DECIZIA (UE) 2022/639 A COMISIEI

din 27 august 2021

privind schema de ajutoare SA.54915-2020/C (ex 2019/N) Belgia – Mecanismul de remunerare a capacității de producție

[notificată cu numărul C(2021) 6431]

(Numai versiunea în limba engleză este autentică)

(Text cu relevanță pentru SEE)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, în special articolul 108 alineatul (2) primul paragraf,

având în vedere Acordul privind Spațiul Economic European, în special articolul 62 alineatul (1) litera (a),

După ce părțile interesate au fost invitate să își prezinte observațiile în conformitate cu dispozițiile menționate anterior ([1]) și având în vedere aceste observații,

întrucât:

1. PROCEDURA

(1) În urma unei proceduri de notificare prealabilă, prin scrisoarea din 19 decembrie 2019, Regatul Belgiei a notificat Comisiei, în conformitate cu articolul 108 alineatul (3) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene („TFUE"), un mecanism de remunerare a capacității la nivelul întregii piețe (*capacity remuneration mechanism* – „CRM" sau „măsura").

(2) Prin scrisoarea din 21 septembrie 2020, Comisia a informat Belgia că a decis să inițieze procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din TFUE în legătură cu măsura respectivă.

(3) Decizia Comisiei de a iniția procedura („decizia de inițiere a procedurii") a fost publicată în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene* ([2]). Comisia a invitat părțile interesate să prezinte observații.

(4) Prin scrisoarea din 22 octombrie 2020, Belgia a prezentat observații cu privire la decizia de inițiere a procedurii. În plus, Comisia a primit observații suplimentare de la 15 părți interesate. Aceasta a transmis observațiile respective Belgiei, oferindu-i posibilitatea de a răspunde. Observațiile acesteia au fost primite prin scrisoarea din 24 decembrie 2020.

(5) La 9 iulie 2021, Belgia a acceptat, în mod excepțional, să renunțe la drepturile care decurg de la articolul 342 din TFUE coroborat cu articolul 3 din Regulamentul nr. 1/1958 ([3]) și și-a exprimat acordul privind adoptarea și comunicarea prezentei decizii în limba engleză.

([1]) JO C 346, 16.10.2020, p. 27.
([2]) A se vedea nota de subsol 1.
([3]) Regulamentul nr. 1 de stabilire a regimului lingvistic al Comunității Economice Europene (JO 17, 6.10.1958, p. 385).

2. DESCRIEREA DETALIATĂ A MĂSURII

2.1. Prezentare generală a măsurii

(6) Belgia estimează că se va confrunta cu o problemă de adecvare a sistemului de producere a energiei electrice începând din 2025, în principal ca urmare a deciziei sale de a elimina treptat întreaga capacitate nucleară în perioada 2022-2025 și ca urmare a dezafectării capacităților centralelor termice în Belgia și în țările învecinate.

(7) Prin urmare, obiectivul măsurii este de a se asigura că există o capacitate suficientă pentru producția de energie electrică și că această producție răspunde cererii preconizate de energie electrică.

(8) În cadrul CRM, beneficiarii ar fi selectați printr-o procedură de ofertare concurențială și ar fi remunerați pentru disponibilitatea lor. Sprijinul ar lua forma unei plăți pentru capacitate pe durata acordului privind capacitatea de producție. În schimb, ofertanții câștigători și-ar oferi disponibilitatea de a satisface cererea operatorului de transport și de sistem („OTS") în timpul unor situații de criză care ar putea apărea.

(9) Belgia și-a stabilit obiectivele naționale de decarbonizare în Planul său național privind energia și clima („PNEC") ([4]). Pe baza PNEC, se preconizează că ponderea energiei din surse regenerabile din consumul de energie electrică din Belgia va crește de la 17 % în 2017 la cel puțin 40,4 % în 2030. Atingerea acestor obiective va necesita integrarea unor surse regenerabile de energie („SRE") semnificative, cum ar fi energia eoliană și cea solară, al căror caracter intermitent poate reprezenta o provocare pentru adecvarea și siguranța alimentării.

(10) Deși dezvoltarea surselor regenerabile de energie nu este obiectivul său principal, CRM adoptă, în modul în care este proiectat, obiectivul ambițios de a continua introducerea de SRE în mixul energetic al Belgiei și acționează ca o completare la dezvoltarea în continuare a noilor SRE intermitente.

2.2. Temei juridic și cadre de guvernanță

(11) Temeiul juridic al măsurii este Legea privind energia electrică din 29 aprilie 1999 privind organizarea pieței energiei electrice din Belgia („Legea privind energia electrică"), care a fost modificată prin legi ([5]) publicate la 16 mai 2019 și la 19 martie 2021 în Monitorul Oficial al Belgiei.

(12) În plus, au fost elaborate decrete regale ([6]) și norme ([7]) privind funcționarea CRM belgian pentru a dezvolta în continuare modalitățile de aplicare a CRM:

1. Decretul regal din 28 aprilie 2021 de stabilire a metodologiei pentru calculul capacităților și pentru parametrii licitației în contextul mecanismului de remunerare a capacității de producție ([8]);

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

([5]) Legea din 22 aprilie 2019 de instituire a unui mecanism de remunerare a capacității de producție (*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*) („Legea privind CRM") și Legea din 15 martie 2021 de modificare a Legii din 22 aprilie 2019 (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché 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*) („Legea privind CRM modificată").

([6]) Aceste texte sunt disponibile pe site-ul Ministerului Energiei, a se vedea: https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de

([7]) Prima propunere a fost prezentată ulterior autorității naționale de reglementare la 13 noiembrie 2020. În urma discuțiilor dintre OTS și autoritatea de reglementare, OTS a prezentat o nouă propunere autorității de reglementare la 30 aprilie 2021. Autoritatea de reglementare a lansat o consultare publică suplimentară în perioada cuprinsă între 30 aprilie și 7 mai 2021 referitoare la modificările pe care le considera necesare cu privire la propunerea prezentată de OTS. Normele privind funcționarea CRM belgian au fost stabilite ulterior de autoritatea de reglementare printr-o decizie din 14 mai 2021 și au fost aprobate prin Decretul regal din 30 mai 2021.

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

2. Decretul regal din 21 mai 2021 privind criteriile de eligibilitate referitoare la sprijinul cumulat și pragul minim de participare ([9]);

3. Decretul regal din 4 iunie 2021 privind pragurile de investiții și costurile eligibile ([10]);

4. proiectul de decret regal privind stabilirea condițiilor în baza cărora pot participa la CRM deținătorii de capacitate din străinătate ([11]); și

5. Decretul regal din 30 mai 2021 privind modalitățile de control ([12]).

(13) În august 2020, Elia, operatorul belgian de transport și de sistem, a realizat o consultare publică referitoare la normele privind funcționarea CRM în Belgia ([13]).

2.3. **Adecvarea sistemului de producție în Belgia**

2.3.1. *Standardul de fiabilitate*

(14) Obiectivul principal al CRM propus este de a garanta siguranța alimentării, astfel cum este definită într-un standard de fiabilitate.

(15) Astfel cum s-a notificat în 2019, criteriul de fiabilitate din Belgia a fost definit printr-un criteriu format din două părți privind previziunea de pierderi datorate întreruperii alimentării cu energie electrică (*loss of load expectation* – „LOLE"): numărul preconizat de ore în care nu va fi posibil ca toate resursele de producție disponibile pentru rețeaua electrică a Belgiei să acopere sarcina și nevoia de rezerve operaționale, luând în considerare și răspunsul părții de consum, stocarea și liniile de interconexiune, nu trebuie să depășească 3 ore pentru un an normal din punct de vedere statistic. Drept criteriu secundar, LOLE trebuie să rămână sub 20 de ore pentru un an anormal din punct de vedere statistic („LOLE95") ([14]). Aceste valori au fost prevăzute și în Legea privind energia electrică.

(16) Standardul de fiabilitate este o expresie a valorii estimate pe care consumatorii o acordă evitării pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică („VoLL") și costului preconizat al noilor capacități în Belgia („CONE").

(17) Articolul 23 alineatul (6) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică ([15]) („Regulamentul privind energia electrică") prevede stabilirea unei metodologii a Uniunii pentru a calcula VoLL, CONE și standardul de fiabilitate.

(18) La 2 octombrie 2020, Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei („ACER") a aprobat metodologia de calcul pentru VoLL („metodologia VoLL"), CONE („metodologia CONE") și standardul de fiabilitate („metodologia RS"). Cele trei metodologii sunt denumite în mod colectiv „metodologia VoLL/CONE/RS" ([16]).

(19) La 7 iunie 2021, Belgia a prezentat calculul noilor valori ale VoLL, CONE și al standardului de fiabilitate în conformitate cu metodologia VoLL/CONE/RS.

([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.* La data adoptării prezentei decizii, decretul regal menționat nu era încă adoptat.

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

([14]) LOLE95 se referă la un standard din a 95-a percentilă conform căruia, în condiții severe cu o probabilitate de 5 % (și anume, o iarnă foarte rece care are loc o dată la 20 de ani), LOLE trebuie să fie inferioară standardului dat, care, în cazul Belgiei, este de 20 de ore.

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

([16]) Decizia ACER din 2 octombrie 2020 privind metodologia de calculare a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică, a costului unei noi intrări și a standardului de fiabilitate: 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) La 28 mai 2021, autoritatea belgiană de reglementare în domeniul energiei („CREG") a transmis ministrului energiei propunerea sa privind un standard de fiabilitate pentru Belgia. Standardul de fiabilitate propus de CREG era de 2 ore și 43 de minute.

