ein weiterer Beteiligter brachte vor, dass der Finanzierungsmechanismus die Kapazitätsmenge des CRM beeinflussen könne. So könnte beispielsweise die Kopplung der Gebühren zur Finanzierung des CRM an den Stromverbrauch während Nachfragespitzen als Anreiz für die Betroffenen angesehen werden, ihren Verbrauch in diesen Zeiten zu senken, was zu einem geringeren Bedarf an zu versteigernden Kapazitäten führe.

3.5. **Vermeidung übermäßiger Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel**

3.5.1. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

3.5.1.1. Aggregierung

(242) Zwei Beteiligte brachten vor, dass die derzeitigen Zulässigkeitsregeln für Mehrjahresverträge die Aggregierung behinderten, insbesondere die Regel, dass die Kapazität mit der geringsten Vertragslaufzeit in einem aggregierten Portfolio die Vertragslaufzeit für das gesamte Portfolio bestimmt.

(243) Zwei weitere Beteiligte brachten vor, dass der Schwellenwert für die individuelle Aggregierung angepasst werden sollte. Derzeit sehe der Entwurf der Vorschriften zur Funktionsweise des CRM vor, dass Kapazitäten, die einer Tagesfahrplanverpflichtung unterliegen, nicht Teil einer aggregierten CMU sein können.

(244) Ein Beteiligter erklärte, dass eine Beteiligung durch Aggregierung für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 25 MW nicht möglich sei. Er fordert daher, dass diese Schwelle auf 75 MW erhöht wird.

3.5.1.2. Investitionsschwellen

(245) Drei Beteiligte argumentierten, dass die Höhe der Investitionsschwellen für Mehrjahresverträge nicht mit den jüngsten Marktentwicklungen übereinstimme und daher einen Verstoß gegen die Technologieneutralität darstelle und zu einer Diskriminierung zwischen bestimmten Technologieklassen (H/HL-Klasse gegenüber F-Klasse CCGT und OCGT) sowie zwischen bestehenden und neuen Kapazitäten führe.

(246) Ein Beteiligter brachte vor, dass Investitionen zur Schaffung von Flexibilität oder zur Erhöhung der herabgesetzten Kapazität, ohne die installierte Kapazität zu erhöhen, ebenfalls als beihilfefähige Kosten gelten sollten. Nach Ansicht dieses Beteiligten wären daher Investitionen in Einspeiser, in die Erweiterung des Energiespeichers einer bestehenden Batterie oder in Speicherkapazitäten für industrielle Prozesse von Mehrjahresverträgen ausgeschlossen.

3.5.1.3. De-Rating-Faktoren

(247) Zwei Beteiligte brachten vor, dass die belgischen De-Rating-Faktoren im Vergleich zu CRM in Nachbarländern wie Frankreich oder dem Vereinigten Königreich die Gefahr bergen, Technologien wie Speicherung, Laststeuerung oder erneuerbare Energien stark zu benachteiligen.

(248) Ein Beteiligter brachte vor, dass die im Einleitungsbeschluss veröffentlichten De-Rating-Faktoren im belgischen CRM erhebliche Marktzutrittsschranken für Speicherkapazitäten im Besonderen und für Anbieter von energiebegrenzten Kapazitäten im Allgemeinen schaffen.

3.5.1.4. Rückzahlungsverpflichtung

(249) Zwei Beteiligte machten geltend, dass die Rückzahlungsverpflichtung in den Kapazitätsverträgen eine Diskriminierung zwischen CMU mit vollständigem Fahrplan und CMU ohne vollständigen Fahrplan darstelle und gegen den Grundsatz des einheitlichen Ausübungspreises verstoße.

(250) Nach Ansicht eines Beteiligten diskriminiere der Mechanismus der Rückzahlungsverpflichtung Betreiber von Kapazitäten mit vollständigem Fahrplan, da sie den Absicherungsaktivitäten dieser Betreiber, bei denen sie einen Großteil ihre erwarteten Menge im Voraus auf den Terminmärkten veräußern, nicht Rechnung tragen, wodurch die Betreiber Einnahmen zurückzahlen müssen, die sie nicht erzielt haben. Im Gegensatz dazu verfügen Betreiber von Kapazitäten ohne vollständigen Fahrplan effektiv über eine beträchtliche Flexibilität, um individuelle Marktpreise zu deklarieren, die als Ausübungspreis fungieren, was ihr Risiko, nicht erzielte Einnahmen zurückzahlen zu müssen, begrenzt und auch Möglichkeiten bietet, die Rückzahlungsverpflichtung zu umgehen.

(251) Ein anderer Beteiligter machte geltend, dass die Rückzahlungsverpflichtung eine Diskriminierung zwischen CMU mit vollständigem Fahrplan und CMU ohne vollständigen Fahrplan darstelle. Dies liege zum einen daran, dass Kapazitäten, die bereits auf den Terminmärkten verkauft wurden, nicht von der Rückzahlungsverpflichtung ausgenommen seien (und Knappheitspreise nicht erfasst würden), und zum anderen an der Einführung des „deklarierten Marktpreises“ für CMU, die keinen vollständigen Fahrplan einreichen, wodurch in der Praxis mehrere Ausübungspreise eingeführt würden.

3.5.1.5. Mittlere Preisobergrenze

(252) Ein Beteiligter äußerte Bedenken, dass durch die Einführung einer mittleren Preisobergrenze der Wettbewerb in der Auktion verzerrt wird, da bei einigen bestehenden Kapazitäten, die Investitionen erfordern, um wirtschaftlich rentabel zu bleiben, möglicherweise keine Gewähr bestehe, dass das „Missing Money“ zurückerlangt werden kann, und sie somit gezwungen sein könnten, aus dem Markt auszuscheiden.

(253) Einem Beteiligten zufolge besteht eine erhebliche „Investitionslücke“ zwischen der Investitionsschwelle für Dreijahresverträge, die derzeit bei 177,00 EUR/kW liegt, und der mittleren Preisobergrenze, die derzeit mit 21,00 EUR bis 31,00 EUR/kW veranschlagt wird, was zur Benachteiligung bestehender Kapazitäten führt, die Investitionen erfordern und möglicherweise auch ein erhebliches „Missing Money“ aufweisen.

3.5.1.6. Direkte grenzüberschreitende Kapazitäten

(254) Zwei Beteiligte gaben an, dass die Möglichkeit einer direkten grenzüberschreitenden Beteiligung übermäßige negative Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten haben könnte.

(255) Sie sind der Ansicht, dass eine direkte grenzüberschreitende Beteiligung die Anreize für Investitionen in Verbindungskapazitäten verringern könnte. Darüber hinaus könnte die Maßnahme die Marktkopplung untergraben, da der CRM dazu führen könnte, dass Kapazitätsanbieter Zugang zum attraktivsten Markt mit direkter und ausschließlicher Anbindung suchen. Bei der Maßnahme sollte auch berücksichtigt werden, in welchem Umfang Verbindungskapazitäten genutzt werden könnten, um etwaige Probleme bezüglich der Angemessenheit der Stromerzeugung zu beheben.

3.6. **Einhaltung der Elektrizitätsverordnung**

3.6.1. *Auslegung von Artikel 24 Absatz 1*

(256) Gemäß Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung können die Mitgliedstaaten Sensitivitäten in ihre NRAA aufnehmen, die mit „Besonderheiten von Stromangebot und -nachfrage auf nationaler Ebene“ in Zusammenhang stehen. Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit des CRM mit Artikel 24 Absatz 1, da in der belgischen Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 auf der Grundlage von Annahmen über die Stromversorgung in Frankreich das EU-HiLo-Szenario verwendet wurde. Fünf Beteiligte übten Kritik an der Auslegung der Kommission von Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung und gaben an, dass diese zu restriktiv sei.

(257) Sie argumentierten, dass durch die ERAA-Methode bestätigt werde, dass die NRAA einen regionalen Umfang haben müssen und zusätzliche Sensitivitäten enthalten können. Die Art dieser zusätzlichen Sensitivitäten werde nicht spezifiziert oder eingeschränkt. Wie in Artikel 3 Absatz 6 der genannten Methode erwähnt, können diese Sensitivitäten eine breite Palette von Änderungen der Annahmen über den gesamten betrachteten geografischen Anwendungsbereich abdecken, einschließlich verschiedener Annahmen in Bezug auf Input-Daten wie installierte Kapazitäten.

(258) Ein Beteiligter merkte an, dass auch in den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 ([85]) (im Folgenden „Leitlinien“) ausdrücklich vorgesehen sei, dass bei der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen eine „*Bewertung der Auswirkungen der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen einschließlich des Stroms aus benachbarten Systemen*“ berücksichtigt werden sollte.

3.6.2. *Administrative Abschaffung*

(259) Zwei Beteiligte wiesen darauf hin, dass es in den Rechts- und Verwaltungsvorschriften keine Bestimmung über die Abschaffung des CRM gebe.

3.7. **Sonstige Stellungnahmen**

3.7.1. *Nachhaltigkeit*

(260) Zwei Beteiligte machten geltend, dass der hohe Anteil der für Gas reservierten Kapazität im CRM nicht vereinbar sei mit den Zielen der Dekarbonisierung der Union und der Abschaffung der Subventionen für fossile Brennstoffe im Einklang mit dem europäischen Grünen Deal, den Leitlinien und der Unterstützung des belgischen Staates für Klimaneutralität bis 2050.

3.7.2. *Ausstieg aus der Kernkraft*

(261) Ein Beteiligter wies darauf hin, dass Belgien die Beibehaltung von 2 GW Kernkraft in Erwägung ziehe, falls der Bewertungsbericht über die ersten Kapazitätsauktionen ein unerwartetes Problem der Versorgungssicherheit ergeben sollte. Dieses Beteiligten zufolge werfe dies mehrere Fragen in Bezug auf die Erforderlichkeit und Gestaltung des CRM auf.

3.7.3. *Laufzeit*

(262) Ein Beteiligter gab an, dass bei der Vergabe langfristiger Verträge den im Laufe des Jahres abnehmenden Bedenken bezüglich der Angemessenheit Rechnung getragen und ein „Lock-in“-Effekt vermieden werden sollte.

(263) Ein Beteiligter wies darauf hin, dass die Laufzeit der Verträge (15 Jahre) die Laufzeit der Maßnahme (10 Jahre) übersteigen könnte, was seiner Ansicht nach dem befristeten Charakter der Maßnahme zuwiderläuft.

4. **STELLUNGNAHME BELGIENS**

(264) In diesem Abschnitt sind die am 22. Oktober 2020 von Belgien eingegangene Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss und die am 24. Dezember 2020 von Belgien eingegangene Stellungnahme zu den Bemerkungen Dritter zusammengefasst. Dieser Abschnitt enthält auch die aktualisierten Informationen, die Belgien am 28. Januar 2021, 1. März 2021, 13. und 27. April 2021, 4., 5., 19. und 26. Mai 2021 sowie am 17. August 2021 übermittelt hat.

([85]) ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1, berichtigt durch das von der Kommission angenommene Korrigendum (ABl. C 290 vom 10.8.2016, S. 11). Die Leitlinien wurden mit einer Mitteilung der Kommission vom 2. Juli 2020 bis zum 31. Dezember 2021 verlängert und geändert. Siehe Mitteilung C(2020) 4355 final.

4.1. **Erforderlichkeit der Maßnahme**

(265) Belgien zufolge zeigt seine Analyse, die durch den Standpunkt des ÜNB gestützt wird, dass aufgrund der für 2022 bis 2025 geplanten Abschaffung von Kernkraftkapazitäten, die derzeit mehr als die Hälfte der thermischen Erzeugungskapazität in Belgien ausmachen, die Stromversorgungssicherheit Belgiens beeinträchtigt würde, wenn kein CRM eingeführt wird. Unabhängig von der Analyse des ÜNB sei die Erforderlichkeit des CRM auch durch verschiedene andere Studien bestätigt worden, die im Zeitraum 2017 bis 2020 von Wissenschaftlern, Technologieinstituten und dem Föderalen Planungsbüro durchgeführt wurden.

(266) Belgien wies darauf hin, dass nicht nur das HiLo-Szenario, sondern auch das EU-Basisszenario ein erhebliches Problem bei der Versorgungssicherheit aufweise, d. h. eine LOLE mehr als dreimal so hoch wie das gesetzliche LOLE-Kriterium, was ein Eingreifen mittels eines CRM rechtfertige.

(267) Belgien wies darauf hin, dass die Methode, auf der die ERAA/NRAA beruhen sollte, erst am 2. Oktober 2020 von der ACER genehmigt worden sei. Die ACER-Methode enthalte erhebliche Änderungen und sieht daher eine schrittweise Umsetzung vor, d. h. die erste ERAA, die Ende 2021 veröffentlicht werden soll, wird nur bestimmte Aspekte der ACER-Methode umfassen. Das ENTSO (Strom) sehe eine vollständige Umsetzung der ERAA-Methode bis 2023 vor.

(268) Belgien machte geltend, dass nicht hätte erwartet werden können, dass die ACER-Methode für die ERAA und die NRAA in früheren Studien vollständig angewendet wird, da die Methode zu der Zeit noch nicht bekannt gewesen sei. Dennoch wies Belgien darauf hin, dass viele wichtige Elemente, die sich aus der Methodik ergeben, bereits vor ihrer Genehmigung umgesetzt bzw. berücksichtigt worden seien, z. B. die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit, die lastflussgestützte Modellierung, die probabilistische Modellierung und Entwicklungen in anderen Ländern.

(269) Belgien widersprach der Behauptung, dass der CRM bis zur Veröffentlichung der ERAA nicht eingeführt werden sollte. Belgien zufolge können die Mitgliedstaaten auch ergänzende NRAA durchführen und die Erforderlichkeit des CRM auf der Grundlage eines solchen NRAA bewerten, anstatt die (für 2023 vorgesehene) vollständige Umsetzung der ERAA abzuwarten.

(270) In Bezug auf den Zuverlässigkeitsstandard wies Belgien darauf hin, dass die Methode für die VOLL- und CONE-Berechnung sowie die Methode zur Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards erst am 2. Oktober 2020 von der ACER veröffentlicht worden seien. Es sei daher zeitlich nicht möglich, den CRM zu unterbrechen, während ein neuer Zuverlässigkeitsstandard definiert wird. Darüber hinaus liege die endgültige Verantwortung für die Festlegung des gewünschten Maßes an Versorgungssicherheit bei den Mitgliedstaaten.

(271) In Bezug auf die Klimajahre, die in den nationalen Angemessenheitsstudien verwendet wurden, erläuterte Belgien, dass in Ermangelung einer veröffentlichten Methode dieselbe Klimadatenbank für diese Studien herangezogen worden sei wie für die MAF, um Kohärenz zu gewährleisten.

(272) In Bezug auf die Markteinnahmen brachte Belgien vor, dass in den nationalen Angemessenheitsstudien bis 2019 die erwarteten Einnahmen anhand des Mittelwerts der Einnahmen aller simulierten Jahre modelliert werden. Dieser — wenn auch vereinfachte — Ansatz könne als Ausdruck der erwarteten Einnahmen gesehen werden, wobei Preisrisiken berücksichtigt werden, die in der ACER-Methode als relevantes Element anerkannt werden.

(273) Was die Preisobergrenzen und die gesamte Marktmodellierung im Allgemeinen anbelangt, so erklärte Belgien, dass die in den nationalen Angemessenheitsstudien verwendete Struktur mit der auf europäischer Ebene (ENTSO (Strom), PLEF) verwendeten Struktur identisch sei. Sie werde als der bestmögliche verfügbare Ansatz betrachtet, der die europäische Marktgestaltung widerspiegelt, einschließlich der technischen Gebotsobergrenzen der NEMO.

(274) In Bezug auf die Funktion für die Knappheitspreisbildung prüfe Belgien derzeit, wie im aktualisierten belgischen Umsetzungsplan dargelegt, inwieweit eine solche Initiative vorgesehen werden könnte. Belgien erläuterte, dass derzeit eine diesbezügliche Studie der nationalen Regulierungsbehörde und des ÜNB laufe.

(275) Belgien verwies darauf, dass in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 bereits die besten verfügbaren Projektionen für den Ausbau der Flexibilität und der Offshore-Windenergie im Einklang mit dem nationalen Energie- und Klimaplan und die 70 %-minRAM-Regel zur Anwendung gekommen seien. Im Basisszenario werde davon ausgegangen, dass diese Regel von allen europäischen Ländern rechtzeitig eingehalten wird.

(276) In Bezug auf die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit machte Belgien geltend, dass es zwar richtig sei, dass die Studien eine Schwankung des konkret berechneten Kapazitätsbedarfs aufzeigen, dies aber nichts an der Tatsache ändere, dass der Kapazitätsbedarf im Jahr 2025 eine Intervention erfordere, die auch auf neue Kapazitäten abzielt.