(21) În avizul său din 2 iunie 2021, Direcția Generală pentru Energie din cadrul Serviciului Public Federal al Economiei („SPF Economie") a recomandat rotunjirea standardului de fiabilitate la 3 ore pentru a asigura coerența cu studiile anterioare privind caracterul adecvat al resurselor naționale și europene, pentru a permite respectarea practicii de exprimare a standardelor de fiabilitate în ore întregi la fel ca în țările învecinate și pentru a ține seama de faptul că deficitul nemarginal identificat în ceea ce privește Belgia va fi acoperit de un mix energetic, nu de o singură tehnologie de referință.

(22) În conformitate cu proiectul de decret regal privind stabilirea standardului de fiabilitate și aprobarea valorilor pentru costul VoLL și CONE, noul standard de fiabilitate este stabilit la 3 ore.

(23) Proiectul de decret regal aprobă, de asemenea, estimarea unică a costului VoLL pe baza valorii stabilite de Direcția Generală pentru Energie din cadrul SPF Economie împreună cu Biroul de planificare și a costului CONE pe baza tehnologiei privind răspunsul părții de consum ([17]).

(24) Costul VoLL va fi stabilit la 16 033 EUR/MWh, iar CONE la 45 EUR/kW/an.

(25) Costul VoLL a fost calculat utilizând o metodă de triangulare care a luat în considerare funcția de producție și o anchetă efectuată de CREG privind disponibilitatea de a plăti. Potrivit autorităților belgiene, ancheta realizată de CREG nu este solidă, deoarece, printre altele, scenariul unic propus (la o temperatură mai mică de +5 °C) nu era reprezentativ pentru majoritatea scenariilor de deficit. Prin urmare, ponderea atribuită rezultatelor anchetei în cadrul estimării VoLL a fost scăzută.

(26) În conformitate cu Legea privind energia electrică, calculele relevante pentru CRM vor fi efectuate pe baza standardului de fiabilitate în vigoare la data de 15 septembrie a anului care precede licitația.

(27) Având în vedere calendarul strâns, Belgia a calculat volumul care urmează să fie achiziționat în cadrul licitațiilor A-4 și A-1, planificate pentru octombrie 2021 și, respectiv, 2024, pe baza vechiului standard de fiabilitate, sub rezerva angajamentului de a ajusta volumele, dacă este necesar, în cazul în care noul standard de fiabilitate și evaluarea adecvării indică o nevoie de capacitate semnificativ mai redusă.

(28) Belgia s-a angajat, de asemenea, să actualizeze VoLL pe baza unei noi anchete privind disponibilitatea de a plăti, în conformitate cu metodologia CONE/VoLL/RS și, dacă este necesar, să stabilească un nou standard de fiabilitate înainte de septembrie 2022, astfel încât noul standard de fiabilitate să fie utilizat la determinarea volumului care urmează să fie achiziționat cel târziu pentru licitația din 2023.

2.3.2. *Evaluarea adecvării*

(29) Potrivit autorităților belgiene, Belgia se va confrunta cu o problemă de adecvare începând din 2025, cauzată în principal de eliminarea treptată a energiei nucleare planificată pentru perioada 2022-2025, și accentuată de dezafectarea capacităților centralelor termice în țările învecinate. Problema adecvării a fost identificată prin intermediul unui studiu al adecvării resurselor la nivel național, fiind luate în calcul mai multe scenarii.

(30) Studiul național privind adecvarea, care acoperă perioada 2020-2030, publicat de operatorul belgian de transport și de sistem Elia în iunie 2019 („studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea") ([18]), a identificat o nevoie sistematică de noi capacități de cel puțin 3,9 GW în scenariul cu impact ridicat și probabilitate scăzută (*High-Impact Low Probability* – HiLo) EU-HiLo, până în iarna 2025-2026. Acest scenariu ia în considerare energia electrică importată și estimează că mai multe unități nucleare din Franța ar putea să nu fie disponibile (pe lângă indisponibilitatea „normală"). Același scenariu a fost utilizat în cadrul evaluării volumului rezervelor strategice ([19]). Scenariul de bază al UE ([20]) indică un deficit de 2,4 GW dacă se menține capacitatea centralelor termice existentă în sistem (a se vedea figura 4-18 din studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea).

([17]) Valoarea anterioară a VoLL în Belgia a fost de 23,3 EUR/kWh, iar 65 EUR/kW/an a fost valoarea estimată pentru CONE.

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

([19]) A se vedea Decizia privind ajutorul de stat C(2018) 589 final, în cazul SA.48648 (2017/NN) – Belgia – Rezerva strategică.

([20]) Scenariul „EU-BASE" ia în considerare cele mai recente politici cunoscute ale tuturor țărilor europene modelate (traiectoriile emisiilor nucleare și carbonifere, capacitățile nou construite de producție de gaz preconizate, evoluțiile în materie de răspuns al părții de consum și de stocare, mecanismele de asigurare a capacității, bazate pe flux, normele pachetului privind energia curată, dezvoltarea preconizată a rețelei etc.).

(31) Rezultatele studiului din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea arată, pentru scenariul EU-HiLo, că, fără intervenție, LOLE ar ajunge la 10,5 ore în 2025, depășind astfel în mod semnificativ standardul național de fiabilitate în ceea ce privește siguranța alimentării. Indicatorul LOLE95 ar crește, ajungând chiar la 84 de ore. Tabelul următor prezintă rezultatele LOLE, astfel cum rezultă din studiul național privind adecvarea pentru scenariile EU-HiLo și EU-BASE:

Tabelul 1

Rezultatele LOLE pentru Belgia în studiul privind adecvarea și flexibilitatea

	2025		**2028**		**2030**	
	EU-BASE	**EU-HiLo**	**EU-BASE**	**EU-HiLo**	**EU-BASE**	**EU-HiLo**
LOLE pentru piața rămasă (ore)	9,4	10,5	6	6,9	6	6,2
LOLE95 pentru piața rămasă (ore)	89	84	63	76	43	51

Sursa: Studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea.

(32) La 11 iulie 2019, CREG a publicat o analiză a studiului din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea ([21]). În această analiză, printre altele, CREG a pus sub semnul întrebării utilizarea scenariului EU-HiLo ca scenariu principal. Potrivit CREG, metodologia de evaluare a profitabilității capacităților existente și noi ar trebui îmbunătățită și ar trebui luate în considerare toate rezervele de echilibrare disponibile în Belgia și în străinătate.

(33) În noiembrie 2019, Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică („ENTSO-E") a publicat Previziunile pe termen mediu privind adecvarea din 2019 („MAF 2019") ([22]), care indică următoarele rezultate pentru Belgia în 2025:

Tabelul 2

Nivelurile LOLE pentru Belgia în MAF 2019

	Scenariul de bază – 2025	**Sensibilitate scăzută față de capacitatea de producție de carbon ([23]) – 2025**
Media LOLE	1,09 ore	1,61 ore
LOLE95	3,15 ore	-

Sursa: ENTSO-E, „Previziuni pe termen mediu privind adecvarea – 2019".

(34) Cu toate acestea, potrivit Belgiei, documentul MAF 2019 publicat de ENTSO-E nu prezintă rezultatele LOLE pentru Belgia suficient de exact, deoarece estimează disponibilitatea unei capacități suplimentare de 2,5 GW ([24]) care nu este garantată în realitate.

(35) În raportul său final din aprilie 2020 ([25]), Forumul pentalateral pentru energie electrică ([26]) („PLEF") a prezentat următoarele rezultate cu privire la situația Belgiei în 2025:

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

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

([23]) Se realizează o sensibilitate față de eliminarea treptată a cărbunelui. În total, o capacitate de producție de aproximativ 23,6 GW a fost eliminată din scenariul de bază pentru 2025, în principal prin reducerea capacităților de lignit și de cărbune superior.

([24]) Potrivit Belgiei, studiul a estimat o producție a centralelor termice de 2,5 GW, iar alegerea tehnologiei a fost arbitrară.

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

([26]) Forumul pentalateral pentru energie electrică reprezintă cadrul pentru cooperare regională în Europa Central-Occidentală între Austria, Belgia, Franța, Germania, Luxemburg, Țările de Jos și Elveția.

Tabelul 3

Nivelurile LOLE pentru Belgia în „Evaluarea adecvării generale” („GAA”), PLEF 2020

	Scenariul de bază – 2025 ([27])	**Sensibilitate scăzută față de capacitatea de producție de gaze – 2025** ([28])	**Sensibilitate scăzută față de capacitatea nucleară/ capacitatea netă de transport (CNT) CH – 2025** ([29])
Media LOLE	3,3 ore	8,1 ore	4,6 ore

Sursa: Forumul pentalateral pentru energie electrică, „Evaluarea adecvării sistemului de producție – aprilie 2020 – raport final”.

(36) În noiembrie 2020, ENTSO-E a publicat MAF 2020. În scenariul de bază pentru 2025, rezultatele MAF 2020 indică o valoare medie a LOLE de 0,4 ore care, prin urmare, îndeplinește criteriul de adecvare juridică pentru Belgia, care înseamnă o valoare LOLE de 3 ore.

(37) Cu toate acestea, în observațiile prezentate de țări și anexate la MAP 2020, Belgia a indicat că: „În MAF 2020 există un volum semnificativ de capacitate «nou construită» previzionată, distribuită într-un număr mare de țări. Trebuie remarcat faptul că, în general, nu există nicio certitudine că aceste capacități s-ar materializa în cele din urmă în 2025 și, prin urmare, aceste ipoteze și rezultatele care decurg din acestea, prezentate în MAF 2020, ar trebui interpretate cu atenție. În plus, Belgia face parte, de mai mulți ani, din regiunea în care a fost deja pusă în aplicare cuplarea piețelor bazată pe flux. Deși Elia a elaborat și a pus în aplicare un model de simulare bazat pe flux, de exemplu în studiul Elia din 2019, care a fost utilizat și în studiul PLEF GAA 2020, o astfel de abordare nu este încă utilizată în prezentul studiu MAF 2020”.

(38) În notificarea lor, autoritățile belgiene au indicat că metodologia și datele sunt aliniate la nivel european, astfel încât studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea este în conformitate cu MAF 2019.

(39) În conformitate cu articolul 23 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică, ENTSO-E ar trebui să elaboreze o metodologie care să fie utilizată pentru evaluarea adecvării resurselor la nivel european („ERAA”) și pentru orice evaluare a adecvării resurselor la nivel național („NRAA”) (a se vedea articolul 24 din Regulamentul privind energia electrică). Această metodologie ar trebui aprobată de ACER.

(40) La 2 octombrie 2020, ACER a aprobat metodologia pentru evaluarea adecvării resurselor la nivel european („metodologia ERAA”) ([30]).

(41) La 30 iunie 2021, Elia a publicat un nou studiu privind adecvarea și flexibilitatea pentru perioada 2022-2032 („studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea”).

(42) În conformitate cu metodologia ERAA, Elia a integrat elementele metodologiei ERAA prezentate mai jos în cadrul studiului din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea:

(a) anii climatici: Elia a ales să pună în aplicare prima opțiune prezentată în metodologia ERAA, și anume să se bazeze pe cea mai bună prognoză a previziunilor climatice viitoare;

(b) evaluarea viabilității economice: Elia a elaborat o metodă de calcul al viabilității economice a diferitelor active din sistemul de energie electrică, în conformitate cu metodologia ERAA;

([27]) Ca și în cazul MAF 2019, „pentru 2025, în cadrul acestui studiu se previzionează că în CRM va fi furnizată o capacitate nouă de 2,5 GW în 2025, pentru a se ajunge la un nivel adecvat pentru Belgia.”

([28]) „În ceea ce privește «sensibilitatea scăzută față de capacitatea de producție de gaze» indicată în PLEF referitor la Belgia, noua capacitate previzionată de 2,5 GW a fost eliminată din scenariul de bază al PLEF”. „Capacitățile de producție de gaze ale Belgiei și Franței sunt cu 2,5 GW și, respectiv, cu 2,2 GW mai mici decât în scenariul de bază. Austria are o capacitate de producție de gaze mai mică cu 1,2 GW, Țările de Jos au o capacitate de producție de gaze mai mică cu 1,6 GW, iar Luxemburgul are o capacitate de producție de gaze mai mică cu 0,1 GW.”

([29]) „În ceea ce privește sensibilitatea scăzută față de capacitatea nucleară/capacitatea netă de transport CH, capacitatea nucleară este cu 1 700 MW mai mică în Franța și cu 1 190 MW mai mică în Elveția. În cazul tuturor celorlalte țări, capacitatea instalată este neschimbată în comparație cu scenariul de bază. În plus, capacitățile nete de transport (CNT) dintre Elveția și zonele învecinate sunt reduse pentru a ține seama de creșterea fluxurilor neprogramate prin Elveția, din cauza faptului că Elveția nu poate fi inclusă în cuplarea piețelor bazată pe flux (FBMC) în 2025.”

([30]) Decizia ACER privind metodologia ERAA: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf

(c) pe bază de flux: cadrul de modelare al Elia integrează toate introducerile cunoscute și planificate ale organizării pieței în metoda de calcul al capacităților pe bază pe flux, cum ar fi extinderea regiunii la cea de bază; „cuplaj hibrid avansat”; sau normele privind minRAM introduse de Regulamentul privind energia electrică;

(d) flexibilitatea: studiul include atât calculul necesarului și mijloacelor de flexibilitate totale ale sistemului, cât și o evaluare a dimensionării rezervelor pentru asigurarea stabilității frecvenței și a rezervelor pentru restabilirea frecvenței pentru fiecare an țintă, pentru a reflecta necesarul de rezerve care vor acoperi dezechilibrele în conformitate cu cerințele legale care sunt modelate în simulările adecvării. În plus, caracteristicile de flexibilitate ale energiei eoliene offshore sunt îmbunătățite, iar tehnologiile *power-to-x* sunt incluse sub forma unor tehnologii noi. În cele din urmă, se pune un accent deosebit pe impactul integrării celui de al doilea val de capacitate de producție offshore și a platformelor transfrontaliere de echilibrare;

(e) integrarea sectorială: în ceea ce privește integrarea sectoarelor, interfețele dintre sistemul de energie electrică și diferite sectoare, cum ar fi sectorul transporturilor, al încălzirii și al gazelor naturale, sunt luate în considerare prin includerea ipotezelor privind vehiculele electrice, pompele de căldură și, respectiv, capacitățile de producție ale centralelor termice pe bază de gaze. Pentru a înțelege implicațiile utilizării energiei electrice pentru a genera hidrogen în modelarea utilizată în prezentul studiu, au fost adăugate electrolizoare ca un mijloc de consum (flexibil) de energie electrică în Belgia și în străinătate. În plus, s-a acordat o atenție deosebită digitalizării consumului suplimentar de energie electrică din transporturi și căldură;

(f) orizontul de zece ani: studiul se bazează pe orizontul de zece ani (2022-2032). Pentru a reduce numărul de simulări și calcule, nu au fost simulate toate sensibilitățile și scenariile pentru toți anii: câțiva ani esențiali au fost analizați mai aprofundat. Un număr mare de sensibilități au fost realizate cu privire la Belgia și la alte țări pentru a înțelege implicațiile variației anumitor ipoteze. Pentru comparație, se preconizează că ERAA 2021 va simula doar anii 2025 și 2030;

(g) variante cu și fără mecanisme de asigurare a capacității: în conformitate cu Regulamentul privind energia electrică și cu metodologia ERAA, Elia a inclus scenarii atât cu mecanisme de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe, cât și fără acestea, în Europa.

(43) Autoritățile belgiene au susținut că principalele cerințe metodologice prevăzute în metodologia ERAA au fost puse în aplicare în acest studiu.

(44) Pe baza Regulamentului privind energia electrică, NRAA trebuie să conțină scenariile principale de referință. Aceste scenarii includ, printre altele, o evaluare a viabilității economice a activelor de producție. Metodologia ERAA precizează, de asemenea, că trebuie definite două scenarii de referință centrale, unul cu mecanisme de asigurare a capacității în întreaga Europă, iar celălalt fără astfel de mecanisme de asigurare a capacității.

(45) În consecință, în studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea au fost explorate două scenarii principale:

(a) „EU-BASE”: reflectă un scenariu care ia în considerare mecanismele de asigurare a capacității deja aprobate la nivelul întregii piețe în Franța, Regatul Unit, Polonia, Italia și Irlanda și prezumă că acestea vor fi instituite până la sfârșitul perioadei acoperite de studiu;

(b) „EU-noCRM”: acesta este un scenariu care exclude veniturile din mecanismul de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe, prin urmare se presupune că în Europa nu există mecanisme de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe.

(46) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea ia în considerare în mod corespunzător contribuția tuturor resurselor, inclusiv posibilitățile existente și viitoare de producție, de stocare a energiei, de integrare sectorială, de răspuns al părții de consum, de import și de export, precum și de contribuția lor la exploatarea flexibilă a sistemului.

(47) Autoritățile belgiene au susținut că modelarea prețurilor de închidere maxime, efectuată în studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea, ține seama de toate dispozițiile legale disponibile, cum ar fi limita maximă de preț aplicabilă în prezent, regula de 60 % ([31]), astfel cum este prevăzută în Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor ([32]) și Decizia nr. 04/2017 a ACER din 14 noiembrie 2017.

([31]) Decizia nr. 04/2017 a ACER din 14 noiembrie 2017 prevede că, în cazul în care prețul de închidere depășește 60 % din prețul de închidere maxim armonizat pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare în cel puțin o unitate de timp a pieței dintr-o zi într-o zonă de ofertare individuală sau în mai multe zone de ofertare, prețul de închidere maxim armonizat se majorează cu 1 000 EUR/MWh.

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

(48) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea modelează creșterea automată a prețului de închidere maxim începând din 2025. Potrivit autorităților belgiene, este foarte probabil ca LOLE să nu apară înainte de 2025 și, prin urmare, nicio creștere a prețului de închidere maxim nu este modelată înainte de 2025. Totuși, chiar dacă ar avea loc creșteri ale plafonului prețurilor, potrivit autorităților belgiene, modelarea arată că rezultatele evaluării viabilității economice pentru 2025 nu s-ar schimba (a se vedea figura 3-72 din studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea). Belgia s-a angajat să se asigure că noul studiu privind adecvarea, care urmează să fie publicat până în iunie 2023, ține seama pe deplin de metodologia pentru creșterea dinamică a prețurilor de la începutul perioadei de simulare.

(49) Potrivit studiului din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea, începând din 2025, după finalizarea eliminării treptate a energiei nucleare, Belgia se va confrunta cu o nevoie structurală de noi capacități. Această necesitate se ridică la 2 GW în 2025 în scenariul principal „EU-BASE” și crește treptat până la 3,9 GW până în 2032. Nevoia crescută este legată de creșterea preconizată a consumului de energie electrică și de reducerea importurilor în perioadele de deficit în Belgia.

(50) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea prevede că doar o foarte mică parte din noua capacitate va fi viabilă pe piața exclusivă a energiei până în 2025.

(51) În consecință, autoritățile belgiene consideră că, în lipsa oricărei măsuri, în Belgia se identifică o problemă de adecvare a resurselor începând cu 2025.

(52) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea reprezintă cea mai recentă și cea mai bună imagine a necesității CRM.

2.3.3. *Disfuncționalitățile pieței*

(53) Belgia a identificat o serie de disfuncționalități ale pieței care împiedică buna funcționare, siguranța, accesibilitatea prețurilor și sustenabilitatea pieței energiei electrice.