(277) Aus der jüngsten Studie zur Angemessenheit und Flexibilität ergebe sich ein steigender Kapazitätsbedarf zwischen 2025 und 2032.

4.2. **Geeignetheit der Maßnahme**

4.2.1. *Wahl des Instruments*

(278) Belgien teilt nicht die Ansicht einiger Beteiligten, dass eine strategische Reserve einem marktweiten CRM vorzuziehen sei.

(279) Belgien verwies auf die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019, in der ein Szenario „EOM + strategische Reserve“ und ein Szenario „EOM + CRM“ untersucht werden. Das Ergebnis dieser Studie sei, dass im Szenario „EOM + strategische Reserve“ das Kriterium der Versorgungssicherheit nicht erfüllt wäre.

4.2.2. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

(280) In Bezug auf die T-2-Auktion erläuterte Belgien, dass eine T-4- und eine T-1-Auktion, wie in anderen Mitgliedstaaten mit einem CRM, allen Technologien mit längerer oder kürzerer Vorlaufzeit die Teilnahme an dem Mechanismus ermögliche und dem Mitgliedstaat eine relative Sicherheit gebe, dass eine ausreichende Menge beschafft werden kann, um die Versorgungssicherheit im Lieferjahr zu gewährleisten. Die Aufteilung der Mengen auf eine T-1- und T-2-Auktion berge das Risiko einer übermäßigen Einschränkung des Wettbewerbs bei diesen Auktionen.

(281) Was die Nutzung der installierten Kapazität zur Berechnung der Investitionsschwelle anbelangt, so brachte Belgien vor, dass die Vergabe von Mehrjahresverträgen an CMU, die einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, mit dem gemeinsamen Ziel des CRM im Einklang stehe.

(282) Belgien zufolge würden Kapazitäten mit einem hohen De-Rating-Faktor die Investitionsschwelle für Mehrjahresverträge leichter erreichen, wenn anstelle der installierten Kapazität die von der CMU angebotene herabgesetzte Kapazität zur Berechnung der Investitionsschwelle herangezogen würde. Dies würde ihnen bei Erbringung derselben Dienstleistung einen Vorteil gegenüber anderen verschaffen.

(283) Im Hinblick auf die Nichtberechtigung von Kapazitätsanbietern, die von anderen Unterstützungsmaßnahmen profitieren, zur Teilnahme am CRM wies Belgien darauf hin, dass dadurch, dass KWK-Kapazitäten von beiden Mechanismen profitieren könnten, die Gefahr einer Überkompensation dieser Kapazitäten bestünde, was auch zu einem unfairen Wettbewerbsvorteil bei den CRM-Auktionen führen würde.

4.3. **Anreizeffekt**

4.3.1. *Beihilfefähige Investitionskosten*

(284) In Bezug auf die Bemerkung, dass Ausgaben zur Gewährleistung, dass die Kapazität den Umweltstandards entspricht, nicht für Verträge mit längerer Laufzeit in Betracht kommen sollten, stellte Belgien klar, dass dies darauf abziele, die Gleichbehandlung neuer und bestehender Kapazitäten bei der Einstufung von Kapazitäten in Verträge mit längerer Laufzeit sicherzustellen.

4.4. **Angemessenheit der Maßnahme**

4.4.1. *Zu beschaffende Menge*

(285) Belgien zufolge wurde die Wahl bei der Kalibrierung der CRM-Menge (Referenzszenario) für die erste Auktion auf der Grundlage der Empfehlung der FÖD Wirtschaft getroffen. In dieser Empfehlung werde von einer geringeren Verfügbarkeit von Kernkraftkapazitäten in Frankreich ausgegangen, die weniger gravierend ist als die vom ÜNB angenommene (und weniger gravierend als im Dimensionierungsszenario, das in den vergangenen Jahren zur Bestimmung des Umfangs der belgischen strategischen Reserve verwendet wurde).

(286) Belgien argumentierte, dass seine hohe Verbundrate und seine Importabhängigkeit eine Besonderheit der nationalen Stromversorgung darstellten. Außerdem sei die Einbeziehung der Nichtverfügbarkeit von Kernkraftkapazitäten in Frankreich trotz verschiedener anderer in den Nachbarländern zu beobachtenden Risiken (z. B. beschleunigter Kohleausstieg, Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Netzinfrastruktur oder neuer Kapazitäten) die einzige Sensitivität, die in Betracht gezogen werde.

(287) Belgien wies darauf hin, dass die Auswahl des Referenzszenarios in Artikel 4 des Entwurfs des Königlichen Erlasses über die Methode zur Festlegung des Referenzszenarios für jede Auktion geregelt sei. Für jede Auktion werde das Referenzszenario auf der Grundlage der drei unten beschriebenen Schritte erstellt und einer öffentlichen Konsultation unterzogen:

a) Auswahl von Szenarien/Sensitivitäten anhand der jüngsten ERAA und/oder NRAA:

— Für die erste Auktion (2021) sei das Szenario anhand der MAF 2019 ausgewählt worden (die letzte verfügbare europäische Studie, die Gegenstand einer Konsultation auf europäischer Ebene war).

b) Aktualisierung der Daten und Annahmen anhand der wichtigsten verfügbaren Quellen:

— Für die erste Auktion (2021) seien die Aktualisierungen anhand der Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung von 2020 des PLEF ([86]) herangezogen worden.

c) Auswahl zusätzlicher Sensitivitäten mit möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit Belgiens:

— Für die erste Auktion (2021) sei das Äquivalent von zwei Kernkraftwerken in Frankreich gestrichen worden, und zwar auf der Grundlage der in der PLEF-Studie vorgenommenen Anpassung an die historischen/erwarteten Entwicklungen in Bezug auf die Kernkraftwerke in Frankreich, die nicht unter den Buchstaben a und b aufgeführt sind, die aber vom französischen ÜNB in der französischen NRAA herangezogen wurden („Bilan Prévisionnel 2019“ ([87])).

(288) Belgien gab an, dass in der Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung von 2020 des PLEF eine „geringe Kernkraft-Sensitivität“ dargestellt werde, um das vom französischen ÜNB für seine Abschätzungen der Angemessenheit zugrunde gelegte Basisszenario nachzubilden. Bei dieser Sensitivität werden Kernkraftkapazitäten in Höhe von 1 700 MW als zusätzliche Nichtverfügbarkeit betrachtet.

(289) Belgien machte geltend, dass die für den CRM gewählte Sensitivität den Daten und Annahmen des französischen NRAA-Basisszenarios entspreche. Das NRAA-Basisszenario sollte daher gleichermaßen als das am besten geeignete Basisszenario für Belgien angenommen werden, da diese Aktualisierung mit den Daten und Annahmen aus den wichtigsten verfügbaren Quellen übereinstimmt. Es handele sich also nicht um ein HiLo-Szenario, sondern um ein plausibles Basisszenario.

(290) In Bezug auf die Behauptung, dass die Parameter zur Bestimmung der durch die Auktion zu beschaffenden Kapazitätsmenge auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde genehmigt werden sollten, brachte Belgien vor, dass eine Änderung des CRM-Gesetzes vorbereitet worden sei, in der dies bestätigt werde. In Erwartung der förmlichen Genehmigung dieser Änderung werde die Elektrizitätsverordnung bereits eingehalten, d. h., die Regulierungsbehörde habe ihren Vorschlag für die Methodik zur Bestimmung der Mengenparameter im März 2020 veröffentlicht und die Regulierungsbehörde werde bis Februar 2021 einen Vorschlag für die Nachfragekurve für die erste Auktion erarbeiten.

(291) Das geänderte CRM-Gesetz sei am 19. März 2021 veröffentlicht worden. Der Königliche Erlass mit der Methode zur Festlegung der Mengenparameter sei am 30. April 2021 veröffentlicht worden. Am 30. April 2021 habe die CREG einen Vorschlag zu den Mengenparametern vorgelegt. Ein Ministerialerlass mit den Anweisungen für die T-4-Auktion für das Lieferjahr 2025 sei am 30. April 2021 herausgegeben worden.

(292) Belgien brachte vor, dass die Begründung, ein Mitgliedstaat könne nicht von einem Vorschlag der Regulierungsbehörde abweichen, eine Aussage sei, für die sich keine Rechtsgrundlage in der Elektrizitätsverordnung finden lasse und die im Widerspruch zur Verantwortung des Mitgliedstaats für die Versorgungssicherheit stehe.

4.4.2. *Finanzierungsmechanismus*

(293) Belgien erklärte, dass derzeit in Belgien nicht genügend intelligente Zähler installiert seien, um einen Finanzierungsmechanismus auf der Grundlage des Spitzenlastverbrauchs zu ermöglichen. Das CRM-Gesetz sei dahin gehend geändert worden, dass ein solches Modell im Jahr 2025 eingeführt werden könnte. Belgien erklärte ferner, dies 2023 nach der Veröffentlichung eines Berichts über die Einführung intelligenter Zähler erneut zu prüfen.

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

(294) Hinsichtlich der Behauptung, dass Speicherkapazitäten von der Gemeinwohlverpflichtung zur Finanzierung des CRM ausgenommen werden sollten, erklärte Belgien, dass es sich hierbei um eine allgemeinere Frage im Zusammenhang mit den Tarifen und Abgaben für die Stromspeicherung handele. In diesem Zusammenhang bestätigte Belgien, die Leitlinien und Vorschriften gemäß dem Paket „Saubere Energie“ (z. B. die Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments) und die in der Energiebesteuerungsrichtlinie (Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003) vorgesehenen Ausnahmen anzuwenden.

4.5. **Vermeidung negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel**

4.5.1. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

4.5.1.1. Aggregierung

(295) Bezüglich der Behauptung, dass die derzeitigen Zulässigkeitsregeln für Mehrjahresverträge die Aggregierung behinderten, insbesondere die Regel, dass die Kapazität mit der geringsten Vertragslaufzeit in einem aggregierten Portfolio die Vertragslaufzeit für das gesamte Portfolio bestimmt, brachte Belgien vor, dass der Entwurf des Königlichen Erlasses und die Vorschriften zur Funktionsweise geändert würden, um die Möglichkeit zu schaffen, für Kapazitäten, die aggregiert werden sollen, einen Vertrag mit längerer Laufzeit zu wählen.

(296) Dies sei im Königlichen Erlass zur Festlegung der Investitionsschwellen, der Beihilfefähigkeitskriterien für Investitionskosten und des Einstufungsverfahrens sowie in den Vorschriften zur Funktionsweise des CRM angepasst worden.

(297) Was das Aggregierungsverbot für Kapazitäten anbelangt, die einer Tagesfahrplanverpflichtung unterliegen, erklärte Belgien, dass es zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar nicht angebracht erscheine, dieses Gestaltungselement zu ändern, doch solle dieses Verbot im Rahmen der CRM-Bewertungen regelmäßig geprüft werden, um gegebenenfalls Änderungen zu ermöglichen. Nach Angaben Belgiens seien die Einheiten, die in diese Kategorie fallen, schon immer besonderen Koordinierungsverfahren unterworfen und würden dies auch weiterhin sein. Diese Verfahren umfassten eine MW-genaue Tagesfahrplanverpflichtung, eine strenge Koordinierung bei der Nichtverfügbarkeitsplanung und die Verpflichtung, Kapazitäten z. B. für den Ausgleich bereitzustellen. Mithilfe dieser Methode lasse sich ein gut koordinierter Echtzeitbetrieb des Netzes sicherstellen. Eine individuelle Betrachtung solcher Einheiten ermögliche eine korrekte Vorhersage der Lastflüsse und erlaube es, spezifische Engpässe so effizient wie möglich zu bewältigen, während in einem aggregierten Pool diese Betrachtung „verschwimmen“ würde, was zu einem weniger unkomplizierten und weniger effizienten Netzbetrieb führe.

(298) Darüber hinaus sei der CRM für Kapazitäten kalibriert worden, die entweder in die eine oder die andere Kategorie fallen, und die Verfügbarkeitsüberwachung werde auf ihren Kontext auf dem Energiemarkt abgestimmt. Eine Abweichung von dieser bestehenden Unterscheidung könnte zu einer komplexeren und potenziell weniger robusten Gestaltung in Bezug auf mehrere Aspekte führen. Es sei beispielsweise schwer vorstellbar, wie die Rückzahlungsverpflichtung für eine solche CMU gelten soll, da die beiden Teile der aggregierten CMU verschiedenen Regelungen unterliegen könnten.

4.5.1.2. Investitionsschwellen

(299) In Bezug auf die Investitionsschwellen, die den Zugang zu längerfristigen Verträgen bestimmen, erklärte Belgien, die verschiedenen Elemente sorgfältiger zu analysieren und der Europäischen Kommission die bevorzugte Vorgehensweise mitzuteilen.

(300) Am 11. Juni 2021 habe Belgien unter Berücksichtigung der Stellungnahmen der Beteiligten zu den Investitionsschwellen einen Königlichen Erlass veröffentlicht.

(301) Zu der Behauptung, dass Investitionen zur Schaffung von Flexibilität oder zur Erhöhung der herabgesetzten Kapazität, ohne die installierte Kapazität zu erhöhen, ebenfalls als beihilfefähige Kosten gelten sollten, erklärte Belgien, dass Belgien, da es sich bei dem CRM um einen Kapazitätsmarkt und nicht um einen Energiemarkt handele, von der Annahme abweiche, dass nur Investitionen zur Aufrechterhaltung oder Erhöhung der Kapazität beihilfefähig sind. Beispiele: i) Bei der Laststeuerung kommen Investitionen, die eine Erhöhung der installierten Kapazität ermöglichen (Differenz zwischen dem maximalen Verbrauch (maximale Abnahme) und der minimalen Abnahme (unvermeidbare Marge)) für Verträge mit längerer Laufzeit infrage und ii) bei thermischen Anlagen kommen Investitionen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit und damit zur Senkung des De-Rating, ebenso wenig infrage wie bei der Laststeuerung.

(302) Belgien wies darauf hin, dass diese Kosten zwar nicht für Verträge mit längerer Laufzeit infrage kämen, sie jedoch in den Gebotspreis für die Kapazität einbezogen werden könnten.

4.5.1.3. De-Rating-Faktoren

(303) In Bezug auf die De-Rating-Faktoren erklärte Belgien, dass die Erklärung für die auf den ersten Blick „niedrigeren" De-Rating-Faktoren in der Tatsache zu finden sei, dass das De-Rating von energiebegrenzten Technologien niedriger ist, wenn ihr Anteil im System/Land steigt. Bei einem hohen Anteil solcher Technologien ist ihr Beitrag nicht auf Knappheitszeiten beschränkt. Im Vergleich zu anderen Ländern mit CRM verzeichnet Belgien den höchsten Anteil an energiebegrenzten Ressourcen, und dieser Anteil wird nach dem CRM-Referenzszenario weiter steigen (30 % im Jahr 2025 gegenüber weniger als 10 % in Frankreich, im Vereinigten Königreich oder in Irland). Dieser Trend (je höher der Anteil energiebegrenzter Ressourcen, desto niedriger der De-Rating-Faktor) werde auch in anderen Ländern/Zonen wie Irland oder dem Vereinigten Königreich bestätigt.

(304) Belgien erläuterte ferner, dass eine Stellungnahme der Regulierungsbehörde zu den vorgeschlagenen De-Rating-Faktoren erwartet werde und dass der ÜNB Anfang Januar 2021 eine spezielle Sitzung der Taskforce zu diesem Thema für alle Beteiligten organisiert habe.

(305) Der am 30. April 2021 veröffentlichte Ministerialerlass mit den Anweisungen für die T-4-Auktion für das Lieferjahr 2025 enthalte aktualisierte, d. h. höhere De-Rating-Faktoren für energiebegrenzte Kapazitäten unter Berücksichtigung ihrer maximalen Lieferdauer.

4.5.1.4. Rückzahlungsverpflichtung

(306) In Bezug auf die Rückzahlungsverpflichtung erläuterte Belgien, dass die Gestaltung des Ausübungspreises Gegenstand zahlreicher Diskussionen in der CRM-Taskforce gewesen sei. Die daraus resultierende Lösung ziele darauf ab, ein Gleichgewicht zwischen zwei Erwägungen herzustellen:

a) Einerseits sei die Rückzahlungsverpflichtung ein grundlegendes Merkmal des belgischen CRM, das auf Zuverlässigkeitsoptionen beruht, und es sollte eine realistische Chance bestehen, im Falle von Spitzenpreisen den Ausübungspreis anzuwenden, um Zufallsgewinne zu vermeiden;

b) andererseits sollten Kapazitäten nicht vom CRM ausgeschlossen werden, wenn sie nur zu einem Marktpreis aktiviert werden, der über dem Ausübungspreisniveau liegt.