(54) O primă disfuncționalitate a pieței provine din diferiți factori care împiedică semnalele de preț eficiente și din faptul că prețurile la energie sunt împiedicate să crească până la VoLL, precum și din alte imperfecțiuni în ceea ce privește organizarea pieței.

(55) Combinația dintre aceste disfuncționalități ale pieței și măsurile de reglementare asociate poate avea tendința de a atenua semnalele de preț de pe piețele energiei electrice, astfel încât prețurile nu reușesc să crească până la un nivel „eficient” în perioadele de deficit. Acest lucru duce la un deficit cronic de venituri pentru operatorii de instalații și operatorii de răspuns al părții de consum, astfel încât capacitatea de a-și recupera costurile fixe și variabile este afectată, situație denumită de obicei „fonduri lipsă” (*missing money*), ceea ce împiedică forțele pieței să atingă nivelul necesar de adecvare.

(56) În teorie, incapacitatea consumatorilor de a-și selecta nivelul dorit de fiabilitate ar putea fi soluționată pe o piață exclusivă a energiei, permițând creșterea prețurilor la un nivel de reglementare care să reflecte prețul la care consumatorii nu ar mai fi dispuși să plătească pentru energie și care ar permite producătorilor să primească rentă de deficit. Totuși, ca o consecință a răspunsului scăzut al părții de consum, este dificil să se țină seama de valoarea VoLL efectivă, iar creșterile vertiginoase ale prețurilor se confruntă cu probleme de acceptabilitate politică.

(57) Potrivit autorităților belgiene, o a doua disfuncționalitate a pieței rezultă din aversiunea față de risc a investitorilor în contextul unei volatilități crescute și al unui grad ridicat de incertitudine în materie de reglementare. Pătrunderea tot mai mare a surselor regenerabile de energie intermitente crește volatilitatea prețurilor și gradul de incertitudine cu privire la posibilitatea ca tehnologiile convenționale să își recupereze costurile fixe pe piața energiei electrice. Potrivit Belgiei, micile variații ale condițiilor legate de nivelul de introducere a surselor regenerabile de energie, de exemplu obiectivele privind energia solară, energia eoliană produsă pe țărm și energia eoliană offshore, ar putea avea un impact semnificativ asupra veniturilor obținute din tehnologiile de producție convenționale. Problema fondurilor lipsă devine mai gravă pe măsură ce capacitatea intermitentă crește. Ca urmare, potrivit autorităților belgiene, acest lucru sporește riscul economic asociat investițiilor în tehnologii de producție convenționale flexibile. În plus, potrivit Belgiei, prețurile la energie nu oferă, de obicei, un orizont de timp mai lung de trei ani pentru acoperirea riscului, ceea ce înseamnă prea puțin pentru a le prezenta investitorilor o oportunitate de investiție. În plus, potrivit autorităților belgiene, chiar dacă piețele la termen ar putea ține seama de modificările progresive ale cererii și ofertei, acestea nu ar fi în măsură să asigure o acoperire în cazul unui șoc structural important, cum ar fi eliminarea treptată a energiei nucleare planificată a avea loc în Belgia.

(58) În al treilea rând, fiabilitatea sistemelor de energie electrică prezintă anumite caracteristici de bun public. Acest lucru se datorează faptului că investițiile pentru un nivel mai ridicat de siguranță a alimentării aduc beneficii tuturor, în timp ce, astfel cum s-a explicat mai sus, nu este posibil ca majoritatea consumatorilor finali individuali să fie deconectați în mod selectiv de către operatorul de sistem pe baza disponibilității lor de a plăti. Astfel, producătorii vor dispune, probabil, de stimulente insuficiente pentru a investi în capacitatea de producție, ceea ce ar determina, în ultimă instanță, niveluri suboptime de fiabilitate a sistemului.

(59) Potrivit autorităților belgiene, aceste aspecte iau o formă specială în Belgia, unde piața este relativ mică și foarte interconectată și, prin urmare, este afectată și de riscuri similare legate de furnizare de pe piețele învecinate de energie electrică. Prin urmare, potrivit autorităților belgiene, gradul de adecvare al Belgiei este influențat în mare măsură de situația de pe piețele învecinate de energie electrică.

(60) În 2018, Comisia a aprobat o rezervă strategică pentru Belgia până la 31 martie 2022 ([33]). Obiectivul rezervei strategice este de a satisface cererea maximă în perioadele de iarnă în care piața nu reușește acest lucru, prin menținerea unei anumite capacități existente de producție și de răspuns al părții de consum în afara pieței, ca rezervă care să fie activată numai atunci când resursele de echilibrare sunt epuizate.

2.3.4. *Reforme ale pieței*

(61) La 25 noiembrie 2019, Comisia a primit din partea Ministerului Energiei din Belgia un plan de punere în aplicare ([34]), elaborat în temeiul articolului 20 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică, care impune statelor membre cu probleme de adecvare să stabilească, în cadrul unui plan de punere în aplicare, măsuri de eliminare a denaturărilor în materie de reglementare sau a disfuncționalităților de pe piețele lor. În urma unei consultări publice, Comisia a adoptat, la 30 aprilie 2020, un aviz privind planul de punere în aplicare al Belgiei, în temeiul articolului 20 alineatul (5) din Regulamentul privind energia electrică ([35]). Belgia a adoptat și a transmis Comisiei o versiune finală a planului său de punere în aplicare ([36]).

(62) În ceea ce privește piețele de echilibrare, Belgia a introdus o așa-numită „componentă alfa" în mecanismul său de stabilire a prețurilor de dezechilibru. Aceasta constituie o componentă suplimentară a prețului de dezechilibru pusă la dispoziția părților responsabile cu echilibrarea („PRE") pentru a crește semnalul de preț în timp real atunci când crește dezechilibrul sistemului din zona de control a Belgiei. În avizul său, Comisia a invitat Belgia să analizeze dacă funcția de tarifare de deficit ar trebui să se aplice nu doar pentru PRE, ci și pentru furnizorii de servicii de echilibrare („FSE"). Acest lucru poate sprijini siguranța alimentării prin asigurarea faptului că PRE și FSE se confruntă cu același preț pentru energia produsă/consumată, deoarece diferențierea prețurilor poate duce la un arbitraj ineficient din partea actorilor de pe piață. Comisia consideră, de asemenea, că funcția de tarifare de deficit ar trebui să fie declanșată de deficitul de rezerve din sistem și ar trebui să fie calibrată pentru a crește prețurile de echilibrare ale energiei până la nivelul VoLL atunci când rezervele sistemului se epuizează. Comisia a invitat Belgia să ia în considerare, în mod corespunzător, modificarea sistemului său de tarifare de deficit până cel târziu la 1 ianuarie 2022. În plus, Belgia pune în aplicare compensarea dezechilibrelor și se pregătește să adere la platformele de echilibrare ale UE pentru aRRF (rezerva pentru restabilirea frecvenței) și mRRF (rezerva manuală pentru restabilirea frecvenței), care se preconizează că vor fi instituite până la sfârșitul anului 2021 și, respectiv, 2022. De asemenea, Belgia și-a asumat următoarele angajamente în ceea ce privește achizițiile de servicii de echilibrare și de servicii auxiliare:

(a) până cel târziu în iulie 2020, RSF (rezerva pentru a asigura stabilitatea frecvenței) trebuia să facă obiectul unei licitații zilnice și să fie achiziționată exclusiv la nivel regional;

(b) până cel târziu în iulie 2020, aRRF trebuia să fie licitată zilnic și toate tehnologiile, toți actorii și toate nivelurile de tensiune vor putea participa la piață. Energia de echilibrare activată trebuie să fie remunerată prin prețuri marginale de îndată ce va exista suficientă lichiditate;

(c) începând din februarie 2020, mRRF este dimensionată zilnic, iar energia de echilibrare activată este remunerată prin prețuri marginale.

(63) În raportul anual, prezentat de Belgia în iulie 2021, se confirmă faptul că aceste acțiuni au avut loc între timp.

([33]) A se vedea Decizia privind ajutorul de stat C(2018) 589 final, în cazul SA.48648 (2017/NN) – Belgia – Rezerva strategică.
([34]) https://ec.europa.eu/energy/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan_ro
([35]) Avizul Comisiei C(2020) 2654 final: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_ro
([36]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf

(64) În Belgia, răspunsul părții de consum este eligibil să participe pe pieţele angro de energie electrică (inclusiv pe pieţele pentru ziua următoare şi intrazilnice), precum şi pe piaţa de echilibrare şi este tratat în mod similar cu alţi participanţi la piaţă şi cu furnizorii de servicii de echilibrare. Răspunsul părţii de consum poate fi reprezentat fie individual, fie prin intermediul agregatorilor. Pentru a facilita şi mai mult răspunsul părţii de consum, Belgia s-a angajat, în planul său de punere în aplicare (prezentat în 2019), să introducă contoare inteligente care vor fi diferite pentru fiecare dintre regiunile sale:

(a) Flandra ([37]):

1. până cel târziu în 2023, 33 % dintre clienţi trebuie să aibă un contor inteligent;

2. până cel târziu în 2028, 66 % dintre clienţii din Flandra trebuie să aibă un contor inteligent;

3. până cel târziu în 2034, 100 % dintre clienţii din Flandra trebuie să aibă un contor inteligent;

(b) Valonia:

1. până cel târziu la 1 ianuarie 2023, vor fi introduse sistematic contoare inteligente: (i) pentru consumatorii casnici aflaţi în situaţie de neîndeplinire a obligaţiilor de plată; (ii) atunci când contorul trebuie să fie schimbat; (iii) pentru noile racordări la reţea; (iv) atunci când consumatorul solicită acest lucru;

2. până cel târziu la 31 decembrie 2029, vor fi instalate contoare inteligente în proporţie de 80 % pentru: (i) consumatorii cu un consum egal sau mai mare de 6 000 kWh; (ii) prosumatori, atunci când puterea electrică netă care poate fi dezvoltată este egală cu sau mai mare de 5 kWe; (iii) punctele de încărcare puse la dispoziţia publicului;

(c) Regiunea Bruxelles: contoare inteligente instalate: (i) atunci când contoarele trebuie schimbate; sau (ii) pentru noile racordări la reţea.