4.5.1.5. Mittlere Preisobergrenze für nationale Kapazitäten

(307) In Bezug auf die mittlere Preisobergrenze führte Belgien an, dass derzeit die Möglichkeit der Einführung einer Ausnahmeregelung geprüft werde.

(308) Der am 30. April 2021 veröffentlichte Königliche Erlass sehe eine Ausnahmeregelung für Beteiligte vor, die nachweisen können, dass sie aufgrund der mittleren Preisobergrenze über ein höheres „Missing Money" verfügen, als zurückgefordert werden kann.

4.5.2. *Engpasserlöse*

(309) Belgien zufolge stehen die Verteilung und Verwendung der Renten, die sich aus der Vergabe von Tickets für grenzüberschreitende Kapazitäten an den CRM ergeben, vollständig im Einklang mit den Vorschriften der Elektrizitätsverordnung, insbesondere mit Artikel 26 Absatz 9.

(310) Belgien erklärte, dass die nationalen Regulierungsbehörden Entscheidungen über die Aufteilung der Einnahmen zwischen den ÜNB treffen. Die Verwendung von Engpasserlösen durch den belgischen ÜNB richte sich nach der Tarifmethode, nach der die Gesamteinnahmen die Kosten decken müssen, die für die Fortführung der regulierten Tätigkeiten erforderlich sind.

(311) Belgien gab an, dass die Verwendung der Einnahmen, die mit benachbarten ÜNB geteilt werden, in der Elektrizitätsverordnung geregelt ist.

(312) Belgien bestätigte ferner, den ACER-Beschluss Nr. 36/2020 einzuhalten, in dem unter anderem die Methode für die Aufteilung der sich aus der Eintrittskapazitätsvergabe ergebenden Einnahmen festgelegt ist.

4.5.3. *Mittlere Preisobergrenze für ausländische Kapazitäten*

(313) Belgien wies darauf hin, dass die Begrenzung auf Einjahresverträge für indirekte ausländische Kapazitäten gerechtfertigt erscheine, da nicht garantiert werden könne, dass es für eine bestimmte Grenze über einen Zeitraum von mehreren Jahren hinweg genügend Tickets für grenzüberschreitende Kapazitäten gibt.

(314) Belgien weist darauf hin, dass, falls die allgemeine Anwendung der mittleren Preisobergrenze auf ausländische indirekte Kapazitäten dazu führt, dass Teilnehmer von der Beteiligung abgehalten werden, Änderungen am angemeldeten Konzept in Betracht gezogen werden könnten (z. B. Einführung einer Ausnahmeregelung).

(315) Die in Erwägungsgrund 308 erwähnte Ausnahmeregelung gelte auch für ausländische indirekte Kapazitäten.

4.5.4. *Direkte grenzüberschreitende Kapazitäten*

(316) Belgien trug vor, dass eine Änderung des CRM-Gesetzes ausgearbeitet worden sei, nach der der Abschluss einer Vereinbarung zwischen Belgien und dem Mitgliedstaat, in dessen Hoheitsgebiet sich die Kapazität befindet, eine Voraussetzung für die Beteiligung direkter ausländischer Kapazitäten sei. Die Vereinbarung diene Belgien als Gewähr, dass die technischen, organisatorischen und finanziellen Voraussetzungen vom Kapazitätsinhaber eingehalten werden, und dem Aufnahmemitgliedstaat als Gewähr, dass die Beteiligung keine Probleme für die Versorgungssicherheit oder das Engpassmanagement mit sich bringt.

(317) Das CRM-Gesetz, in das diese Änderung aufgenommen wurde, wurde am 19. März 2021 veröffentlicht.

4.6. **Einhaltung der Elektrizitätsverordnung**

4.6.1. *Auslegung von Artikel 24 Absatz 1*

(318) Nach Angaben Belgiens umfassen die verfügbaren Studien zur Angemessenheit der Ressourcen Sensitivitäten in Bezug auf ausländische Kapazitäten. Nach Auffassung Belgiens stehe dies voll und ganz im Einklang mit der Elektrizitätsverordnung, da eine hohe Importabhängigkeit als „Besonderheit der nationalen Stromnachfrage und -versorgung“ im Sinne von Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung betrachtet werden sollte. Dies wird durch den erforderlichen regionalen Umfang der NRAA gestützt.

4.6.2. *Administrative Abschaffung*

(319) In Bezug auf die administrative Abschaffung argumentierte Belgien, dass die Verträge unter Berücksichtigung der Ausgestaltung des CRM auf eine Nullvergütung hinauslaufen könnten und sollten.

(320) Wie in Erwägungsgrund 218 erwähnt, hat Belgien sich verpflichtet, folgende Bestimmung in das Stromgesetz aufzunehmen: Wenn in drei aufeinanderfolgenden Jahren keine neue Kapazitätsvereinbarung gemäß Artikel 7 undecies Absatz 11 des Stromgesetzes geschlossen wurde, werden ab dem folgenden Jahr keine neuen Auktionen im Rahmen des CRM durchgeführt.

4.7. **Sonstige Stellungnahmen**

4.7.1. *Nachhaltigkeit*

(321) Belgien erklärte, der CRM sei so konzipiert, dass Technologieneutralität gegeben ist und keine Kapazitäten für gasbefeuerte Anlagen reserviert werden. Darüber hinaus sei bei der Ausgestaltung darauf geachtet worden, dass gleiche Voraussetzungen gewährleistet werden und die Beteiligung innovativer Technologien, wie Laststeuerung und andere Formen der Flexibilität, gefördert wird. So sei beispielsweise die Reservierung einer beträchtlichen Menge an Kapazitäten für die T-1-Auktion vorgesehen, um eine bessere Beteiligung von Technologien mit kürzeren Vorlaufzeiten (z. B. Laststeuerung oder Batterien) an der Auktion zu ermöglichen. Die Menge werde auf mehr als 1,5 GW geschätzt, die zu 100 % verfügbar sind, was nach Anwendung der De-Rating-Faktoren mehr als 3 oder 4 GW bedeutet. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sei dieser für die T-1-Auktion reservierte Anteil deutlich höher. So habe das Vereinigte Königreich für das Lieferjahr 2018/2019 2,5 GW für die T-1-Auktion reserviert, verglichen mit 48,6 GW für die T-4-Auktion. Im irischen CRM seien 2–5 % des Kapazitätsbedarfs für die T-1-Auktion reserviert.

(322) Wie in Erwägungsgrund 109 angegeben, seien neue Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden und für Verträge mit einer Laufzeit von 15 Jahren in Betracht kommen, gebunden an die von der Europäischen Union und/oder Belgien festgelegten Ziele zur Verringerung der Treibhausgasemissionen, um bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen.

(323) Darüber hinaus brachte Belgien vor, ein attraktives Klima für die Entwicklung sogenannter energiebegrenzter Technologien geschaffen zu haben (z. B. durch die Möglichkeit zur Teilnahme an Märkten für Systemdienstleistungen oder die Einführung eines Energieübertragungsmechanismus). Dies habe zu einem hohen Anteil der Laststeuerung geführt, ein Trend, der sich noch verstärken werde, da bis 2025 zusätzliche Speicher- und Laststeuerungskapazitäten in das System aufgenommen werden sollen.

(324) Schließlich weise Belgien derzeit einen Stromverbundgrad von etwa 24 % auf, wobei davon ausgegangen werde, dass dieser bis 2030 auf bis zu 33 % ansteigt.

4.7.2. *Ausstieg aus der Kernkraft*

(325) Belgien machte geltend, dass die Anmeldung weiterhin auf dem vollständigen Ausstieg aus der Kernkraft beruhe. Belgien erläuterte ferner, dass etwaige Vorschläge für Anpassungen nach einer Bewertung, die bis Ende November 2021 durchgeführt werde, mitgeteilt würden.

4.7.3. *Laufzeit*

(326) Belgien argumentierte, dass der Hauptgrund für die Einführung langfristiger Verträge darin bestehe, gleiche Voraussetzungen für bestehende, modernisierte und neue Kapazitäten zu schaffen. Dies gelte sowohl für die erste Auktion als auch für nachfolgende Auktionen.

(327) Was die Laufzeit der Verträge (15 Jahre) und den befristeten Charakter der Maßnahme (10 Jahre) betrifft, so merkte Belgien an, dass zwischen der Vertragslaufzeit einerseits und der genehmigten Organisation von Auktionen andererseits unterschieden werden müsse.

5. **WÜRDIGUNG DER MAßNAHME**

5.1. **Staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV**

(328) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission die vorläufige Auffassung, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellt. Weder Belgien noch andere Beteiligte stellten diese Auffassung infrage.

(329) In Artikel 107 Absatz 1 AEUV sind staatliche Beihilfen definiert als „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art".

(330) Staatliche Beihilfen, die unter Artikel 107 Absatz 1 AEUV fallen, sind mit dem Binnenmarkt unvereinbar, wenn sie „durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen […], soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen".

(331) In Artikel 107 Absätze 2 und 3 AEUV sind spezifische Umstände aufgeführt, unter denen dennoch Beihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar gelten oder gelten können. Die Beurteilung der Kommission, ob einer dieser Umstände im vorliegenden Fall gegeben ist, ist in Abschnitt 5.3 dargelegt.

5.1.1. *Zurechenbarkeit zum Staat und Finanzierung aus staatlichen Mitteln*

(332) Damit Maßnahmen als staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV eingestuft werden können, müssen sie a) dem Staat zugerechnet werden können und b) aus staatlichen Mitteln finanziert werden. Die letztgenannte Voraussetzung bedeutet, dass die Beihilfe direkt vom Staat oder von einer öffentlichen oder privaten Einrichtung gewährt werden muss, die vom Staat benannt oder eingerichtet wurde. ([88]) Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, wurde der CRM durch das Gesetz vom 22. April 2019 zur Änderung des belgischen Gesetzes über die Organisation des Strommarktes vom 29. April 1999 (Primärrecht) eingeführt. Mehrere Durchführungsbe-

([88]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. März 1977, Steinike & Weinlig/Deutschland, 78/76, ECLI:EU:C:1977:52, Rn. 21; Urteil des Gerichtshofs vom 13. März 2001, PreussenElektra AG, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160, Rn. 58; Urteil des Gerichtshofs vom 15. Mai 2019, Achema, C-706/17, ECLI:EU:C:2019:407, Rn. 47 ff.

stimmungen für diesen CRM sind in Form von sekundärrechtlichen Vorschriften wie königlichen Erlassen, Ministerialerlässen und regulatorisch genehmigten Marktregeln und Verträgen erlassen worden. All diese sekundärrechtlichen Vorschriften haben ihre Rechtsgrundlage im vorstehend genannten Stromgesetz. Folglich ist die Maßnahme dem belgischen Staat zuzurechnen.

(333) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission die vorläufige Auffassung, dass der CRM aus staatlichen Mitteln finanziert wird. Belgien stellte diese Auffassung nicht infrage.

(334) Mit dem in Abschnitt 2.12.2 beschriebenen Finanzierungsmechanismus schafft der belgische Staat ein System, bei dem die Kosten, die dem ÜNB durch den CRM entstehen, vollständig durch die Netztarife ausgeglichen werden, die die Merkmale einer steuerähnlichen Abgabe aufweisen. Tatsächlich setzt der Staat per Gesetz einen Zuschlag auf den Stromverbrauch über die Netztarife fest (siehe Erwägungsgründe 208 und 209). Zum einen ist im Stromgesetz festgelegt, dass der ÜNB diese Tarife direkt bei den Netznutzern erheben muss (siehe Erwägungsgrund 208). Zum anderen müssen die Netznutzer, bei denen die Tarife erhoben werden, sie auch entrichten (siehe Erwägungsgrund 210). Außerdem stammen die obligatorischen Netztarife, wie in Erwägungsgrund 208 dargelegt, in dem Sinne vom Staat, als dass der Staat sich nicht darauf beschränkte, einen Beitrag, der von einer Vereinigung von Privatpersonen eingeführt wurde und verwaltet wird, für eine Gruppe von Privatpersonen obligatorisch zu machen (siehe die Rechtsprechung in den Rechtssachen Pearle ([89]) und Doux Élevage ([90])). Folglich gelten die Netztarife im Einklang mit dem Urteil des Gerichtshofs in der Rechtssache Deutschland/Europäische Kommission als gesetzlich vorgeschriebene Abgabe. ([91])

(335) Folglich gelangt die Kommission zu der Auffassung, dass der CRM aus staatlichen Mitteln finanziert wird, da er aus dem Erlös einer vom Staat erhobenen steuerähnlichen Abgabe finanziert wird, der nach den einschlägigen rechtlichen Bestimmungen verwaltet und zugewiesen wird. Wenn nämlich das nationale Recht die Abwälzung einer Abgabe auf eine bestimmte Gruppe von Personen vorschreibt, ist die Abgabe obligatorisch, sodass es sich bei den beschafften Mitteln um staatliche Mittel handelt. ([92])

5.1.2. *Wirtschaftlicher Vorteil, der bestimmten Unternehmen oder der Produktion bestimmter Waren gewährt wird (selektiver Vorteil)*

(336) Ein Vorteil im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV ist jedweder wirtschaftliche Vorteil, den ein Unternehmen unter normalen Marktbedingungen, d. h. ohne staatliches Eingreifen, nicht erlangt hätte. ([93])

(337) Die erfolgreichen Bieter in den CRM-Auktionen erhalten über den CRM eine Vergütung, die sie nicht erhalten würden, wenn sie weiter unter normalen wirtschaftlichen Bedingungen auf dem Strommarkt tätig wären und nur Strom und Systemdienstleistungen verkaufen würden. Die Maßnahme verschafft den Unternehmen, die erfolgreich an den CRM-Auktionen teilgenommen haben, somit einen wirtschaftlichen Vorteil. Dieser Vorteil ist insofern selektiv, als er nur bestimmte Unternehmen, nämlich die Bieter, die bei den CRM-Auktionen einen Zuschlag erhalten haben, begünstigt, und diese sich in einer vergleichbaren tatsächlichen und rechtlichen Situation wie andere Kapazitätsanbieter befinden, die an den CRM-Auktionen entweder nicht teilnehmen konnten oder nicht teilgenommen haben oder die teilgenommen haben, aber keinen Zuschlag erhalten haben.

(338) Darüber hinaus verschafft die Maßnahme nur bestimmten Unternehmen einen selektiven Vorteil, die zur Bewältigung des festgestellten Angemessenheitsproblems beitragen können, da Kapazitäten unter 1 MW (siehe Erwägungsgrund 69) von der direkten Beteiligung am CRM ausgeschlossen sind (d. h. ohne Aggregierung, siehe Erwägungsgrund 72), obwohl auch sie dazu beitragen könnten, das festgestellte Angemessenheitsproblem zu verringern. Für die Zukunft wird das Vorhandensein einer Mindestschwelle für die Teilnahme am CRM, auch wenn sie abgesenkt wird (siehe Erwägungsgrund 70), weiterhin einige Kapazitäten von einer direkten Beteiligung (d. h. Beteiligung ohne Aggregierung) am CRM ausschließen Ferner sind ausländische Kapazitäten in nicht benachbarten Mitgliedstaaten vom CRM ausgeschlossen (siehe Erwägungsgrund 199). Folglich verschafft die Maßnahme auch aus dieser Perspektive einen selektiven Vorteil.

([89]) Urteil des Gerichtshofs vom 15. Juli 2004, Pearle BV u. a, C-345/02, ECLI:EU:C:2004:448.

([90]) Urteil des Gerichtshofs vom 30. Mai 2013, Doux Élevage SNC und Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348.

([91]) Urteil des Gerichtshofs vom 28. März 2019, Bundesrepublik Deutschland/Europäische Kommission, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 68.

([92]) Urteil des Gerichtshofs vom 28. März 2019, Bundesrepublik Deutschland/Europäische Kommission, C- 405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 68 und 72; Urteil des Gerichtshofs vom 15. Mai 2019, Achema u. a., C-706/17, ECLI:EU:C:2019:407, Rn. 57 und Urteil des Gerichts vom 20. September 2019, FVE Holýšov u. a./Kommission, T-217/17, ECLI:EU:T:2019:633, Rn. 111.

([93]) Urteil des Gerichtshofs vom 11. Juli 1996, SFEI u. a., C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, Rn. 60; Urteil des Gerichtshofs vom 29. April 1999, Spanien/Kommission, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, Rn. 41.

5.1.3. *Verfälschung des Wettbewerbs und Beeinträchtigung des Handels innerhalb der Union*

(339) Die Maßnahme könnte den Wettbewerb verfälschen und den Handel im Binnenmarkt beeinträchtigen. Die Stromerzeugung und die Stromgroßhandels- und Endkundenmärkte sind in der gesamten Union für den Wettbewerb offen. ([94]) Daher kann jeder Vorteil, der einem Unternehmen in diesem Sektor aus staatlichen Mitteln gewährt wird, den Handel innerhalb der Union beeinträchtigen und den Wettbewerb verfälschen.

5.1.4. *Ergebnis der Würdigung gemäß Artikel 107 Absatz 1 AEUV*

(340) Die Maßnahme stellt demzufolge eine Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV dar.

5.2. **Rechtmäßigkeit der Beihilfe**

(341) Belgien hat die Maßnahme vor der Durchführung angemeldet und ist somit seinen Verpflichtungen aus Artikel 108 Absatz 3 AEUV nachgekommen.

5.3. **Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt**

(342) Die Kommission hat die angemeldete Maßnahme auf der Grundlage von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV und der Leitlinien geprüft. Insbesondere hat sie die Maßnahme auf der Grundlage von Abschnitt 3.9 der Leitlinien ([95]) geprüft, in dem besondere Voraussetzungen für Beihilfen für die Angemessenheit der Stromerzeugung festgelegt sind.

(343) 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. Außerdem darf die Beihilfe den Wettbewerb nicht in einer Weise verfälschen, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

5.3.1. *Beitrag zur Entwicklung bestimmter Wirtschaftszweige*

(344) Nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV muss die Maßnahme zur Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige beitragen. ([96])

(345) Die angemeldete Maßnahme unterstützt durch die direkte Förderung ausreichender Investitionen in neue und bestehende Erzeugungs-, Speicher- und Laststeuerungskapazitäten zwecks Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit die Entwicklung der Wirtschaftstätigkeit im Stromsektor. Als Nebeneffekt kann davon ausgegangen werden, dass die durch die Maßnahme geförderte Stromversorgungssicherheit die Wirtschaftstätigkeit allgemein anregt, da eine sichere Stromversorgung verschiedenen Wirtschaftstätigkeiten zugutekommt, die auf Strom als Input angewiesen sind.

(346) Die angemeldete Regelung trägt gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV zur Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige bei.

5.3.2. *Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige und Anreizeffekt*

(347) Eine Beihilfe hat einen Anreizeffekt, wenn sie den Empfänger veranlasst, sein Verhalten zugunsten der Entwicklung einer bestimmten Wirtschaftstätigkeit, die mit der Beihilfe verbunden ist, zu ändern, und wenn diese Verhaltensänderung ohne die Beihilfe nicht eingetreten wäre. ([97]) Genauere Hinweise zur Auslegung dieses Kriteriums finden sich in Randnummer 227 in Verbindung mit Abschnitt 3.2.4 der Leitlinien.

([94]) Siehe die Elektrizitätsverordnung und die Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

([95]) Unter Randnummer 16 der Leitlinien wurde durch Mitteilung C(2020) 4355 final folgender Satz eingefügt: „Diese Leitlinien gelten jedoch für Unternehmen, die am 31. Dezember 2019 keine Unternehmen in Schwierigkeiten waren, aber in der Zeit vom 1. Januar 2020 bis zum 30. Juni 2021 zu Unternehmen in Schwierigkeiten wurden."

([96]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 20 und 24.

([97]) Siehe in diesem Sinne die Randnummern 49 und 144 der Leitlinien.

(348) Belgien legte eine Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung vor, aus der hervorgeht, dass die Angemessenheit der Stromerzeugung, wie in Erwägungsgrund 49 dargestellt, in einem kontrafaktischen Szenario ohne die Maßnahme bis 2025 ein kritisches Niveau erreicht hätte. Mit anderen Worten: Ohne die Maßnahme hätten die Kapazitätsanbieter nicht die erforderliche Kapazität bereitgestellt, um den von Belgien festgelegten Zuverlässigkeitsstandard zu erfüllen und die bei hoher Systembelastung nötige Energie zu liefern. Wie in Erwägungsgrund 227 dargelegt, bestätigten einige Beteiligte die Erforderlichkeit des CRM unter Betonung seiner Dringlichkeit.

(349) Gemäß der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wird nur ein sehr geringer Anteil der zusätzlichen Kapazitäten bis 2025 über den Energy-Only-Markt realisierbar sein (siehe Erwägungsgrund 50).

(350) Die Maßnahme bietet daher einen Anreiz für neue Kapazitäten, in den Markt einzutreten. Die Maßnahme schafft Anreize für neue und bestehende Marktteilnehmer, einen Beitrag zum Ziel der Versorgungssicherheit zu leisten.

(351) Zudem wird die Beihilfe gemäß Randnummer 52 der Leitlinien im Rahmen einer Ausschreibung gewährt. Das in Abschnitt 2.5 beschriebene Auktionsverfahren ist diskriminierungsfrei und offen für alle Arten von Kapazitäten.

(352) Außerdem schafft die in Abschnitt 2.7.3 beschriebene Rückzahlungsverpflichtung einen finanziellen Anreiz, zu Zeiten verfügbar zu sein, wenn Knappheit herrscht. Belgien hat zudem Verfahren zur Überwachung der Verfügbarkeit vor dem Lieferzeitraum und während dieses Zeitraums (siehe die Abschnitte 2.8.1 und 2.8.2) sowie geeignete Überprüfungen und Sanktionen (siehe die Abschnitte 2.8.3 und 2.8.4) eingeführt, um die Einhaltung der Verfügbarkeitsverpflichtung sicherzustellen.

(353) Letztlich schließt sich die Kommission der Stellungnahme eines Beteiligten an, dass die Ausgaben zur Gewährleistung, dass die Kapazität den Umweltstandards entspricht, gemäß Randnummer 53 der Leitlinien nicht für Verträge mit längerer Laufzeit in Betracht kommen sollten (siehe Erwägungsgrund 238).

(354) Daher begrüßt die Kommission die Änderung des Königlichen Erlasses zur Festlegung der Investitionsschwellen, der Beihilfefähigkeitskriterien für Investitionskosten und des Einstufungsverfahrens. Im geänderten Königlichen Erlass heißt es, dass nur Kosten für die Anpassung an künftige Unionsstandards im Rahmen des CRM beihilfefähig sind (siehe Erwägungsgrund 142).

(355) Die Kommission ist der Auffassung, dass die Maßnahme einen Anreizeffekt hat, der den Empfänger veranlasst, sein Verhalten zugunsten der Entwicklung einer bestimmten Wirtschaftstätigkeit, die mit der Beihilfe verbunden ist, zu ändern.

5.3.3. *Einhaltung anderer Bestimmungen des Unionsrechts*

(356) Staatliche Beihilfen, die gegen Bestimmungen oder allgemeine Grundsätze des Unionsrechts verstoßen, können nicht für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden ([98])

(357) Wenn untrennbar mit dem Ziel der Beihilfe (einschließlich der Art ihrer Finanzierung, falls diese zwingend für die Beihilfe verwendet wird) verbundene Aspekte der Beihilfemaßnahme gegen andere Bestimmungen des Unionsrechts verstoßen, könnte sich dies auf die Beurteilung der Zulässigkeit dieser Beihilfe auswirken. ([99]) Im vorliegenden Fall könnte sich diese Frage im Hinblick auf die Artikel 30 und 110 AEUV sowie auf einige Bestimmungen der Elektrizitätsverordnung stellen. Die Kommission muss daher prüfen, ob diese Bestimmung des Unionsrechts durch Aspekte des CRM verletzt werden könnte und, falls ja, ob die entsprechenden Aspekte untrennbar mit dem Ziel der im Rahmen des CRM gewährten Beihilfe verbunden sind.

5.3.3.1. Einhaltung der Artikel 30 und 110 AEUV

(358) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission die vorläufige Auffassung, dass mit dem Finanzierungsmechanismus der angemeldeten Beihilfemaßnahme keine Beschränkungen eingeführt werden, die gegen die Artikel 30 oder 110 AEUV verstoßen. Bei der Kommission gingen keine Stellungnahmen ein, in der diese Auffassung infrage gestellt wird.

([98]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 44.

([99]) Siehe Erwägungsgrund 25 des Beschlusses der Kommission in der Beihilfesache SA.40029 (2014/N) „Wiedereinführung der Abwicklungsregelung, der Ausgleichsregelung sowie von Modell I und Modell II — H1 2015“ (*Reintroduction of the winding-up scheme, compensation scheme, Model I and Model II — H1 2015*) (ABl. C 136 vom 24.4.2015, S. 4). Siehe Erwägungsgrund 29 des Beschlusses der Kommission in der Beihilfesache SA.42215 (2015/N) „Verlängerung der finanziellen Unterstützungsmaßnahmen Griechenlands (Artikel 2 des Gesetzes 3723/2008)“ (*Prolongation of the Greek financial support measures (Article 2 law 3723/2008)*) (ABl. C 277 vom 21.8.2015, S. 11).

(359) Wenn eine Beihilfemaßnahme oder die mit ihr verbundenen Bedingungen (einschließlich der Finanzierungsmethode, wenn diese fester Bestandteil der Maßnahme ist) zwangsläufig zu einem Verstoß gegen Unionsrecht führen würden, kann die Beihilfe laut Randnummer 29 der Leitlinien nicht für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden. Im Energiebereich muss jede Abgabe, die der Finanzierung einer staatlichen Beihilfemaßnahme dient, insbesondere mit den Artikeln 30 und 110 AEUV im Einklang stehen. Die Kommission hat daher geprüft, ob der Finanzierungsmechanismus der angemeldeten Beihilfemaßnahme mit den Artikeln 30 und 110 AEUV im Einklang steht.

(360) Wie in Erwägungsgrund 334 beschrieben, schafft der belgische Staat ein System, bei dem die Kosten, die dem ÜNB durch den CRM entstehen, vollständig durch die Netztarife ausgeglichen werden, die die Merkmale einer steuerähnlichen Abgabe aufweisen. Wie in Erwägungsgrund 214 erläutert, wird der Tarif einheitlich auf EUR/MWh-Basis auf alle Verbraucher angewandt. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass diese Tarife einer Steuer auf den verbrauchten Strom sehr ähnlich sind.

(361) In Bezug auf die Artikel 30 und 110 AEUV ist es ständige Rechtsprechung, dass das Unionsrecht auf seinem derzeitigen Stand die einzelnen Mitgliedstaaten nicht in der Freiheit beschränkt, auf der Basis objektiver Kriterien, wie der Art der verwendeten Rohstoffe oder des angewandten Produktionsverfahrens, ein Steuersystem einzuführen, das zwischen bestimmten Produkten unterscheidet, selbst zwischen Produkten, die im Sinne von Artikel 110 Absatz 1 AEUV ähnlich sind. Eine solche Differenzierung ist jedoch nur dann mit dem Unionsrecht vereinbar, wenn sie Ziele verfolgt, die ihrerseits mit dem Unionsrecht vereinbar sind, und wenn die Vorschriften im Einzelnen so beschaffen sind, dass jede Form der direkten oder indirekten Diskriminierung von Einfuhren aus anderen Mitgliedstaaten oder jede Form des Schutzes konkurrierender einheimischer Erzeugnisse ausgeschlossen wird. ([100])

(362) Wie in Abschnitt 2.10 erläutert, erlaubt Belgien die Beteiligung ausländischer Kapazitäten in einem Mitgliedstaat, der über eine direkte Netzverbindung zu Belgien verfügt, am CRM ab der ersten Lieferung (d. h. 2025).

(363) In Anbetracht der Offenheit der Maßnahme für grenzüberschreitende Kapazitäten gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass mit dem Finanzierungsmechanismus der angemeldeten Beihilfemaßnahme keine Beschränkungen eingeführt wurden, die gegen die Artikel 30 oder 110 AEUV verstoßen.

5.3.3.2. Einhaltung der Elektrizitätsverordnung

Einhaltung von Artikel 20 der Elektrizitätsverordnung

(364) Gemäß Artikel 20 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung beobachten die Mitgliedstaaten die Angemessenheit der Ressourcen in ihrem Hoheitsgebiet auf der Grundlage der ERAA nach Artikel 23. Ergänzend zur ERAA können die Mitgliedstaaten eine NRAA nach Artikel 24 durchführen.

(365) Die Kommission stellt fest, dass das ENTSO (Strom) seiner Verpflichtung gemäß Artikel 23 der Elektrizitätsverordnung zur Vorlage einer ERAA noch nicht nachgekommen ist. Dementsprechend wurden die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen in Belgien ausschließlich auf der Grundlage der NRAA ermittelt. Der Vergleich zwischen der NRAA und der ERAA gemäß Artikel 24 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung, mit dem mögliche Abweichungen zwischen beiden Abschätzungen ermittelt werden sollen, konnte nicht durchgeführt werden. In Übereinstimmung mit Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung sollte die NRAA ferner auf der für die ERAA vereinbarten Methode gemäß Artikel 23 der Elektrizitätsverordnung beruhen.

(366) Am 25. Juni 2021 veröffentlichte Elia eine neue Studie zur Angemessenheit der Ressourcen, die auf der ERAA-Methode basiert. Aus der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 ergeben sich für Belgien Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ab 2025.

(367) Vor der Einführung von CRM müssen die Mitgliedstaaten alle etwaigen regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen ermitteln, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese Bedenken verursacht haben. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, Maßnahmen zur Beseitigung der ermittelten Verzerrungen zu verabschieden und einen Zeitplan für ihre Umsetzung zu veröffentlichen (Artikel 20 Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung).

(368) Wie in Abschnitt 2.3.4 beschrieben, hat Belgien einen Umsetzungsplan mit Maßnahmen zur Beseitigung von regulatorischen Verzerrungen bzw. zur Behebung von Marktversagen auf dem belgischen Strommarkt ausgearbeitet und veröffentlicht.

([100]) Urteil des Gerichthofs vom 2. April 1998, Outokumpu, C-213/96, ECLI:EU:C:1998:155, Rn. 30.

(369) Auf der Grundlage des Umsetzungsplans haben sich die belgischen Behörden zu mehreren Marktreformen verpflichtet, insbesondere zur Stärkung der Regelreservemärkte (siehe Erwägungsgrund 62), zur Erleichterung der Laststeuerung (siehe Erwägungsgrund 64) und zur Erhöhung der Verbindungskapazität (siehe Erwägungsgrund 65).

(370) Belgien hat sich ferner verpflichtet, den Plan zu veröffentlichen und seine Anwendung zu überwachen, die Ergebnisse der Überwachung in einem Jahresbericht zu veröffentlichen und diesen der Europäischen Kommission vorzulegen. Schließlich hat sich Belgien verpflichtet, den Umsetzungsplan auch nach der Ausräumung der festgestellten Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen zu befolgen.

(371) Im Anschluss an eine öffentliche Konsultation nahm die Kommission am 30. April 2020 gemäß Artikel 20 Absatz 5 der Elektrizitätsverordnung eine Stellungnahme zum Umsetzungsplan Belgiens an. ([101]) In ihrer Stellungnahme stellte die Kommission fest, dass Belgien die Funktionsweise seiner Regelreservemärkte weiter verbessern sollte, indem die Knappheitspreisregelung dahin gehend angepasst wird, dass die Funktion für die Knappheitspreisbildung, wie in Erwägungsgrund 62 erwähnt, möglicherweise auch auf RRA angewandt wird; dabei erkannte sie jedoch auch an, dass mehrere Verbesserungen in jüngster Zeit umgesetzt wurden bzw. geplant sind. Wie in Erwägungsgrund 62 dargelegt, führte Belgien eine sogenannte Alpha-Komponente in seinen Preismechanismus für Ausgleichsenergie sowie das Imbalance Netting ein und bereitet sich derzeit auf den Beitritt zur Ausgleichsplattform der Union für aFRR und mFRR vor. In Bezug auf die Laststeuerung kam die Kommission in ihrer Stellungnahme zu dem Schluss, dass Belgien die Einführung intelligenter Zähler mit den notwendigen Funktionen fortsetzen sollte, um die Einführung einer preisbasierten Laststeuerung zu erleichtern. Wie in Erwägungsgrund 64 erwähnt, hat sich Belgien verpflichtet, in Zukunft weitere intelligente Zähler einzuführen. Diese Maßnahmen sind ausreichend, um die im Umsetzungsplan Belgiens festgestellten regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen im Einklang mit Artikel 20 Absatz 5 der Elektrizitätsverordnung zu beseitigen bzw. zu beheben.

(372) Die Maßnahme steht im Einklang mit Artikel 20 der Elektrizitätsverordnung.

Einhaltung von Artikel 21 der Elektrizitätsverordnung

(373) Gemäß Artikel 21 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung können die Mitgliedstaaten zur Ausräumung der verbleibenden Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen als letztes Mittel einen CRM einführen; dabei gelten insbesondere die in Artikel 21 Absätze 2 bis 8 genannten Bedingungen.