(65) Belgia a avut o rată de interconectare electrică de 21 % în 2020. Prin proiectele deja planificate (a se vedea Planul federal de dezvoltare 2020-2030) ([38]), rata de interconectare electrică din Belgia va ajunge la aproximativ 30 % până în 2030 ([39]). Următoarele consolidări ale reţelei belgiene au devenit recent sau vor deveni operaţionale în următorii ani:

(a) ALEGrO: proiectul de interes comun (PIC) ALEGrO constând într-o linie de interconexiune de 1 GW între Belgia şi Germania a fost pus în funcţiune în 2020 ([40]);

(b) NEMO: proiectul de interes comun NEMO constând într-o linie de interconexiune de 1 GW între Belgia şi Regatul Unit este operaţional din 2019;

(c) BRABO: proiectul de interes comun BRABO vizează modernizarea reţelei belgiene de energie electrică cu scopul, printre altele, de a creşte capacitatea de import din Ţările de Jos.

2.4. **Beneficiarii**

2.4.1. *Eligibilitatea*

(66) CRM va fi deschis pentru toate capacităţile care pot contribui la adecvarea resurselor, atât pentru capacităţile existente, cât şi pentru cele noi, la stocare şi la răspunsul părţii de consum. Va fi permisă agregarea capacităţilor, inclusiv din tehnologii diferite.

(67) Participarea capacităţilor externe va fi, de asemenea, permisă. Normele sunt descrise în detaliu în secţiunea 2.10.

(68) Beneficiarii CRM vor fi furnizorii de capacitate selectaţi în cadrul procedurii de ofertare concurenţiale.

([37]) În 2020, guvernul flamand a decis să accelereze introducerea contoarelor inteligente, intenţionând să înlocuiască 80 % din numărul total al contoarelor de energie din gospodăriile flamande până la sfârşitul anului 2024. În plus, în Decretul din 17 iulie 2020 privind energia, astfel cum a fost modificat, guvernul flamand a stabilit obiectivul ambiţios ca toate contoarele tradiţionale din Flandra să fie înlocuite cu contoare de energie digitale până la 1 iulie 2029.

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

([39]) Aceste procente se bazează pe definiţiile utilizate de Grupul de experţi pentru obiectivul de interconectare (ITEG), şi anume rata de interconectare = import total/capacitate totală de producţie, importul total implicând „fluxul maxim de energie pe care activul transfrontalier îl poate transmite în conformitate cu criteriile de securitate a sistemului".

([40]) La sfârşitul anului 2020, interconexiunea ALEGrO dintre Belgia şi Germania a fost finalizată, permiţând schimbul de energie electrică între cele două ţări. Din noiembrie 2020, această interconexiune este disponibilă pentru activităţi comerciale.

2.4.2. *Pragul minim de participare*

(69) Pragul minim de participare a fost stabilit la 1 MW, în principal din următoarele motive:

(a) alinierea la piața de echilibrare;

(b) valoarea este rezultatul unui dialog continuu cu participanții la piață, inclusiv al mai multor consultări publice oficiale;

(c) depășirea limitei de 1 MW implică faptul că multe capacități mici trebuie să înceapă procesul obligatoriu de precalificare pentru CRM și să suporte costurile aferente, chiar dacă este posibil ca acestea să nu aibă intenția de a participa la licitația pentru CRM;

(d) de asemenea, depășirea pragului de 1 MW sporește în mod semnificativ sarcina administrativă.

(70) Decretul regal privind criteriile de eligibilitate referitoare la sprijinul cumulat și pragul minim de participare prevede evaluarea nivelului pragului minim de participare pe parcursul duratei de viață a CRM, cel puțin o dată la cinci ani.

(71) Regulile privind agregarea permit participarea furnizorilor de capacitate mai mici care nu îndeplinesc cerința pragului minim.

2.4.3. *Agregarea*

(72) Mai mulți furnizori de capacitate pot opta pentru o agregare într-o singură unitate a pieței de capacități de minimum 1 MW, fără limită maximă. Singura limitare este faptul că punctele de livrare pentru care se aplică programele zilnice de pe piețele energiei (în general, în prezent, punctele de livrare cu o putere mai mare de 25 MW) nu pot face parte dintr-un portofoliu agregat. Agregarea este permisă în toate tehnologiile. În plus, este permisă realocarea componentelor în cadrul unei unități agregate a pieței de capacități („UPC"), pentru a spori flexibilitatea față de agregatori și pentru a încuraja participarea acestora la procesul de licitație.

(73) Regulile privind agregarea vor fi revizuite și modificate periodic, dacă autoritățile belgiene consideră necesar, pentru a se asigura că aceste reguli nu constituie un obstacol în calea participării la licitație.

2.4.4. *Capacitate nedemonstrată*

(74) În cadrul mecanismului este prevăzută o categorie specială, aceea a „capacității nedemonstrate". Aceasta este definită ca fiind capacitatea care, la începutul procesului de precalificare din A-4, nu poate fi asociată cu un punct de livrare și, prin urmare, nu poate respecta cerințele de precalificare referitoare la punctul de livrare. Categoria este deschisă tuturor tehnologiilor și vizează încurajarea participării capacităților care ar putea avea mai multe dificultăți în a asigura deja nivelul de maturitate standard necesar în perioada A-4. Capacitățile nedemonstrate reprezintă proiecte mai puțin mature, de exemplu atunci când punctul de livrare nu este cunoscut încă; nu este disponibil niciun plan de execuție a proiectului, iar proiectul ajunge la maturitate abia în perioada anterioară livrării. Autoritățile belgiene au explicat că conceptul de „capacitate nedemonstrată" a fost introdus la cererea pieței și ar putea fi util în special agregatorilor/furnizorilor de răspuns al părții de consum, care au în vedere posibilitatea de a găsi o astfel de capacitate în perioada anterioară livrării, dar, de exemplu, încă nu au finalizat acordurile cu locurile de consum/au în vedere perspective multiple. O capacitate nedemonstrată ar trebui oferită numai în cadrul licitației A-4. Acestei categorii i se poate atribui doar categoria de capacitate standard cu contract pe 1 an (a se vedea considerentele 138 și 145).

(75) Pentru a reduce riscul la adresa securității sistemului prin recurgerea la proiecte mai puțin mature, capacitatea totală care urmează să fie acceptată în această categorie este limitată la 200 MW pentru prima licitație. Legea privind energia electrică prevede că se ia o decizie cu privire la această capacitate maximă totală pentru fiecare licitație în parte. Pragul ar putea evolua și mai mult în timp, pe baza unei experiențe pozitive.

2.4.5. *Reducerea*

2.4.5.1. Norme generale

(76) CRM este deschis tuturor deținătorilor de capacitate în funcție de rata lor de disponibilitate și de contribuția lor la obiectivul de adecvare a resurselor. Într-adevăr, nu se preconizează că UPC-urile vor fi disponibile 100 % din timp la 100 % din puterea lor de referință din cauza, de exemplu, a condițiilor meteorologice, a ciclurilor de întreținere, a defecțiunilor.

(77) Din acest motiv, se calculează un factor de reducere pentru fiecare tehnologie, pentru a evalua fiabilitatea acesteia și contribuția sa la siguranța alimentării în momente care sunt deosebit de relevante din punctul de vedere al adecvării (așa-numitele „ore de deficit simulat"). Prin urmare, deținătorii de capacitate pot participa la licitație și, astfel, sunt eligibili numai pentru contractele de capacitate care nu depășește capacitatea lor redusă ([41]).

(78) Metodologia de calculare a acestor parametri de reducere diferă în funcție de tehnologie și este specificată mai în detaliu în decretul regal, care stabilește metodologia pentru calculul capacităților și parametrii de licitație. Metodologia va depinde de categoria capacității:

(a) factorii de reducere pentru tehnologiile termice cu program zilnic sunt stabiliți pe baza analizei statistice a datelor istorice prin subcotarea ratei de întrerupere forțată, deoarece se presupune că acest parametru este independent de condițiile climatice;

(b) factorii de reducere pentru tehnologiile termice fără program zilnic sunt determinați prin măsurători. Dacă măsurătorile sunt insuficiente, aceștia sunt simulați prin împărțirea contribuției medii preconizate a acestor tehnologii în timpul orelor de deficit simulat la puterea nominală de referință agregată a tehnologiei;

(c) factorii de reducere pentru tehnologiile dependente de condițiile meteorologice cu program zilnic și pentru tehnologiile dependente de condițiile meteorologice fără program zilnic care nu au ales un acord privind nivelul serviciilor [a se vedea litera (e) de mai jos] vor fi determinați prin împărțirea contribuției medii asociate a acestor tehnologii în timpul orelor de deficit simulat la puterea nominală de referință agregată a tehnologiei aplicabile;

(d) factorii de reducere pentru tehnologiile cu program zilnic care sunt limitate din punct de vedere energetic vor fi determinați prin împărțirea contribuției medii preconizate a acestor tehnologii în timpul orelor de deficit simulat la puterea nominală de referință agregată;

(e) acord privind nivelul serviciilor („SLA") (de regulă, pentru răspunsul părții de consum sau stocarea de mici dimensiuni, dar este accesibil și tuturor tehnologiilor fără program zilnic, inclusiv SRE): factorul de reducere este asociat fiecărui SLA selectat chiar de UPC în timpul procesului de precalificare (și astfel cum este stabilit în contractul de capacitate), în funcție de constrângerile energetice selectate. Acest lucru permite tehnologiilor fără program zilnic să își stabilească singure care SLA se potrivește cel mai bine constrângerilor lor tehnice, mai degrabă decât să fie plasate într-un SLA predefinit. În plus, un agregator poate alege un SLA care se potrivește cel mai bine portofoliului său.

(79) La 4 mai 2021, Belgia a furnizat factorii de reducere actualizați prezentați în tabelul de mai jos:

Tabelul 4

Factorii de reducere

Acord privind nivelul serviciilor (SLA)		
Disponibilitate/durată [h]	SLA	Stocare de mari dimensiuni
1 h	11 %	11 %
2 h	19 %	19 %
3 h	28 %	28 %
4 h	36 %	36 %
6 h	52 %	52 %
8 h	65 %	65 %

Tehnologii termice cu program zilnic

Subcategorie	**Factor de reducere**
Turbină cu gaze în ciclu combinat	91 %
Turbină cu gaze în circuit deschis	90 %
Turboreactoare	96 %

([41]) Furnizorii de capacitate sunt eligibili pentru contracte de capacitate doar în limita volumului lor eligibil, definit ca puterea lor de referință (luând în considerare volumele de neparticipare) înmulțită cu factorul de reducere.

Motoare cu gaz	95 %
Motoare diesel	93 %
CHP	93 %
Biomasă	93 %
Deșeuri	93 %
Nuclear	96 %
Cărbune	90 %
Tehnologii cu consum redus de energie, cu program zilnic	
Disponibilitate/durată [h]	**Factor de reducere**
1	11 %
2	19 %
3	28 %
4	36 %
5-6	52 %
7-8	65 %
Tehnologii dependente de condițiile meteorologice	
Subcategorie	**Factor de reducere**
Energie eoliană offshore	15 %
Energie eoliană produsă pe țărm	6 %
Energie solară	4 %
Hidroenergie de pe cursul râului	34 %
Tehnologii termice fără program zilnic	
Subcategorie	**Factor de reducere**
Tehnologii termice agregate	62 %

Sursa: Anunțul ([42]).

(80) Regulile privind reducerea pot fi revizuite anual și modificate, dacă este necesar. În mod special, OTS va fi consultat cu privire la lista tehnologiilor actuale existente pe piață. În cazul în care s-ar primi observații potrivit cărora un tip nou de tehnologie lipsește din listă, acesta ar putea fi totuși luat în considerare în timpul calibrării anuale a factorilor de reducere. Prin urmare, dacă este necesar, factorii de reducere și tehnologiile vor fi actualizate anual și revizuite.

2.4.6. Norme aplicabile participării transfrontaliere

(81) În ceea ce privește participarea transfrontalieră, capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe indirecte într-o zonă de control este definită de operatorul de sistem pentru fiecare zonă de piață direct conectată electric la zona de control belgiană, în conformitate cu articolul 26 din Regulamentul privind energia electrică.

(82) Până la adoptarea strategiilor, propunerilor sau deciziilor relevante de punere în aplicare a articolului 26 din Regulamentul privind energia electrică, contribuția fiecărei zone de piață direct conectate cu Belgia este stabilită prin contribuția acestor zone în timpul orelor de deficit simulat, astfel cum se descrie în secțiunea 2.10.1.

([42]) Disponibil și la adresa: CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf (fgov.be)

2.4.7. *Norme aplicabile capacității nedemonstrate*

(83) Pentru a garanta condiții de concurență echitabile cu alte capacități contractate în cadrul licitației A-4, Elia va utiliza factorii de reducere cunoscuți la momentul licitației A-4 ca parametru de intrare pentru procesul standard de precalificare al capacităților nedemonstrate (întrucât procesul standard de precalificare referitor la aceste capacități poate fi organizat în termen de cel mult 24 de luni de la licitația A-4).

2.5. **Procesul de licitație și regulile de stabilire a prețurilor**

2.5.1. *Frecvența licitațiilor*

(84) Conform notificării, OTS va organiza licitații pentru CRM în funcție de nivelul resurselor de capacitate necesare în vederea garantării unui nivel corespunzător de adecvare a resurselor pentru a atinge standardul de fiabilitate.

(85) O licitație pentru capacitate este organizată în fiecare an pentru livrarea capacității peste patru ani („licitația A-4"). În anul imediat anterior anului de furnizare a capacității vizate de licitația principală se organizează o altă licitație („licitația A-1"). Prima licitație A-4 este planificată să fie organizată în 2021, iar prima licitație A-1 ar trebui să aibă loc în 2024.

2.5.2. *Determinarea volumului care urmează să fie licitat*

(86) Într-o versiune anterioară a Legii energiei electrice, articolul 7j alineatul (2) prevedea că metodologia care definește parametrii prin care se determină volumul de capacitate care urmează să fie achiziționat a fost propusă de OTS. În temeiul Regulamentului privind energia electrică, care este aplicabil de la 1 ianuarie 2020, statul membru aprobă volumul care urmează să fie licitat pe baza unei propuneri din partea autorității de reglementare CREG. Prin urmare, Comitetul CRM (SPF Economie, CREG, Elia și Cabinetul ministrului energiei) a decis deja în 2019 că CREG va elabora o propunere de metodologie pentru parametrii care determină volumul care urmează să fie achiziționat prin licitații. Considerentele următoare oferă mai multe detalii cu privire la cronologie.

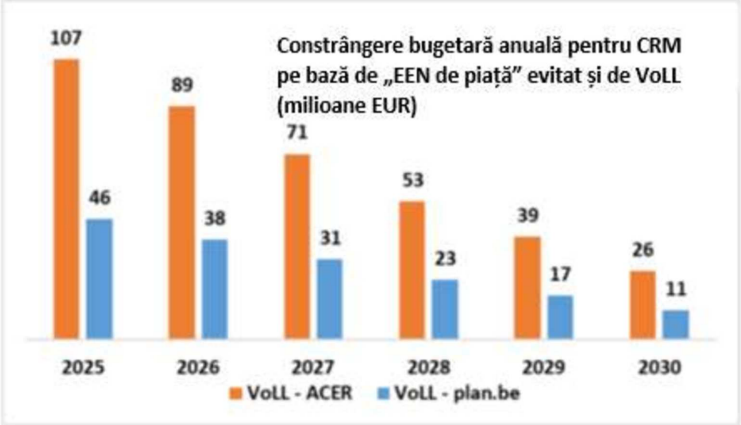
(87) La 22 noiembrie 2019, Elia a elaborat un proiect de propunere de decret regal de stabilire a metodologiei pentru parametrii licitației (cum ar fi factorii de reducere, prețul de exercitare și prețul de referință, plafonul prețului intermediar), inclusiv a procesului prin care se stabilește scenariul de determinare a capacității necesare ([43]). La 6 decembrie 2019, CREG a adoptat un aviz ([44]) privind propunerea Elia, în care explică în special faptul că utilizarea scenariului EU-HiLo pentru a determina capacitatea care urmează să fie achiziționată este inadecvată ([45]) și nu este în conformitate cu articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică.

(88) La 18 martie 2020, CREG a transmis ministrului belgian al energiei un proiect al propunerii 2064 pentru determinarea volumului de capacitate care urma să fie achiziționat. Proiectul de propunere a fost inspirat în mare măsură de nota (Z) 2024 a CREG, care a fost transmisă ministrului la 20 decembrie 2019, în urma unei consultări publice ([46]). CREG a adoptat propunerea finală la 24 martie 2020 ([47]). Propunerea:

(a) generează o constrângere bugetară în care costul CRM trebuie să fie mai mic decât costul pentru consumator din cauza energiei nelivrate preconizate (*expected non-delivered energy* – EENS) ([48]), care este evitată printr-un CRM. Costul CRM este costul capacității solicitate pentru respectarea standardului de fiabilitate. Costul preconizat al deficitului de energie este EENS înmulțit cu disponibilitatea de a plăti pentru clienții care, în mod neintenționat,

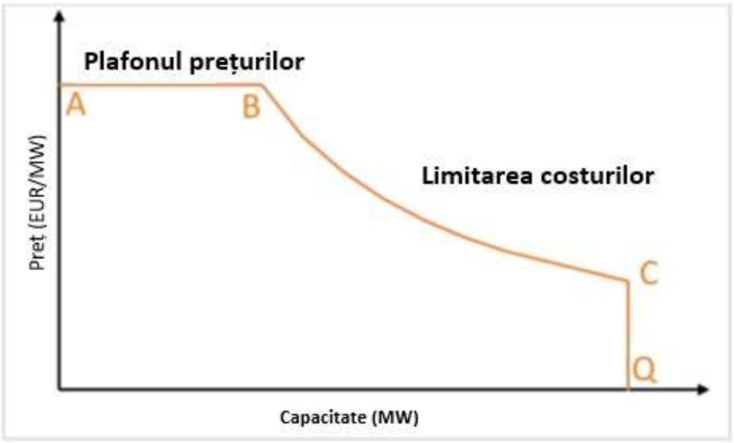
([43]) https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm
([44]) https://www.creg.be/fr/publications/avis-a2030
([45]) „Utilizarea unui scenariu Hi-Lo, în care se presupune că evenimentele extreme constituie scenariul de bază, cu greu poate fi considerată un «an normal din punct de vedere statistic». Dimpotrivă, un scenariu Hi-Lo implică, prin definiție, o situație excepțională. CREG nu contestă faptul că pot apărea situații extreme, dar acestea trebuie să fie incluse cu probabilitatea aferentă într-o simulare probabilistică. În schimb, analizele realizate de Elia privind siguranța alimentării, bazate pe un scenariu de tip Hi-Lo, implică calcularea unei medii LOLE cu o ipoteză de bază anormală din punct de vedere statistic (și anume, «probabilitate scăzută»)."
([46]) https://www.creg.be/fr/publications/note-z2024
([47]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064
([48]) Energie estimată nedistribuită: previziune a cererii anuale care nu poate fi furnizată din resursele disponibile pe piața energiei, exprimată în MWh.

nu primesc această energie (VoLL). În cazul unui risc pentru siguranța alimentării, VoLL reprezintă costul nefurnizării anunțat în prealabil. Utilizând valorile VoLL ale Biroului de planificare ([49]) și ale unui studiu realizat de ACER ([50]), CREG obține următoarea constrângere bugetară:



Sursa: CREG, „Propunerea (E) 2064 – 24 martie 2020".