(374) Gemäß Artikel 21 Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung führte Belgien zwischen Oktober und Dezember 2019 eine Studie zu den Auswirkungen seines CRM auf die benachbarten Mitgliedstaaten durch, indem es die benachbarten Mitgliedstaaten konsultierte.

(375) Gemäß Artikel 20 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung beurteilen die Mitgliedstaaten, ob die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen mit einem CRM in Form einer strategischen Reserve angegangen werden können.

(376) Wie in Erwägungsgrund 60 erwähnt, verfügt Belgien derzeit über eine strategische Reserve, die bis zum 31. März 2022 bestehen wird. Ziel der strategischen Reserve ist es, Nachfragespitzen im Winter zu decken, wenn der Markt dies nicht leisten kann, indem ein Teil der vorhandenen Erzeugungs- und Laststeuerungskapazitäten außerhalb des Marktes als Reserve vorgehalten wird, die erst dann aktiviert wird, wenn die Regelarbeitsressourcen erschöpft sind.

(377) Wie im Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen ([102]) erläutert, ist, wenn Bedenken hinsichtlich der langfristigen Angemessenheit der Kapazitäten zutage treten, eine mengenbasierte, marktweite Regelung wahrscheinlich der am besten geeignete CRM zur Behebung des Problems. Wie im selben Bericht weiter erläutert, würde eine strategische Reserve das für neue Anlagen ermittelte Investitionsproblem nicht lösen. Im Gegensatz dazu können marktweite CRM wirksamer sein, um Investitionen zur Ausräumung längerfristiger Bedenken bezüglich der Angemessenheit zu fördern.

(378) Da in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 ein struktureller Bedarf an neuen Kapazitäten festgestellt wurde (siehe Erwägungsgründe 49 und 50), ist die Kommission der Auffassung, dass ein CRM in Form einer strategischen Reserve nicht geeignet wäre, um die in Belgien festgestellten Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen ab 2025 auszuräumen.

([101]) Stellungnahme C(2020) 2654 final der Kommission: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_de.

([102]) Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen (SWD(2016) 385 final).

(379) Gemäß Artikel 20 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung dürfen die Mitgliedstaaten CRM nur dann einführen, wenn die Kommission eine Stellungnahme gemäß Artikel 20 Absatz 5 zu dem in Artikel 20 Absatz 3 genannten Umsetzungsplan abgegeben hat.

(380) Wie in Erwägungsgrund 371 beschrieben, nahm die Kommission am 30. April 2020 eine Stellungnahme zum Umsetzungsplan Belgiens an. Belgien hat zwar die Vorbereitungen für die erste T-4-Auktion eingeleitet, den CRM jedoch noch nicht eingeführt.

(381) Gemäß Artikel 21 Absatz 7 der Elektrizitätsverordnung, in dem festgelegt ist, dass eine Bestimmung aufzunehmen ist, die die effiziente administrative Abschaffung des CRM vorsieht, wenn in drei aufeinanderfolgenden Jahren keine neuen Verträge geschlossen werden, hat Belgien eine Klausel aufgenommen, wonach keine neuen Auktionen im Rahmen des CRM durchgeführt werden, wenn in drei aufeinanderfolgenden Jahren keine neue Kapazitätsvereinbarung gemäß Artikel 7 undecies Absatz 11 des Stromgesetzes geschlossen wurde (siehe Erwägungsgrund 218).

(382) Wie in Erwägungsgrund 217 ausgeführt, beantragt Belgien die Genehmigung staatlicher Beihilfen für einen Zeitraum von zehn Jahren, d. h. für den in Artikel 21 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung festgelegten maximalen Zeitraum.

(383) Schließlich hat sich Belgien verpflichtet, den Umsetzungsplan nach Artikel 20 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung, wie in Artikel 21 Absatz 8 derselben Verordnung festgelegt, auch nach Einführung des CRM weiter anzuwenden.

(384) Die Kommission gelangt zu dem Schluss, dass die Maßnahme mit Artikel 21 der Elektrizitätsverordnung im Einklang steht.

Einhaltung von Artikel 22 der Elektrizitätsverordnung

(385) In Artikel 22 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung sind spezifische Gestaltungsmerkmale festgelegt, die jeder CRM aufweisen muss. CRM i) müssen befristet sein, ii) dürfen keine unnötigen Marktverzerrungen herbeiführen und den zonenübergreifenden Handel nicht beschränken, iii) dürfen nicht über das hinausgehen, was zum Angehen der Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist, iv) müssen die Kapazitätsanbieter in einem transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahren auswählen, v) müssen Anreize für Kapazitätsanbieter bieten, damit die Kapazitätsanbieter in Zeiten voraussichtlich hoher Systembelastung zur Verfügung stehen, vi) müssen gewährleisten, dass die Vergütung nach einem wettbewerblichen Verfahren bestimmt wird, vii) müssen die technischen Voraussetzungen für die Beteiligung von Kapazitätsanbietern im Vorfeld des Auswahlverfahrens vorsehen, viii) müssen allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung, und ix) müssen vorsehen, dass Kapazitätsanbietern, die bei hoher Systembelastung nicht zur Verfügung stehen, angemessene Sanktionen auferlegt werden.

(386) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe c der Elektrizitätsverordnung, wonach CRM nicht über das hinausgehen dürfen, was zum Angehen der Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist.

(387) Die angemeldete CRM ist, wie in Erwägungsgrund 385 erläutert, befristet.

(388) Der CRM ist so konzipiert, dass die Auswirkungen auf das zur Erreichung der politischen Ziele erforderliche Maß begrenzt und übermäßige Verzerrungen des Strommarkts vermieden werden. Der CRM steht allen etablierten und neuen Stromerzeugern sowie Betreibern, die Laststeuerung oder Speicherlösungen einsetzen, offen. Der CRM steht auch grenzüberschreitenden Kapazitäten offen. Darüber hinaus umfasst der CRM verschiedene Maßnahmen, die speziell darauf abzielen, einen Missbrauch von Marktmacht zu verhindern, z. B. Zuverlässigkeitsoptionen, Preisobergrenzen und wettbewerbliches Auktionsverfahren (siehe die Abschnitte 2.5 und 2.7). Darüber hinaus dürfte durch die Offenheit für neue Kapazitäten und die Verfügbarkeit langfristiger Verträge sichergestellt werden, dass eine bestehende marktbeherrschende Stellung nicht übermäßig gestärkt wird (siehe Erwägungsgründe 66 und 117).

(389) In Bezug auf die Bedingung, dass der CRM nicht über das hinausgehen sollte, was zum Angehen der Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist, wurden die Parameter zur Bestimmung der Höhe der im Rahmen des Kapazitätsmechanismus zu beschaffenden Kapazität von Belgien gemäß Artikel 25 Absatz 4 der Elektrizitätsverordnung auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde genehmigt (siehe Erwägungsgründe 88 und 290).

(390) Wie in Erwägungsgrund 92 angeführt, muss das Verfahren zur endgültigen Bestimmung der zu beschaffenden Kapazitätsmenge den einschlägigen Teilen der Elektrizitätsverordnung entsprechen. Zur Bestimmung des durch die erste Y-4-Auktion für den Lieferzeitraum 2025–2026 zu beschaffenden Menge zog Belgien das in der MAF 2019 verwendete Szenario heran, das anhand der Abschätzung der Angemessenheit der Stromerzeugung von 2020 des PLEF aktualisiert wurde. Belgien stellte klar, dass in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 für das EU-Basisszenario dieselben Sensitivitäten hinsichtlich der Nichtverfügbarkeit französischer Kernkraftkapazitäten verwendet worden seien (Erwägungsgrund 102).

(391) Ferner haben die belgischen Behörden, wie in Erwägungsgrund 103 dargelegt, eine beträchtliche Menge für die T-1-Auktion reserviert, um sicherzustellen, dass eine neue Kalibrierung der Nachfragekurve näher am Lieferjahr vorgenommen wird, und um zu vermeiden, dass in der ersten T-4-Auktion zu viele Kapazitäten versteigert werden. Diese umfangreiche Reservierung ermöglicht es den belgischen Behörden, geringfügige Abweichungen infolge neuer Input-Daten und methodischer Verbesserungen zu bewältigen.

(392) Die Kommission stellt fest, dass in der T-4-Auktion 2021 nur rund 54 % des durchschnittlichen Spitzenverbrauchs zu Knappheitszeiten kontrahiert wird (siehe Erwägungsgrund 104).

(393) Die Kommission stellt ferner fest, dass der Zuverlässigkeitsstandard bestimmt, wie viel Kapazität auf dem Kapazitätsmarkt versteigert wird, und dass der neue Zuverlässigkeitsstandard, der nach der RS-Methode berechnet wird, nicht vom alten Zuverlässigkeitsstandard abweicht (Erwägungsgrund 22).

(394) Wie in den Erwägungsgründen 28 und 105 dargelegt, hat sich Belgien verpflichtet, erforderlichenfalls vor September 2022 einen neuen Zuverlässigkeitsstandard festzulegen, damit der neue Zuverlässigkeitsstandard spätestens bei der Auktion 2023 zur Bestimmung der zu beschaffenden Menge verwendet werden kann. Zudem hat sich Belgien verpflichtet, die durch die T-4-Auktion 2023 und die T-1-Auktion 2026 zu beschaffenden Mengen mit den Ergebnissen der NRAA 2023 abzugleichen und gegebenenfalls anzupassen. Die Kommission fordert die belgischen Behörden auf, die ACER bei der Aktualisierung des Zuverlässigkeitsstandards und der NRAA zu konsultieren, um die in den Erwägungsgründen 18 und 40 genannten diesbezüglichen ACER-Beschlüsse besser zu verstehen.

(395) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen und insbesondere der von Belgien im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens vorgelegten zusätzlichen Stellungnahmen ist die Kommission der Auffassung, dass der CRM nicht über das hinausgeht, was zum Angehen der Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist.

(396) Auf der Grundlage der Vorschriften zur Funktionsweise des belgischen CRM werden Kapazitäten im Rahmen eines transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahrens beschafft.

(397) Der CRM bietet Anreize für Kapazitätsanbieter, damit diese in Zeiten voraussichtlich hoher Systembelastung zur Verfügung stehen (siehe Erwägungsgründe 182 bis 186).

(398) Darüber hinaus wird die Vergütung im Rahmen einer Ausschreibung festgelegt, und das in Abschnitt 2.5 beschriebene Auktionsverfahren ist diskriminierungsfrei und offen für alle Arten von Kapazitäten.

(399) Belgien hat die technischen Voraussetzungen für die Beteiligung von Kapazitätsanbietern im Vorfeld des Auswahlverfahrens festgelegt. Diese Voraussetzungen sind in den Vorschriften zur Funktionsweise des belgischen CRM festgelegt (siehe Erwägungsgrund 12).

(400) Der CRM steht allen Kapazitäten offen, die zur Angemessenheit der Ressourcen beitragen können. Er ist technologieneutral und ist insbesondere offen für bestehende und neue Kapazitäten sowie für Speicher- und Laststeuerungskapazitäten. Der CRM steht auch grenzüberschreitenden Kapazitäten offen.

(401) Schließlich sind im Rahmen des CRM, wie in Erwägungsgrund 182 erläutert, Sanktionen für die Nichtverfügbarkeit in Zeiten von hoher Systembelastung vorgesehen.

(402) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Anforderungen gemäß Artikel 22 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung erfüllt sind.

(403) Gemäß Artikel 22 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung gilt zusätzlich, dass CRM i) so gestaltet sein müssen, dass sichergestellt wird, dass der für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität gezahlte Preis automatisch gegen null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der bereitgestellten Kapazität gedeckt werden kann, ii) vorsehen müssen, dass den beteiligten Ressourcen nur ihre Verfügbarkeit vergütet wird, und iii) vorsehen müssen, dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.

(404) Bei der angemeldeten Maßnahme handelt es sich um einen marktweiten, technologieneutralen CRM, bei dem alle infrage kommenden Kapazitätsanbieter im Rahmen einer Kapazitätsauktion miteinander in Wettbewerb treten, um den niedrigsten nachhaltigen Preis zu ermitteln, zu dem die erforderlichen Kapazitäten bereitgestellt werden können. Der Wettbewerbscharakter der Auktion sollte dazu führen, dass die Preise auf null gedrückt werden, wenn das Angebot ausreicht, um die Nachfrage zu decken.

(405) Wie in Erwägungsgrund 8 erläutert, besteht das Kapazitätsentgelt, das Kapazitätsanbietern mit einer Zuverlässigkeitsoption geleistet wird, aus einer festen Zahlung für die Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit der kontrahierten Kapazität in Zeiten der Knappheit. Es dient also der Vergütung der Verfügbarkeit der Kapazitäten und nicht der Strommenge, die die Kapazitätsanbieter auf dem Markt anbieten.

(406) Wie in Erwägungsgrund 187 dargelegt wird Belgien einen Sekundärmarkt schaffen, um den Kapazitätsanbietern einen Mechanismus zur Verbesserung ihres Risikomanagements im Rahmen des CRM zur Verfügung zu stellen. Bei Transaktionen auf dem Sekundärmarkt wird eine vollständige Übertragung von Verpflichtungen gewährleistet.

(407) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Anforderungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung erfüllt sind.

(408) Schließlich sind in Artikel 22 Absatz 4 der Elektrizitätsverordnung die Anforderungen in Bezug auf CO_2-Emissionsgrenzwerte festgelegt.

(409) Wie in Erwägungsgrund 107 erläutert, zählt zu den Anforderungen für die Präqualifikation auch eine Anforderung in Bezug auf Emissionsgrenzwerte: Kapazitätsanbieter, die die folgenden Emissionsgrenzwerte überschreiten, dürfen nicht an der Kapazitätsauktion teilnehmen:

a) Für Kapazitäten, die die Erzeugung am oder nach dem 4. Juli 2019 aufgenommen haben, gilt ein Emissionsgrenzwert von 550 g CO_2 aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität.

b) Für Kapazitäten, die die Erzeugung vor dem 4. Juli 2019 aufgenommen haben, gilt ein Emissionsgrenzwert von 550 g CO_2 aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und 350 kg CO_2 aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte kWe.

(410) Die Kommission gelangt zu dem Schluss, dass die Maßnahme mit Artikel 22 der Elektrizitätsverordnung im Einklang steht.

Einhaltung von Artikel 24 der Elektrizitätsverordnung

(411) Gemäß Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung haben die NRAA einen regionalen Umfang und beruhen auf der in Artikel 23 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Methode, insbesondere in Artikel 23 Absatz 5 Buchstaben b bis m.

(412) In diesem Zusammenhang stellt die Kommission fest, dass die jüngste Studie über die Angemessenheit der Ressourcen für Belgien, d. h. die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021, einen regionalen Umfang hat und auf der in Artikel 23 Absatz 3 genannten Methode beruht.

(413) Gemäß Artikel 12 Absatz 1 des ACER-Beschlusses muss die ERAA-Methode bis Ende 2023 vollständig umgesetzt sein. Daher sieht der ACER-Beschluss eine schrittweise Umsetzung der ERAA-Methode auf der Grundlage eines Fahrplans vor, in dem die Umsetzungsphase gemäß Artikel 11 Absatz 8 des ACER-Beschlusses beschrieben ist.

(414) Auch wenn die ERAA-Methode kurz vor der Durchführung der belgischen Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 genehmigt wurde, wurden verschiedene Elemente der ERAA-Methode, wie in Erwägungsgrund 42 dargelegt, integriert.

(415) Die Kommission stellt jedoch fest, dass in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 eine automatische Anhebung des Höchstclearingpreises ab 2025 modelliert wird. Wie Belgien jedoch aufgezeigt hat, würden sich die Ergebnisse der Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit für 2025 auch dann nicht ändern, wenn es schon ab 2022 zu einer automatischen Anhebung des maximalen Clearingpreises käme. Überdies hat Belgien zugesagt, dafür zu sorgen, dass die neue Angemessenheitsstudie, die bis Juni 2023 veröffentlicht werden soll, der Methode für dynamische Preiserhöhungen ab Beginn des Simulationszeitraums in vollem Umfang Rechnung trägt (siehe Erwägungsgrund 48).

(416) Die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 stützt sich gemäß Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung auf geeignete zentrale Referenzszenarien (siehe Erwägungsgrund 45).

(417) Gemäß Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe a der Elektrizitätsverordnung können die Mitgliedstaaten Sensitivitäten in ihre NRAA aufnehmen, die mit den Besonderheiten von Stromangebot und -nachfrage auf nationaler Ebene in Zusammenhang stehen.