(b) obține următoarea curbă a cererii, în care volumul vizat care urmează să fie licitat este C-Q ([51]):



Sursa: CREG, „Propunerea (E) 2064 – 24 martie 2020".

(89) Ținând seama de rezultatele consultării publice privind nota CREG 2024, Ministerul Energiei din Belgia a concluzionat că metodologia propusă de CREG (în special constrângerea bugetară) nu oferă suficiente garanții că obiectivul CRM de a „asigura nivelul necesar de siguranță a alimentării" va fi respectat în conformitate cu criteriile legale.

(90) În consecință, Ministerul Energiei din Belgia a elaborat o metodă alternativă care definește parametrii de determinare a cantității de capacitate achiziționată în cadrul mecanismului de asigurare a capacității, ținând seama de propunerea Elia de decret regal menționată în considerentul 87 și de propunerea CREG menționată în considerentul 88. În perioada 23 martie 2020-27 martie 2020 a avut loc o consultare publică cu privire la această metodologie adaptată. În conformitate cu Legea privind CRM modificată, articolul 7j alineatul (2) adaptat din Legea privind

([49]) https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf
([50]) https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/network-development
([51]) Alte elemente ale propunerii CREG pot fi consultate aici: https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064

energia electrică prevede că parametrii care definesc volumul care urmează să fie achiziționat sunt definiți într-un decret regal, pe baza unei propuneri din partea autorității de reglementare. Decretul regal final a fost publicat în Monitorul Oficial al Belgiei la 30 aprilie 2021, în urma aprobării Legii privind CRM modificate ([52]). Considerentele 91-99 descriu procesul astfel cum este prevăzut în prezentul decret regal final.

(91) În fiecare an, volumul de capacitate necesar pentru a îndeplini standardul de fiabilitate într-un anumit an de furnizare viitor (adică volumul țintă) va fi stabilit pe baza unei propuneri din partea autorității de reglementare. Autoritatea de reglementare face această propunere luând în considerare datele furnizate de OTS, dar și aceste date sunt calculate de OTS pe baza unui scenariu și a unor valori intermediare care au fost propuse de autoritatea de reglementare și care au fost stabilite de ministru. Volumul țintă este stabilit pe baza standardului legal de fiabilitate, care corespunde unei anumite valori a LOLE. Pentru a se asigura îndeplinirea acestui criteriu se calibrează un scenariu. După calibrarea scenariului, se efectuează o simulare de piață care conduce la identificarea orelor de deficit simulat. Volumul țintă este apoi calculat ca suma sarcinii medii în timpul orelor de deficit simulat și a nevoii de echilibrare, din care se scade media EENS în timpul orelor de deficit simulat.

(92) Scenariul menționat în considerentul 91 va fi unul dintre scenariile de referință principale utilizate pentru a identifica problema adecvării resurselor, fie din ultima ERAA ([53]), fie din cea mai recentă NRAA ([54]), și va fi actualizat cu cele mai recente informații disponibile ([55]). Procesul de finalizare a volumului de capacitate care urmează să fie achiziționat trebuie, de asemenea, să respecte părțile relevante din Regulamentul privind energia electrică.

(93) Decretul regal prevede următoarea procedură pentru stabilirea scenariului de referință. Ca bază pentru decizia ministrului energiei, OST din Belgia va publica, după consultarea publică a părților de pe piață, o recomandare cu privire la date și ipoteze. Ulterior, autoritatea de reglementare va prezenta o propunere privind scenariul de referință, ținând seama de metodologia prevăzută în decretul regal. În cele din urmă, SPF Economie va publica un aviz cu privire la această propunere. Decizia finală privind alegerea scenariului este responsabilitatea ministrului energiei.

(94) Un plafon global al licitației determină remunerația maximă care poate fi primită de o ofertă în cadrul licitației CRM și se aplică tuturor categoriilor de capacitate. Prin limitarea remunerației maxime care poate fi primită, plafonul global al licitației limitează riscul de abuz de putere de piață ca urmare a depunerii unor oferte necorespunzătoare. Plafonul global al licitației este calculat înmulțind valoarea CONE netă ([56]) cu un factor X. Valoarea factorului de corecție X ia în considerare incertitudinile legate de estimarea valorii CONE nete, atât la nivelul variabilității costului brut al unui nou concurent asociat cu diferite tehnologii, cât și la stabilirea anuităților anuale inframarginale de pe piața energiei și a veniturilor nete de pe piața serviciilor auxiliare de echilibrare. Plafonul global al prețului licitației pentru prima licitație este egal cu 75 EUR/kW/an, care este egal cu valoarea netă a CONE înmulțită cu un factor de corecție de 1,50 ([57]).

(95) Curba cererii pentru licitațiile A-4 este concepută pe baza a 3 puncte, după cum se arată în continuare în figura de mai jos:

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

([53]) Articolul 23 din Regulamentul privind energia electrică.

([54]) Articolul 24 din Regulamentul privind energia electrică.

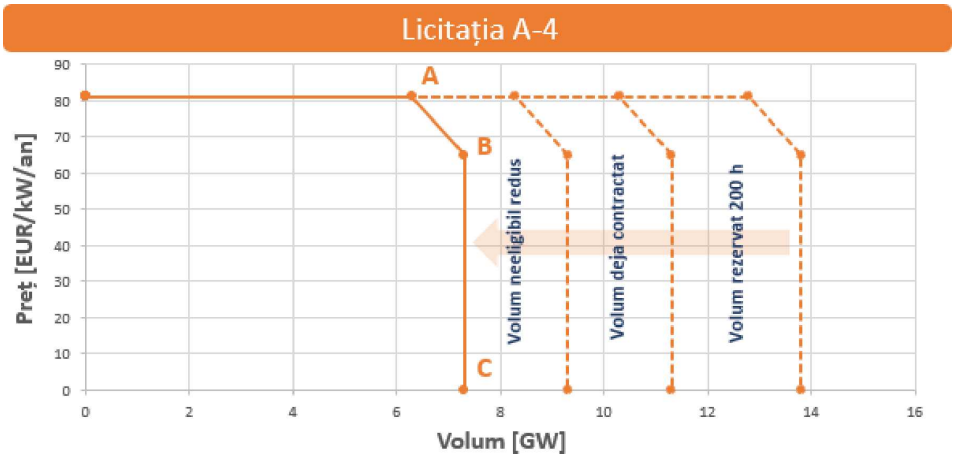
([55]) Scenariul de referință utilizat pentru calibrarea primei curbe a cererii este descris în considerentul 287.

([56]) Valoarea CONE netă reprezintă veniturile de care ar avea nevoie cea mai bună tehnologie nou-intrată pe piața de capacități pentru a compensa „fondurile lipsă” de pe piața energiei pentru o perioadă de 1 an. Aceasta se calculează prin eliminarea din valoarea CONE brută a veniturilor de pe piață și a veniturilor din serviciile auxiliare.

([57]) Autoritatea de reglementare CREG a lansat o consultare publică în perioada 1 iulie 2020-13 iulie 2020 referitoare la o propunere privind valorile CONE pentru o listă restrânsă de tehnologii de referință, WACC și factorul de corecție X [a se vedea considerentul 99 litera (b)].

Figura 1

Estimare orientativă a curbei cererii A-4



Sursa: Anunțul.

(a) Punctul B corespunde, pe axa ordonată, valorii CONE nete ([58]). Pe abscisă, punctul B corespunde volumului țintă (luând în considerare sarcina medie în timpul orelor de deficit simulat, rezervele de echilibrare, energia medie care nu este furnizată în timpul orelor de deficit simulat, volumul neeligibil redus, volumul deja contractat și rezervarea unei părți din volum pentru licitația A-1, astfel cum se descrie în considerentul 98).

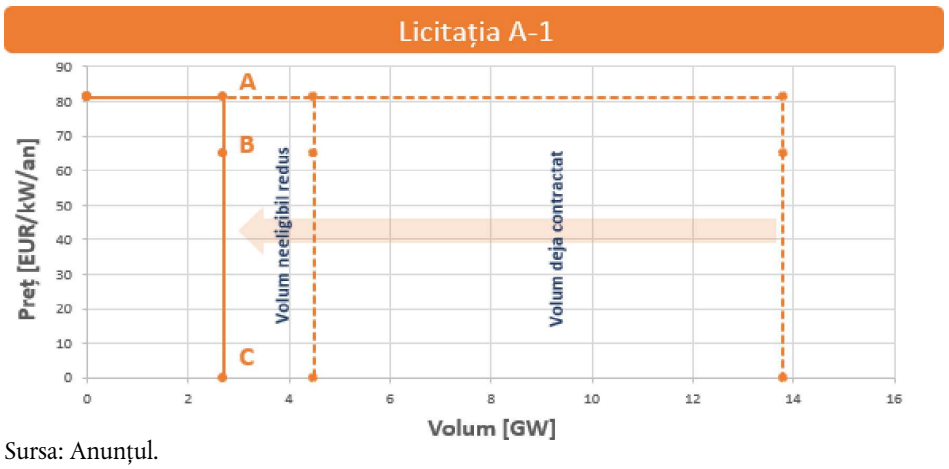
(b) Punctul C corespunde, pe ordonată, valorii 0, iar pe abscisă, volumului țintă.