(418) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit des CRM mit Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung, da in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 das EU-HiLo-Szenario herangezogen wurde, das auf Annahmen über das Stromangebot auf ausländischer Ebene beruht (zusätzliche Nichtverfügbarkeit französischer Kraftwerke).

(419) Mehrere Beteiligte übten Kritik an der Auslegung der Kommission von Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung und gaben an, dass diese zu restriktiv sei. Den Beteiligten zufolge wird durch die ERAA-Methode bestätigt, dass die NRAA einen regionalen Umfang haben müssen und zusätzliche Sensitivitäten umfassen können. Die Art dieser zusätzlichen Sensitivitäten werde nicht spezifiziert oder eingeschränkt. Wie in Artikel 3 Absatz 6 der genannten Methode erwähnt, können diese Sensitivitäten eine breite Palette von Änderungen der Annahmen über den gesamten betrachteten geografischen Anwendungsbereich abdecken, einschließlich verschiedener Annahmen in Bezug auf Input-Daten wie installierte Kapazitäten (siehe Erwägungsgründe 256 bis 258).

(420) Belgien argumentierte, dass seine hohe Verbundrate und seine Importabhängigkeit eine Besonderheit der nationalen Stromversorgung darstellten (siehe Erwägungsgründe 286 und 318).

(421) Die Kommission stellt fest, dass die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 Sensitivitäten hinsichtlich der Nichtverfügbarkeit französischer Kernkraftkapazität umfasst, die mit den Daten übereinstimmen, die der französische ÜNB in der französischen NRAA herangezogen hat (siehe Erwägungsgründe 287 bis 289).

(422) Die Kommission stellt fest, dass die NRAA nach Artikel 24 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung und gemäß der ERAA-Methode einen regionalen Umfang aufweisen müssen und dass Artikel 3 Absatz 6 der ERAA-Methode es ermöglicht, die zentralen Referenzszenarien durch zusätzliche Szenarien und/oder Sensitivitäten zu ergänzen. Gemäß Randnummer 224 Buchstabe a der Leitlinien muss der Mitgliedstaat eine Bewertung der Auswirkungen der variablen Stromerzeugung, einschließlich der Stromerzeugung aus benachbarten Systemen, übermitteln.

(423) Angesichts dessen ist die Kommission der Auffassung, dass Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe a der Elektrizitätsverordnung der Verwendung zusätzlicher Sensitivitäten im Zusammenhang mit ausländischen Stromlieferungen in den NRAA nicht entgegensteht.

(424) Wie in Erwägungsgrund 365 erläutert, konnte der erforderliche Vergleich zwischen der NRAA und ERAA gemäß Artikel 24 Absatz 3 nicht vorgenommen werden, da das ENTSO (Strom) die ERAA nicht vorgelegt hat.

(425) Die Kommission gelangt zu dem Schluss, dass die Maßnahme mit Artikel 24 der Elektrizitätsverordnung im Einklang steht.

Einhaltung von Artikel 25 der Elektrizitätsverordnung

(426) Gemäß Artikel 25 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung müssen die Mitgliedstaaten bei der Anwendung von CRM über einen Zuverlässigkeitsstandard verfügen.

(427) Wie in Erwägungsgrund 22 dargelegt, verfügt Belgien über einen Zuverlässigkeitsstandard, der auf eine LOLE von drei Stunden festgesetzt wurde.

(428) Gemäß Artikel 25 Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung wird der Zuverlässigkeitsstandard auf Vorschlag der Regulierungsbehörde von dem Mitgliedstaat oder einer vom Mitgliedstaat benannten zuständigen Behörde festgelegt. Der Zuverlässigkeitsstandard beruht auf der Methode, die nach Artikel 23 Absatz 6 festgelegt wird.

(429) Der Zuverlässigkeitsstandard wurde durch den Königlichen Erlass zur Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards und der Genehmigung der VOLL- und CONE-Werte auf Vorschlag der Regulierungsbehörde festgelegt (siehe Erwägungsgrund 20). Der festgelegte Zuverlässigkeitsstandard weicht aus den in Erwägungsgrund 21 angegebenen Gründen leicht von dem von der Regulierungsbehörde vorgeschlagenen Zuverlässigkeitsstandard ab. Dies wird jedoch durch Artikel 25 der Elektrizitätsverordnung nicht ausgeschlossen.

(430) Belgien berechnete den Zuverlässigkeitsstandard auf der Grundlage der nach Artikel 23 Absatz 6 festgelegten Methode.

(431) Gemäß Artikel 25 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung wird der Zuverlässigkeitsstandard mindestens anhand des VOLL und der CONE für einen bestimmten Zeitraum berechnet und als „erwartete Energieunterdeckung" und „Lastunterdeckungserwartung" ausgedrückt.

(432) Gemäß Artikel 2 Absatz 9 der Elektrizitätsverordnung bezeichnet der VOLL eine Schätzung des Strompreises in EUR/MWh, den die Kunden höchstens zu zahlen bereit sind, um einen Ausfall der Stromversorgung abzuwenden.

(433) Wie in Erwägungsgrund 25 angegeben, führte die CREG eine Umfrage zur Zahlungsbereitschaft durch, doch konnten die Ergebnisse angesichts der Beschränkungen der Umfrage nur in begrenztem Umfang zur Schätzung des VOLL herangezogen werden. Belgien hat sich verpflichtet, den VOLL auf der Grundlage einer neuen Umfrage zur Zahlungsbereitschaft zu aktualisieren und erforderlichenfalls vor September 2022 einen neuen Zuverlässigkeitsstandard festzulegen (siehe Erwägungsgrund 28).

(434) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Zuverlässigkeitsstandard gemäß Artikel 25 Absatz 3 der Elektrizitätsverordnung auf der Grundlage der Schätzung des VOLL und der erwarteten CONE festgelegt wurde (siehe Erwägungsgründe 23 und 24).

(435) Gemäß Artikel 25 Absatz 4 der Elektrizitätsverordnung werden bei der Anwendung von CRM die Parameter zur Bestimmung der Höhe der im Rahmen des Kapazitätsmechanismus zu beschaffenden Kapazität auf der Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörden von dem Mitgliedstaat oder einer von den Mitgliedstaaten benannten zuständigen Behörde genehmigt.

(436) Wie in den Erwägungsgründen 86 und 290 erläutert, wurde die Methode zur Festlegung der Parameter zur Bestimmung der im Rahmen des CRM zu beschaffenden Menge von der CREG vorgeschlagen.

(437) Die Kommission gelangt zu dem Schluss, dass die Maßnahme mit Artikel 25 der Elektrizitätsverordnung im Einklang steht.

Einhaltung von Artikel 26 der Elektrizitätsverordnung

(438) Gemäß Artikel 26 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung sind CRM, die keine strategischen Reserven sind, und — soweit technisch machbar — strategische Reserven vorbehaltlich der Bestimmungen dieses Artikels offen für die direkte grenzüberschreitende Beteiligung von in einem anderen Mitgliedstaat ansässigen Kapazitätsanbietern.

(439) Gemäß Artikel 26 Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung können die Mitgliedstaaten vorschreiben, dass sich die ausländische Kapazität in einem Mitgliedstaat mit direkter Netzverbindung zu dem den CRM anwendenden Mitgliedstaat befindet.

(440) Belgien erlaubt die Beteiligung ausländischer Kapazitäten in einem Mitgliedstaat, der über eine direkte Netzverbindung zu Belgien verfügt, am CRM ab der ersten Lieferung (d. h. 2025). Belgien zufolge wurden die in Artikel 26 Absatz 11 der Elektrizitätsverordnung genannten Methoden, gemeinsamen Vorschriften und Bedingungen erst im Dezember 2020 angenommen, sodass für ihre Umsetzung und die notwendigen Vorbereitungen für die grenzüberschreitende Beteiligung eine angemessene Frist eingeräumt werden sollte. Da die ÜNB die erforderlichen Vereinbarungen noch nicht abgeschlossen haben, war eine grenzüberschreitende Beteiligung an der ersten T-4-Auktion nicht möglich. Nach Angaben der belgischen Behörden wurde dennoch eine bestimmte Menge für die T-1-Auktion reserviert, um sicherzustellen, dass grenzüberschreitende Kapazitäten ab dem ersten Lieferjahr teilnehmen und einen Beitrag leisten können (siehe Erwägungsgrund 189).

(441) Im Einleitungsbeschluss bat die Kommission um Klärung der Verwendung der Kapazitätsengpasserlöse und der Aufteilung dieser Einnahmen unter den ÜNB.

(442) Belgien stellte klar, dass die Verwendung und Aufteilung der Engpasserlöse gemäß den Bestimmungen der Elektrizitätsverordnung, insbesondere von Artikel 26 Absatz 9, erfolgt.

(443) Darüber hinaus bestätigte Belgien, den ACER-Beschluss Nr. 36/2020 einzuhalten, in dem die technischen Spezifikationen für die grenzüberschreitende Beteiligung an CRM, einschließlich der Methode für die Aufteilung der sich aus der Eintrittskapazitätsvergabe ergebenden Einnahmen, festgelegt sind.

(444) Die Maßnahme steht somit im Einklang mit Artikel 26 der Elektrizitätsverordnung.

5.3.3.3. Schlussfolgerung zur Einhaltung anderer Bestimmungen des Unionsrechts

(445) Die Maßnahme steht im Einklang mit den Artikeln 30 und 110 AEUV sowie der Elektrizitätsverordnung.

(446) Die angemeldete Maßnahme verstößt daher nicht gegen einschlägiges Unionsrecht.

5.3.4. *Die Beihilfe ist so konzipiert, dass ihre Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel begrenzt werden*

5.3.4.1. Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen

(447) Gemäß Unterabschnitt 3.2.2 der Leitlinien muss der Mitgliedstaat nachweisen, dass die staatliche Maßnahme erforderlich ist, insbesondere um ein Marktversagen zu beheben, das ansonsten nicht behoben würde.

(448) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel, ob das Problem hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen von den belgischen Behörden genau genug ermittelt und ordnungsgemäß analysiert und quantifiziert wurde, insbesondere in Bezug auf die Randnummern 221 und 222 der Leitlinien. Diese Zweifel wurden von mehreren Beteiligten geteilt, die auch die Erforderlichkeit und/oder den Umfang des geplanten CRM infrage stellten (siehe Erwägungsgründe 227 bis 234).

(449) Gemäß der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wird Belgien ab 2025 nach Abschluss des Ausstiegs aus der Kernkraft vor einem Angemessenheitsproblem stehen und einen strukturellen Bedarf an neuen Kapazitäten haben. Dieser Bedarf beläuft sich im zentralen EU-Basisszenario für 2025 auf 2 GW und steigt bis 2032 schrittweise auf 3,9 GW an (siehe Erwägungsgrund 49). Die Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wurde im Juni 2021 veröffentlicht und basiert auf der ERAA-Methode (siehe Randnummer 221 der Leitlinien).

(450) Da die ERAA-Methode mittlerweile von der ACER genehmigt wurde (siehe Erwägungsgrund 40), sind die Zweifel der Kommission hinsichtlich der Betonung des EU-HiLo-Szenarios in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2019 oder des Fehlens eines geeigneten kontrafaktischen Szenarios zur Schätzung des Ausmaßes des Problems der Angemessenheit der Ressourcen in der MAF 2019 für Belgien nicht mehr relevant, da die methodischen Unterschiede nun in einer gemeinsamen, robusteren Methode vereinheitlicht wurden, die bestätigt, dass Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit bestehen.

(451) Zwei Beteiligte machten zwar geltend, dass in früheren Studien, die Belgien zur Angemessenheit der Ressourcen durchgeführt hat, die erwartete Knappheitsfunktion nicht berücksichtigt worden sei (Erwägungsgrund 230), doch gab es zum damaligen Zeitpunkt keine solche Anforderung. Gemäß der Stellungnahme der Kommission zum Umsetzungsplan Belgiens wird Belgien jedoch aufgefordert, eine entsprechende Änderung seiner Knappheitspreisbildung bis spätestens 1. Januar 2022 zu erwägen. In diesem Zusammenhang nimmt die Kommission die laufenden Arbeiten der Regulierungsbehörde und des ÜNB zur Einführung der Funktion für die Knappheitspreisbildung zu Ausgleichszwecken in Belgien zur Kenntnis.

(452) Belgien weist derzeit einen Stromverbundgrad von etwa 24 % auf, wobei davon ausgegangen wird, dass dieser bis 2030 auf bis zu 33 % ansteigt. Wie in Erwägungsgrund 323 ausgeführt, unterstützte Belgien auch die Entwicklung sogenannter energiebegrenzter Technologien, z. B. durch die Möglichkeit zur Teilnahme an Märkten für Systemdienstleistungen oder die Einführung eines Energieübertragungsmechanismus. Dies hat zu hohen Anteilen der Laststeuerung geführt.

(453) Wie in Abschnitt 2.3.4 beschrieben, haben sich die belgischen Behörden überdies zu mehreren Marktreformen verpflichtet, insbesondere zur Stärkung der Regelreservemärkte (siehe Erwägungsgrund 62), zur Erleichterung der Laststeuerung (siehe Erwägungsgrund 64) und zur Erhöhung der Verbindungskapazität (siehe Erwägungsgrund 65).

(454) Trotz dieser Reformen wurden in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 Risiken für die Angemessenheit der belgischen Ressourcen ermittelt, wobei auf den in Erwägungsgrund 22 beschriebenen Zuverlässigkeitsstandard Bezug genommen wird. In der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 wird davon ausgegangen, dass nur ein sehr geringer Anteil der neuen Kapazitäten bis 2025 über den Energy-Only-Markt realisierbar sein wird.

(455) Daher ist die Kommission der Auffassung, dass Belgien nachgewiesen hat, warum der Markt ohne staatliche Intervention noch keine angemessene Stromerzeugung sicherstellen kann (siehe Randnummer 223 der Leitlinien).

(456) Gemäß Randnummer 224 der Leitlinien muss die Kommission die folgenden Unterlagen berücksichtigen, die von dem Mitgliedstaat übermittelt werden müssen: die Bewertung der Auswirkungen der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen, die Bewertung der Auswirkungen einer nachfrageseitigen Marktteilnahme, die Ausführungen zu Verbindungsleitungen sowie die Ausführungen zu weiteren Aspekten, die die Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung verhindern oder erschweren.

(457) In der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 werden alle laufenden und geplanten Marktentwicklungen sowie die jüngsten projizierten politischen Ziele gemäß dem Umsetzungsplan hinsichtlich aller vier in Randnummer 224 der Leitlinien genannten Elemente berücksichtigt.

(458) Wie in Erwägungsgrund 454 erläutert, werden in der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität von 2021 trotz dieser Reformen Risiken für die Angemessenheit der belgischen Ressourcen im Vergleich zu dem ermittelt, was erforderlich wäre, um den LOLE-Zielwert von drei Stunden zu erreichen.

(459) Die Kommission ist der Auffassung, dass die angemeldete Maßnahme im Einklang mit Abschnitt 3.9.2 der Leitlinien erforderlich ist.

5.3.5. *Geeignetheit der Maßnahme*

(460) Grundsätzlich ist die Geeignetheit einer staatlichen Beihilfemaßnahme gegeben, wenn sie so konzipiert ist, dass die festgestellten Fälle von Marktversagen behoben werden können. In den Randnummern 225 und 226 der Leitlinien wird weiter ausgeführt, dass dies im Zusammenhang mit Beihilfen für die Angemessenheit der Stromerzeugung bedeutet, dass die Beihilfe ausschließlich für die Bereitstellung der Erzeugungskapazität durch den Stromerzeuger gewährt werden und dass die Maßnahme sich sowohl an etablierte als auch künftige Erzeuger sowie an Betreiber, die substituierbare Technologien (z. B. Laststeuerung oder Speicherlösungen) einsetzen, richten und für diese angemessene Anreize vorsehen sollte.

(461) In diesem Abschnitt wird zunächst untersucht, ob ein marktweiter CRM von den verschiedenen Optionen am besten geeignet ist, um die festgestellten Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit auszuräumen (Abschnitt 5.3.5.1 dieses Beschlusses). Anschließend wird geprüft, ob die spezifische Ausgestaltung des CRM mit den oben genannten spezifischen Anforderungen der Leitlinien im Einklang steht (Abschnitt 5.3.5.2 dieses Beschlusses).

5.3.5.1. Geeignetheit des CRM als Instrument

(462) Wie in Erwägungsgrund 235 erwähnt, gaben einige Beteiligte an, dass das festgestellte Angemessenheitsproblem besser durch eine strategische Reserve als durch einen marktweiten CRM angegangen werden könnte. Dagegen vertrat Belgien die Auffassung, dass eine strategische Reserve das zugrunde liegende Marktversagen nicht beheben würde (siehe Erwägungsgründe 278 und 279).

(463) Wie in Erwägungsgrund 60 erwähnt, verfügt Belgien derzeit über eine strategische Reserve, die bis zum 31. März 2022 bestehen wird. Ziel der strategischen Reserve ist es, Nachfragespitzen im Winter zu decken, wenn der Markt dies nicht leisten kann, indem ein Teil der vorhandenen Erzeugungs- und Laststeuerungskapazitäten außerhalb des Marktes als Reserve vorgehalten wird, die erst dann aktiviert wird, wenn die Regelarbeitsressourcen erschöpft sind.

(464) Wie in den Erwägungsgründen 377 und 378 erläutert, scheint ein marktweiter CRM, der die Schaffung eines Kapazitätsmarktes zur Ergänzung des Energiemarktes umfasst, die wirksamste Lösung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Belgien vor dem Hintergrund eines Strukturwandels wie dem Ausstieg aus der Kernkraft zu sein.

5.3.5.2. Geeignetheit der spezifischen Gestaltungsmerkmale des CRM

Vergütung ausschließlich für die Bereitstellung der Erzeugungskapazität

(465) Gemäß Randnummer 225 der Leitlinien sollte die Maßnahme ausschließlich für die Bereitstellung der Erzeugungskapazität gewährt werden.

(466) Im Einleitungsbeschluss gelangte die Kommission zu der vorläufigen Auffassung, dass die Maßnahme ausschließlich für die Bereitstellung der Erzeugungskapazität gewährt wurde. Weder Belgien noch andere Beteiligte stellten diese Auffassung infrage.

(467) Über den CRM wird die Verfügbarkeit der Kapazitäten und nicht die Strommenge vergütet, die die Kapazitätsanbieter auf dem Markt anbieten.

(468) Daher steht die Maßnahme im Einklang mit Randnummer 225 der Leitlinien.

Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter

(469) In Randnummer 226 der Leitlinien ist Folgendes festgelegt: i) CRM sollten für unterschiedliche Technologien offen sein, ii) bei CRM sollte berücksichtigt werden, in welchem Umfang Verbindungskapazitäten genutzt werden könnten, um das ermittelte Kapazitätsproblem zu beheben, und iii) CRM sollten sowohl für neue als auch etablierte Erzeuger angemessene Anreize vorsehen.

(470) Wie in Erwägungsgrund 66 dargelegt, soll die Maßnahme für alle Kapazitäten, die zur Angemessenheit der Ressourcen beitragen können und technologieneutral sind, und insbesondere sowohl für bestehende als auch neue Kapazitäten sowie für Speicherung und Laststeuerung offen sein. Die Aggregierung von Kapazitäten, auch aus verschiedenen Technologien, ist zulässig. Zudem sind alle Technologien zur Teilnahme an sämtlichen Auktionen (sowohl T-4 als auch T-1) für einen Lieferzeitraum berechtigt.

(471) Belgien hat eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, um die Möglichkeit der Beteiligung an den Auktionen für alle Technologien sicherzustellen. Die Kommission nimmt insbesondere die Entscheidung zur Kenntnis, einen Teil der zu beschaffenden Menge für T-1 zu reservieren, um die Teilnahme von Laststeuerungsanbietern zu fördern. Darüber hinaus ist in T-4 eine spezielle Kategorie „nicht nachgewiesener Kapazitäten“ (offen für alle Technologien, die aufgrund ihrer Systemrelevanz keine täglichen Programme und keine individuelle Beteiligung erfordern) vorgesehen, um auch die Beteiligung von Kapazitäten zu fördern, die möglicherweise größere Schwierigkeiten haben, den geforderten Standardreifegrad bereits in T-4 zu erreichen (siehe Erwägungsgründe 83 und 98).

(472) In Bezug auf erneuerbare Energiequellen kommen die bestehenden oder neuen Kapazitätsanbieter für eine Beteiligung am CRM in Betracht, es sei denn, sie erhalten Betriebsbeihilfen im Rahmen spezieller staatlicher Beihilferegelungen (siehe Erwägungsgrund 205).

(473) Gemäß dem Einleitungsbeschluss argumentierte ein Beteiligter, dass zur Beteiligung berechtigte Inhaber von Kapazitäten (z. B. KWK mit einer Kapazität von mehr als 1 MW), von der Beteiligung ausgeschlossen seien, wenn sie in einem bestimmten Zeitraum Betriebsbeihilfen in Form von grünen Zertifikaten und/oder KWK-Zertifikaten erhalten haben (siehe Erwägungsgrund 237).

(474) Die Kommission ist der Auffassung, dass die KWK-Zertifikate bereits so beschaffen sind, dass sie die notwendigen Kosten der KWK-Betreiber decken und Anreize für den Weiterbetrieb von KWK-Anlagen schaffen. Um die Kumulierung von Beihilfen und die daraus resultierende Überkompensation zu vermeiden, dürfen Erzeuger, wie in Erwägungsgrund 205 beschrieben, nicht von anderen Fördermaßnahmen profitieren, z. B. Förderregelungen für erneuerbare Energiequellen oder KWK, über die die Betriebskosten der Begünstigten bereits ausreichend gedeckt werden.

(475) Wie in Erwägungsgrund 205 dargelegt, kommen diese Betreiber dann für eine Beteiligung am CRM in Betracht, wenn sie nicht mehr von der Betriebsbeihilfe für erneuerbare Energiequellen/KWK profitieren.

(476) Die Vorschriften in Erwägungsgrund 205 führen nicht zum Ausschluss von Kapazitätsanbietern, die keine solche Beihilfe erhalten.

(477) Was die grenzüberschreitende Beteiligung anbelangt, so ist die Beteiligung ausländischer Kapazitäten in einem Mitgliedstaat, der über eine direkte Netzverbindung zu Belgien verfügt, am CRM ab der ersten Lieferung erlaubt (siehe Erwägungsgrund 189).

(478) Darüber hinaus wird die Beteiligung neuer oder bestehender Kapazitäten, die zur Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit erhebliche Investitionsausgaben erfordern, durch das Angebot von Mehrjahresverträgen ermöglicht, sofern ein Nachweis über die im Voraus festgelegte Höhe der Investitionskosten für die Entwicklung und den Bau dieser neuen Anlagen bzw. die Modernisierung bestehender Anlagen erbracht wird (siehe Erwägungsgrund 138).

(479) Die Investitionsschwellen basieren auf einer Reihe beihilfefähiger Investitionskosten (siehe Erwägungsgrund 137). Bei den Schwellenwerten wird die installierte nominale Kapazität (d. h. die maximale Leistung der Einheit) statt der herabgesetzten installierten Kapazität (d. h. ihre vorab festgelegte Verfügbarkeitsquote und ihr Beitrag zur angestrebten Angemessenheit der Ressourcen) berücksichtigt.

(480) In diesem Zusammenhang äußerte die Kommission im Einleitungsbeschluss Zweifel an der Verwendung der installierten nominalen Kapazität zur Berechnung der Investitionsschwellen. Nach Ansicht der Kommission könnte ein solches Gestaltungsmerkmal Technologien mit hohen De-Rating-Faktoren, vor allem intermittierende erneuerbare Energien wie Solar- und Windenergie, diskriminieren. Die herabgesetzte installierte Kapazität spiegelt den tatsächlichen Beitrag einer Technologie zur Gesamtkapazität wider und schafft gleiche Chancen für alle Technologien in Bezug auf den Zugang zu Mehrjahresverträgen.

(481) Ungeachtet der anfänglichen Zweifel liegen der Kommission angesichts der derzeitigen Lage auf dem belgischen Strommarkt und des Fehlens von Stellungnahmen der Beteiligten zu diesem Punkt zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Anhaltspunkte dafür, dass der CRM in diesem speziellen Fall in der Praxis zu einer Diskriminierung bestimmter Technologien führt. Des Weiteren hat sich Belgien verpflichtet, die Vorschriften zur Funktionsweise des CRM fortlaufend zu überprüfen, um sicherzustellen, dass sie nicht zu einer möglichen Diskriminierung von Technologien im Lichte der Marktentwicklungen führen.

(482) Wie in Erwägungsgrund 236 dargelegt, schlug ein Beteiligter vor, eine T-2-Auktion einzurichten, um eine Überbeschaffung in der T-4-Auktion zu vermeiden.

(483) In diesem Zusammenhang erläuterte Belgien, dass eine in zwei Zeiträume (T-4 und T-1) aufgeteilte Auktion bereits allen Technologien mit längerer oder kürzerer Vorlaufzeit die Teilnahme an dem Mechanismus ermögliche und dem Mitgliedstaat eine relative Sicherheit gebe, dass eine ausreichende Menge beschafft werden kann, um die Versorgungssicherheit im Lieferjahr zu gewährleisten. Die Aufteilung der Kapazitätsmengen auf eine T-1- und T-2-Auktion berge das Risiko einer übermäßigen Einschränkung des Wettbewerbs bei diesen Auktionen.(siehe Erwägungsgrund 280).

(484) Die Kommission ist der Auffassung, dass die Entscheidung der Behörden, Kapazitäten durch eine T-4- bzw. T-1-Auktion zu beschaffen, rechtmäßig ist.

(485) Die Kommission nimmt die Zusage der Behörden zur Kenntnis, die Vorschriften zur Funktionsweise des CRM fortlaufend zu überprüfen, um sicherzustellen, dass sie nicht zu einer möglichen Diskriminierung zwischen Technologien im Lichte der Marktentwicklungen führen.

(486) Die in Erwägungsgrund 107 angegebenen Emissionsgrenzwerte gelten für alle Technologien und dienen Belgien als Mittel zur Einhaltung der Randnummern 220 und 233 Buchstabe e der Leitlinien. Schließlich sind neue Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden und für Verträge mit einer Laufzeit von 15 Jahren in Betracht kommen, gebunden an die von der Europäischen Union und/oder Belgien festgelegten Ziele zur Verringerung der Treibhausgasemissionen, um bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen (siehe Erwägungsgrund 109).

(487) Aus diesen Gründen sieht die Kommission die Beihilfe als geeignet an.

5.3.6. *Angemessenheit*

(488) Die Beihilfe ist angemessen, wenn sie auf das zur Erreichung des verfolgten Ziels erforderliche Minimum begrenzt ist. Diese Anforderung für Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit der Stromerzeugung wird in den Randnummern 228 bis 231 präzisiert, mit dem Ziel sicherzustellen, dass die Begünstigten nicht mehr als eine angemessene Rendite erzielen und dass keine Zufallsgewinne anfallen.

5.3.6.1. Ausschreibungsverfahren

(489) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Bedenken hinsichtlich der möglichen Diskriminierung von Kapazitäten mit hohen De-Rating-Faktoren (siehe Erwägungsgründe 480 und 481) und folglich hinsichtlich des Ausschreibungsverfahrens.

(490) Ungeachtet der in Erwägungsgrund 485 dargelegten potenziellen Bedenken liegen der Kommission zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Anhaltspunkte dafür vor, dass der CRM in diesem speziellen Fall in der Praxis zu einer Diskriminierung zwischen verschiedenen Technologien führt und folglich das Ausschreibungsverfahren beeinträchtigt.

(491) Bei der angemeldeten Maßnahme handelt es sich um einen marktweiten, technologieneutralen CRM, bei dem alle infrage kommenden Kapazitätsanbieter im Rahmen einer Kapazitätsauktion miteinander in Wettbewerb treten, um den niedrigsten nachhaltigen Preis zu ermitteln, zu dem die erforderlichen Kapazitäten bereitgestellt werden können. Der Wettbewerbscharakter der Auktion sollte dazu führen, dass die Preise auf null gedrückt werden, wenn das Angebot ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Das Verfahren unterliegt transparenten, diskriminierungsfreien Kriterien, einschließlich Berechtigungskriterien. Der Hauptgrund für die Nichtberechtigung liegt darin, dass Kapazitätsanbieter von anderen Unterstützungsmaßnahmen profitieren, die zu einer Kumulierung und einer möglichen Überkompensation führen würden. Was die Laufzeit der Verträge betrifft, so kommen die meisten Kapazitätsanbieter nur für einjährige Kapazitätsvereinbarungen in Betracht. Neue und modernisierte Kapazitäten, für die hohe Investitionskosten anfallen, kommen für Kapazitätsvereinbarungen mit längerer Laufzeit in Betracht, um den jeweiligen Investoren die Sicherung der notwendigen Finanzierung zu ermöglichen (siehe Erwägungsgründe 117 und 326).

(492) Ein marktweiter CRM spiegelt das wahrscheinliche Ergebnis eines effizienten Energiemarktes wider. Die ersten beiden Auktionen (d. h. die T-4-Auktionen für die ersten beiden Lieferjahre) werden als „Pay-as-bid"-Auktion und die anschließenden Auktionen als „Pay-as-cleared"-Auktionen durchgeführt (siehe Erwägungsgründe 112 und 113). Zur Vermeidung von Zufallsgewinnen und zur Begrenzung des Missbrauchs von Marktmacht sind im Rahmen des CRM zwei verschiedene Preisobergrenzen vorgesehen: i) eine allgemeine Auktionspreisobergrenze und ii) eine mittlere Preisobergrenze (siehe Abschnitt 2.5.4.2). Ziel dieser Obergrenzen ist es, die Marktmacht zu mindern und somit die Höhe der Beihilfe auf ein angemessenes Entgelt für die zur Verfügung gestellten Kapazitäten zu begrenzen.

(493) Die Kommission gelangt daher zu dem Schluss, dass die Maßnahme als Ausschreibung auf der Grundlage klarer, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien konzipiert ist und auch die Anforderung erfüllt, Zufallsgewinne zu verhindern.

5.3.6.2. Zu beschaffende Menge

(494) Wie in Erwägungsgrund 223 erwähnt, äußerte die Kommission im Einleitungsbeschluss Zweifel daran, ob die Verwendung eines unrealistischen Szenarios zur Berechnung der im Rahmen des CRM zu beschaffenden Menge zur Finanzierung unnötiger Kapazitäten führt.

(495) Ein Beteiligter brachte vor, dass der Finanzierungsmechanismus die Kapazitätsmenge des CRM beeinflussen könne. So könnte beispielsweise die Kopplung der Gebühren zur Finanzierung des CRM an den Stromverbrauch während Nachfragespitzen als Anreiz für die Betroffenen angesehen werden, ihren Verbrauch in diesen Zeiten zu senken, was zu einem geringeren Bedarf an zu versteigernden Kapazitäten führe (siehe Erwägungsgrund 241).

(496) Belgien zufolge seien derzeit in Belgien nicht genügend intelligente Zähler installiert, um einen Finanzierungsmechanismus auf der Grundlage des Spitzenlastverbrauchs zu ermöglichen (siehe Erwägungsgrund 293). Das CRM-Gesetz sei dahin gehend geändert worden, dass ein solches Modell im Jahr 2025 eingeführt werden könnte. Belgien erklärte ferner, den bestehenden Finanzierungsmechanismus 2023 nach der Veröffentlichung eines Berichts über die Einführung intelligenter Zähler erneut zu prüfen.

(497) Die Kommission hat von Belgien auch Zusicherungen bezüglich der Methode erhalten, die zur Festlegung der Nachfragekurve für die Auktion anzuwenden ist (siehe Abschnitt 2.5.2). Belgien bestätigte ferner, in Anbetracht der aktualisierten Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit entsprechende Kapazitäten zu beschaffen und die zu beschaffende Menge im Laufe der Zeit anzupassen, um Aktualisierungen der Abschätzung der Angemessenheit und dem Zuverlässigkeitsstandard Rechnung zu tragen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit bei den Auktionen zu gewährleisten. Belgien hat sich insbesondere verpflichtet, die Mengen erforderlichenfalls anzupassen, um der aktualisierten Abschätzung der Angemessenheit und dem Zuverlässigkeitsstandard, wie vorstehend ausgeführt, Rechnung zu tragen. In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen und der in den Erwägungsgründen 395 und 400 dargelegten Argumentation ist die Kommission der Auffassung, dass der CRM nicht über das hinausgeht, was zum Angehen der Bedenken bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist.

5.3.6.3. Schlussfolgerung zur Angemessenheit

(498) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die Maßnahme angemessen ist.

5.3.7. *Wettbewerbsverzerrungen und Abwägungsprüfung*

(499) Die negativen Auswirkungen des CRM auf den Wettbewerb und den Handel auf dem Strombinnenmarkt müssen hinreichend begrenzt sein, damit die Gesamtbilanz der Maßnahme positiv ausfällt. Der Gerichtshof hat klargestellt, dass die Kommission bei der Beurteilung der Frage, ob eine Maßnahme die Handelsbedingungen in einer Weise verändert, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft, die positiven Auswirkungen der geplanten Beihilfe auf die Entwicklung der Tätigkeiten, die sie fördern soll, gegen die negativen Auswirkungen, die diese Beihilfe auf den Binnenmarkt haben kann, abwägen muss. ([103])

5.3.7.1. Positive Auswirkungen

(500) Auf der positiven Seite der Bilanz stellt die Kommission fest, dass die Regelung positive Auswirkungen hat im Hinblick auf die Aufrechterhaltung der bestehenden Kapazitäten auf dem Strommarkt bzw. auf die Schaffung neuer Kapazitäten und damit auf die Sicherheit der Stromversorgung. In diesem Zusammenhang ist die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit eines der Ziele der Energiepolitik der Union gemäß Artikel 194 AEUV.

([103]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 101.

(501) Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass Erzeugungsanlagen, die mehr als 550 g CO_2 pro kWh Strom emittieren, nicht im Rahmen des CRM kontrahiert werden können (siehe Erwägungsgrund 107) und dass sich die Betreiber von beihilfefähigen Anlagen verpflichten müssen, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Somit kann der Schluss gezogen werden, dass der CRM kohlenstoffarme Stromerzeuger bevorzugt (siehe Randnummer 233 Buchstabe e der Leitlinien).

5.3.7.2. Negative Auswirkungen

(502) Auf der negativen Seite der Bilanz kann die Unterstützung für die Kapazitätsanbieter den Wettbewerb und den Handel auf dem Strommarkt verzerren, auch zwischen den Unternehmen, die die Unterstützung erhalten, und ihren Wettbewerbern im selben Sektor.

(503) Die Anforderung der Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel wird in den Randnummern 232 und 233 der Leitlinien präzisiert, in denen die Notwendigkeit einer breiten Beteiligung am CRM und die Vermeidung marktschädigender Auswirkungen, wie die Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung oder die Beeinflussung von Investitionsentscheidungen, hervorgehoben werden.

(504) Die Maßnahme steht allen etablierten und neuen Stromerzeugern sowie Betreibern, die Laststeuerung oder Speicherlösungen einsetzen, offen. Die Maßnahme steht auch grenzüberschreitenden Kapazitäten offen.

Offenheit für die Aggregierung des Angebots und der Nachfrage

(505) In Randnummer 232 Buchstabe a der Leitlinien heißt es, dass die Maßnahme zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung für eine potenzielle Aggregierung des Angebots und der Nachfrage offen sein sollte.

(506) Wie in Erwägungsgrund 242 erwähnt, gaben einige Beteiligte an, dass die derzeitigen Zulässigkeitsregeln für Mehrjahresverträge die Aggregierung behinderten, insbesondere die Regel, dass die Kapazität mit der geringsten Vertragslaufzeit in einem aggregierten Portfolio die Vertragslaufzeit für das gesamte Portfolio bestimmt.

(507) Die Kommission erkennt an, dass die derzeitigen Vorschriften über die Zulassung für Mehrjahresverträge die Aggregierung behindern können. Daher begrüßt die Kommission den Vorschlag Belgiens zur Änderung des Königlichen Erlasses zur Festlegung der Investitionsschwellen, der Beihilfefähigkeitskriterien für Investitionskosten und des Einstufungsverfahrens (siehe Erwägungsgrund 141). Gemäß der Änderung kann der Verwalter des aggregierten Angebots die Kapazitätskategorie auswählen, die für das aggregierte Angebot gelten soll.

(508) In Bezug auf die Stellungnahme eines Beteiligten zu den Hindernissen für die Aggregierung von Kapazitäten mit einer Tagesfahrplanverpflichtung (siehe Erwägungsgrund 243) nimmt die Kommission die Argumente Belgiens (siehe Erwägungsgründe 297 und 298) und des Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 243) zur Kenntnis. Da Kapazitäten, die einer Tagesfahrplanverpflichtung unterliegen, von besonderen Koordinierungsverfahren betroffen sind, ist die Kommission der Auffassung, dass der Ansatz Belgiens in Bezug auf diese Kapazitäten gerechtfertigt ist, um seinen Besonderheiten auf dem Strommarkt Rechnung zu tragen. Belgien wird den CRM dennoch einer regelmäßigen Bewertung unterziehen, um gegebenenfalls Änderungen zu ermöglichen, einschließlich der Möglichkeit zur Aggregierung von Kapazitäten mit Tagesfahrplanverpflichtung.

Investitionsschwellen

(509) In Bezug auf die Stellungnahmen einiger Beteiligter zur Höhe der Investitionsschwellen für Mehrjahresverträge, in denen geltend gemacht wird, dass diese zu einer Diskriminierung zwischen bestimmten Kategorien von Technologien führen könnten, nimmt die Kommission die Zusage Belgiens zur Kenntnis, diese Schwellenwerte zu aktualisieren, falls neue Hinweise, einschließlich der Stellungnahmen der Beteiligten, dies erforderlich machen. Die neuen Investitionsschwellen für Mehrjahresverträge, die Gegenstand der öffentlichen Konsultation waren, sind in Erwägungsgrund 138 aufgeführt. Die CREG wird die Investitionsschwellen bei Bedarf, mindestens jedoch alle drei Jahre aktualisieren. Folglich hat die Kommission keinen Grund zu der Annahme, dass die neuen Schwellenwerte für Mehrjahresverträge zu einer Diskriminierung zwischen Technologien führen.

De-Rating-Faktoren

(510) Wie in den Erwägungsgründen 247 und 248 erwähnt, brachten einige Beteiligte vor, die derzeitigen De-Rating-Faktoren bergen die Gefahr, dass Technologien wie Speicherung, Laststeuerung oder erneuerbare Energien stark benachteiligt werden.

(511) Belgien erklärte, dass die De-Rating-Faktoren für energiebegrenzte Technologien geringer seien, wenn der Anteil dieser Technologien im System/Land steigt (siehe Erwägungsgrund 303). Dies erklärt den von den Beteiligten erwähnten Unterschied zwischen den De-Rating-Faktoren in Belgien, Frankreich und dem Vereinigten Königreich. Um den Bedenken der Beteiligten Rechnung zu tragen, hat Belgien die De-Rating-Faktoren jedoch nach Stellungnahme der Regulierungsbehörde und einer im Januar 2021 abgehaltenen speziellen Sitzung der Taskforce zu diesem Thema aktualisiert. Die aktualisierten De-Rating-Faktoren sind in Erwägungsgrund 79 zu finden. Folglich hat die Kommission keinen Grund zu der Annahme, dass die überarbeiteten De-Rating-Faktoren ungeeignet sind.

Rückzahlungsverpflichtung

(512) In Bezug auf die Stellungnahme einiger Beteiligter, dass der Mechanismus der Rückzahlungsverpflichtung Betreiber von Kapazitäten mit vollständigem Fahrplan diskriminiere (siehe Erwägungsgründe 250 und 251), brachte Belgien vor, dass der CRM ein Gleichgewicht zwischen der Einbeziehung der Rückzahlungsverpflichtung und der Vermeidung von Diskriminierung in Bezug auf Kapazitäten schaffe, die nur zu einem Preis aktiviert werden können, der über dem Ausübungspreis liegt.

(513) Die Kommission stellt fest, dass Mitgliedstaaten mit ähnlichen marktweiten CRM unterschiedliche Praktiken in Bezug auf die Rückzahlungsverpflichtung anwenden. Die Kommission stellt ferner fest, dass der Mechanismus der Rückzahlungsverpflichtung im belgischen CRM infolge von öffentlichen Konsultationen erheblich geändert und verbessert wurde.

(514) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass der Mechanismus der Rückzahlungsverpflichtung ein angemessenes Gleichgewicht zwischen den beiden in Erwägungsgrund 512 genannten konkurrierenden Zielen schafft.

Mittlere Preisobergrenze

(515) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel daran, ob durch die Einführung einer mittleren Preisobergrenze für Kapazitäten in der Kategorie der Einjahresverträge ohne die Möglichkeit einer individuellen Ausnahme bestimmte Kapazitätsinhaber vom CRM ausgeschlossen werden könnten. Diese Zweifel wurden von einigen Beteiligten geteilt (siehe Erwägungsgrund 252).

(516) Dementsprechend begrüßt die Kommission die Zusage Belgiens, eine Ausnahmeregelung einzuführen. Die Ausnahmeregelung war Gegenstand der öffentlichen Konsultation und wurde in den Königlichen Erlass zur Festlegung der Investitionsschwellen und der Beihilfefähigkeitskriterien für Investitionskosten aufgenommen. Sie gilt sowohl für nationale als auch für indirekte grenzüberschreitende Kapazitäten (siehe Erwägungsgründe 129 und 130).

(517) Wie in Erwägungsgrund 131 dargelegt, wird die Ausnahme für die erste Auktion nachträglich gewährt, d. h. nach Abschluss der Auktion. Angesichts der von Belgien in Erwägungsgrund 131 vorgebrachten Argumente ist die Kommission der Auffassung, dass die nachträglich gewährte Ausnahme von der mittleren Preisobergrenze für die erste Auktion gerechtfertigt ist.

Schlussfolgerung zur Offenheit der Maßnahme für alle Technologien

(518) Im Einklang mit Randnummer 232 Buchstabe a der Leitlinien ermöglicht die Maßnahme die Beteiligung von Stromerzeugern, die unterschiedliche Technologien einsetzen, und von Betreibern, die Maßnahmen mit vergleichbarer technischer Leistung anbieten.

Grenzüberschreitende Kapazitäten

(519) Randnummer 232 Buchstabe b der Leitlinien enthält Vorkehrungen, um die Beteiligung von Betreibern aus anderen Mitgliedstaaten an einer Maßnahme sicherzustellen.

(520) Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Bedenken, dass die Beschränkung der Berechtigung indirekter grenzüberschreitender Kapazitäten auf Einjahresverträge, die der mittleren Preisobergrenze unterliegen, Betreiber aus anderen Mitgliedstaaten davon abhalten könnte, sich am CRM zu beteiligen.

(521) Die Kommission nimmt die Argumente Belgiens in Bezug auf diese Bedenken an. Insbesondere können langfristig nicht immer ausreichende Eintrittskapazitäten gewährleistet werden, da diese von verschiedenen Faktoren abhängen (siehe Erwägungsgrund 143). Die Kommission begrüßt die Zusage Belgiens, die Möglichkeit des Zugangs ausländischer Kapazitäten zu Mehrjahresverträgen zu überprüfen (siehe Erwägungsgrund 144).

(522) Wie in Erwägungsgrund 516 erwähnt, gilt die von Belgien nach dem Einleitungsbeschluss eingeführte Ausnahme von der mittleren Preisobergrenze gleichermaßen für nationale und indirekte grenzüberschreitende Kapazitäten.

(523) Was die direkte grenzüberschreitende Beteiligung am CRM anbelangt, so argumentierten zwei Beteiligte, dass eine solche Beteiligung die Anreize für Investitionen in Verbindungskapazitäten verringern und die Marktkopplung untergraben könnte (siehe Erwägungsgründe 254 und 255).

(524) Wie von Belgien erläutert, wurden Änderungen am CRM-Gesetz vorgenommen, um den von den Beteiligten geäußerten Bedenken Rechnung zu tragen (siehe Erwägungsgrund 316). Nach den neuen Vorschriften ist eine Voraussetzung für die Beteiligung direkter grenzüberschreitender Kapazitäten am CRM der Abschluss einer Vereinbarung zwischen Belgien und dem Mitgliedstaat, in dessen Hoheitsgebiet sich die Kapazität befindet.

Engpasserlöse

(525) Im Einleitungsbeschluss bat die Kommission ferner um Klärung der Verwendung der Kapazitätsengpasserlöse und der Aufteilung dieser Einnahmen unter den ÜNB.

(526) Belgien stellte klar, dass die Verwendung und Aufteilung der Engpasserlöse gemäß den Bestimmungen der Elektrizitätsverordnung, insbesondere von Artikel 26 Absatz 9, erfolgt.

(527) Belgien bestätigte ferner, den ACER-Beschluss Nr. 36/2020 einzuhalten, in dem unter anderem die Methode für die Aufteilung der sich aus der Eintrittskapazitätsvergabe ergebenden Einnahmen festgelegt ist (siehe Erwägungsgrund 204).

Schlussfolgerung zur Offenheit der Maßnahme für grenzüberschreitende Kapazitäten

(528) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die Maßnahme im Einklang mit Randnummer 233 Buchstaben a und b der Leitlinien nicht dazu führt, dass die Anreize, in Verbindungskapazität zu investieren, verringert werden oder dass die Marktkopplung erschwert wird.

(529) In Bezug auf die übermäßige Stärkung einer marktbeherrschenden Stellung (Randnummer 233 Buchstabe d der Leitlinien) umfasst der CRM mehrere Maßnahmen, die speziell darauf abzielen, einen Missbrauch von Marktmacht zu verhindern, z. B. Zuverlässigkeitsoptionen, Preisobergrenzen und wettbewerbliches Auktionsverfahren (siehe Erwägungsgründe 94, 111 und 147). Darüber hinaus dürfte durch die Offenheit für neue Kapazitäten und die Verfügbarkeit langfristiger Verträge sichergestellt werden, dass eine bestehende marktbeherrschende Stellung nicht übermäßig gestärkt wird.

(530) Was schließlich die Bevorzugung kohlenstoffarmer Stromerzeuger im Falle technisch und wirtschaftlich vergleichbarer Parameter (Randnummer 233 Buchstabe e der Leitlinien) betrifft, so stellt die Kommission fest, dass die Maßnahme kohlenstoffarmen Stromerzeugern offen steht. Um die Kumulierung von Beihilfen und die daraus resultierende Überkompensation zu vermeiden, dürfen Erzeuger, wie in Erwägungsgrund 205 beschrieben, nicht von anderen Fördermaßnahmen profitieren.

(531) Die Maßnahme steht im Einklang mit Abschnitt 3.9.6 der Leitlinien.

5.3.7.3. Schlussfolgerung zu Wettbewerbsverzerrungen und zur Abwägungsprüfung

(532) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die Maßnahme erhebliche positive Auswirkungen im Hinblick auf die Förderung gewisser Wirtschaftszweige hat, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beiträgt und nicht zu einer übermäßigen Verzerrung des Wettbewerbs oder Verfälschung des Handels führt. Folglich überwiegen die positiven Auswirkungen der Beihilfe ihre negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel. Daher fördert die geplante Beihilfe gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV die Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige, ohne die Handelsbedingungen in einer Weise zu verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

5.3.8. *Transparenz der Beihilfe und Unternehmen, die sich in Schwierigkeiten befinden oder gegen die eine Rückforderungsanordnung vorliegt*

(533) Belgien hat sich verpflichtet, die Transparenzanforderungen nach Abschnitt 3.2.7 der Leitlinien anzuwenden, soweit sie auf die im Rahmen der CRM gewährten Beihilfe anwendbar sind (siehe Erwägungsgrund 219).

(534) In Übereinstimmung mit Randnummer 16 der Leitlinien werden Unternehmen in Schwierigkeiten keine Beihilfen gewährt (siehe Erwägungsgrund 221).

(535) In Übereinstimmung mit Randnummer 17 der Leitlinien dürfen Unternehmen, die einer Rückforderungsanordnung aufgrund eines früheren Beschlusses der Kommission zur Feststellung der Unzulässigkeit einer Beihilfe und ihrer Unvereinbarkeit mit dem Binnenmarkt nicht nachgekommen sind, keine Beihilfen gewährt werden (siehe Erwägungsgrund 220).

6. **SCHLUSSFOLGERUNG**

Die Maßnahme ist auf der Grundlage von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV und der einschlägigen Bestimmungen der Leitlinien mit dem Binnenmarkt vereinbar —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Die Beihilfe in Form des CRM, den das Königreich Belgien einzuführen beabsichtigt, ist auf der Grundlage von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar. Die Beihilferegelung wird für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren ab dem Zeitpunkt der ersten Auktion genehmigt.

Artikel 2

Dieser Beschluss ist an das Königreich Belgien gerichtet.

Falls dieses Schreiben vertrauliche Angaben enthält, die nicht veröffentlicht werden sollen, werden Sie gebeten, bei der Kommission innerhalb von 15 Arbeitstagen nach Eingang des Schreibens einen mit Gründen versehenen Antrag auf vertrauliche Behandlung zu stellen. Andernfalls geht die Kommission davon aus, dass Sie mit der Veröffentlichung des vollständigen Wortlauts dieses Beschlusses einverstanden sind. Bitte richten Sie Ihren Antrag, in dem die entsprechenden Angaben zu präzisieren sind, per E-Mail an:

Europäische Kommission
Generaldirektion Wettbewerb
Registratur Staatliche Beihilfen
1049 Brüssel BELGIEN
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Brüssel, den 27. August 2021

Für die Kommission
Margrethe VESTAGER
Mitglied der Kommission