(c) Pe ordonată, punctul A corespunde plafonului global al prețului licitației. Pe abscisă, punctul A corespunde unui volum specific calculat ca volumul de la punctul B [a se vedea considerentul 95 litera (a)], dar utilizând o altă valoare LOLE ($LOLE_A$). $LOLE_A$ corespunde standardului de fiabilitate (adică LOLE de referință) înmulțit cu factorul de corecție X (a se vedea considerentul 94).

(96) Curba cererii pentru licitațiile A-1 este concepută pe baza acelorași puncte B și C ca și pentru licitațiile A-4, dar volumul țintă este ajustat pentru a lua în considerare capacitatea deja contractată în cadrul licitației A-4 care corespunde aceleiași perioade de livrare. Pe ordonată, punctul A corespunde plafonului global al prețului licitației, iar pe abscisă, volumului țintă.

Figura 2

Estimare orientativă a curbei cererii A-1



Sursa: Anunțul.

([58]) Luând în considerare tehnologiile CCGT, OCGT și diesel din lista restrânsă a tehnologiilor de referință și presupunând niveluri medii pentru valoarea CONE brută, veniturile de pe piața energiei și veniturile din serviciile auxiliare.

(97) Autoritățile belgiene consideră că structura curbelor cererii respectă două principii:

(a) asigură siguranța aprovizionării: aceasta înseamnă că, după încheierea licitațiilor A-4 și A-1, standardul de fiabilitate ar trebui să fie îndeplinit, în caz contrar CRM nu și-ar îndeplini obiectivul. Întrucât punctul B corespunde volumului necesar pentru îndeplinirea standardului de fiabilitate, ar trebui să se asigure contractarea cel puțin a acestui volum. Întrucât, după o licitație A-4, există încă posibilitatea de a contracta capacități suplimentare în cadrul licitației A-1, este posibilă o curbă înclinată între punctul A și punctul B în A-4, ceea ce permite contractarea unei cantități mai mici decât cantitatea calibrată pentru punctul B din licitația A-4 respectivă. Cu toate acestea, contractarea unui volum mai mic decât volumul aferent punctului B din A-1 nu ar garanta îndeplinirea standardului de fiabilitate. Acest lucru explică secțiunea verticală din A-1 dintre punctul A și punctul B; și

(b) asigură un mecanism proporțional, cu costuri minime: aceasta înseamnă că volumul total care urmează să fie achiziționat nu ar trebui să depășească volumul necesar pentru îndeplinirea standardului de fiabilitate, deoarece, în caz contrar, s-ar majora astfel costul total al mecanismului. Acest lucru explică de ce curba cererii este verticală între punctul B și intersecția cu axa X atât în cadrul licitațiilor A-4, cât și în cadrul licitațiilor A-1.

(98) În conformitate cu Legea privind energia electrică, un volum minim de capacitate trebuie rezervat pentru licitațiile A-1 și dedus din volumul țintă pentru licitația A-4. Acest volum rezervat trebuie să fie cel puțin egal cu capacitatea necesară, în medie, pentru a acoperi capacitatea totală de vârf pentru mai puțin de 200 de ore de funcționare pe an. În conformitate cu Decretul regal de stabilire a metodologiei pentru calculul capacității și pentru parametrii licitației în contextul mecanismului de remunerare a capacității de producție, capacitatea necesară pentru a acoperi capacitatea totală de vârf pentru mai puțin de 200 de ore, în medie, se determină, pentru fiecare bloc de 100 MW, în funcție de numărul mediu de ore necesar pentru îndeplinirea criteriului de siguranță a alimentării pe baza curbei de durată a sarcinii. Acestea sunt orele necesare anumitor capacități pentru a satisface consumul maxim de energie electrică. Estimarea curbei cererii a dus la rezervarea a aproximativ 2,5 GW pentru licitația A-1 prevăzută pentru 2024. Potrivit Belgiei, decizia de a rezerva o parte din volumul care urmează să fie achiziționat pentru procesul de licitație A-1 reflectă dorința sa de a sublinia neutralitatea tehnică și deschiderea tehnică a mecanismului. Această măsură încurajează participarea furnizorilor de servicii de răspuns al părții de consum, deoarece ar putea fi mai dificil pentru aceste capacități să își planifice disponibilitatea cu mult timp înainte, ceea ce ar putea complica participarea lor la licitația A-4. În pofida acestui transfer al volumului de capacitate la licitația A-1, tuturor deținătorilor de capacitate li se permite să participe atât la procesul de licitație A-4, cât și la procesul de licitație A-1 pentru o anumită perioadă de livrare.

(99) Anticiparea punerii în aplicare a proiectului final de decret regal:

(a) Elia a lansat o consultare publică cu privire la scenariile, sensibilitățile și datele pentru calculul parametrilor CRM pentru licitația A-4 pentru perioada de livrare 2025-2026. Consultarea publică a avut loc între 5 mai 2020 și 5 iunie 2020 ([59]). Consultarea organizată de Elia a vizat datele din documentul MAF 2019 al ENTSO-E, actualizat cu cele mai recente informații disponibile din surse publice, și sensibilitățile care trebuie incluse în scenariul de referință și care pot avea un impact asupra siguranței alimentării Belgiei, în conformitate cu decretul regal (a se vedea considerentul 93). După consultarea publică, Elia a recomandat integrarea în scenariul de referință a sensibilității „cererii scăzute” și a unei sensibilități corespunzătoare scenariului EU-HiLo ([60]) (a se vedea considerentul 30). La 10 iulie 2020, CREG a adoptat ulterior o propunere privind un scenariu de referință ([61]), în care își reiterează în special criticile la adresa recomandării Elia de a include o sensibilitate a unei reduceri a disponibilității energiei nucleare franceze cu 4 unități (a se vedea considerentul 87), subliniind, de asemenea, mecanismul de asigurare a capacității existent în Franța pentru a asigura caracterul adecvat și riscul unei creșteri a capacității care trebuie achiziționată. Cu toate acestea, la scurt timp după aceea, Direcția Generală pentru Energie din cadrul SPF Economie a adoptat un aviz adresat ministrului energiei ([62]), în care recomandă integrarea în scenariul de referință a unei modificări a cererii preconizate, deoarece aceasta a scăzut ca urmare a impactului pandemiei de Covid-19. Acesta a inclus, de asemenea, o indisponibilitate suplimentară a unităților nucleare din Franța. Astfel, Direcția Generală pentru Energie din cadrul SPF Economie a respins majoritatea criticilor formulate de CREG, dar totuși a invitat Elia să își revizuiască analiza având în vedere ceea ce a făcut PLEF (a se vedea considerentul 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. Disponibilitatea nucleară franceză – Prima sensibilitate este în concordanță cu studiul pe 10 ani privind adecvarea și flexibilitatea 2020-2030 (Elia, 2019) și este prezentată la punctul 2.6.8. Aceasta include o disponibilitate nucleară redusă cu 4 unități în timpul iernii.”

([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) CREG a organizat o consultare publică în perioada 1 iulie 2020-13 iulie 2020 referitoare la o propunere privind valorile CONE brute, costul mediu ponderat al capitalului (*weighted average cost of capital* – WACC) și factorul de corecție X ([63]). Ministrul energiei decide în fiecare an cu privire la propunerea CREG, dar se poate abate de la aceasta.

(100) Curba cererii pentru licitația A-4 din octombrie 2021 se bazează pe scenariul central al MAF 2019, cu date actualizate și corecții bazate pe „Evaluarea adecvării sistemului de producție", efectuată de PLEF și publicată în aprilie 2020 (a se vedea, de asemenea, considerentele 287-289).

(101) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea utilizează scenariul central al MAF 2020, completat cu cel mai recent set de date disponibil pentru fiecare țară, colectate în cadrul ENTSO-E, și cu informațiile publice sau studiile naționale actualizate pentru alte țări. Potrivit Belgiei, prin utilizarea aceleiași surse (MAF) ca set de date atât pentru evaluările adecvării resurselor, cât și pentru calibrarea curbei cererii, este asigurată coerența.

(102) Belgia a clarificat faptul că sensibilitatea utilizată în calculele curbei cererii pentru prima licitație cu privire la indisponibilitatea capacității nucleare franceze (în conformitate cu „Evaluarea adecvării sistemului de producție" efectuată de PLEF) a fost modelată și în studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea.

(103) Volumul estimat care urmează să fie achiziționat în cadrul primelor licitații A-4 și A-1 este de aproximativ 9,5 GW. Volumul total este definit pentru fiecare licitație și se bazează pe metodologia descrisă în secțiunea 2.5.2. În curba cererii pentru licitația A-4, autoritățile belgiene au rezervat un volum semnificativ pentru licitația A-1, asigurându-se că o nouă calibrare va avea loc în apropierea anului de livrare și evitând scoaterea la licitație a unui volum prea mare de capacitate în cadrul primei licitații A-4. Această rezervă importantă A-1 permite autorităților belgiene să facă față unor ușoare abateri ca urmare a noilor date de intrare și a îmbunătățirilor metodologice, dar în același timp garantează că tehnologiile noi și inovatoare beneficiază de posibilități ample de a participa, asigurând astfel, în practică, neutralitatea tehnologică a măsurii.

(104) În general, aproximativ 54 % din consumul mediu de vârf din momentele de deficit va fi contractat în cadrul licitației A-4 din 2021, reducând astfel volumul vizat la ceea ce este strict necesar.

(105) Belgia s-a angajat să verifice încrucișat și să ajusteze, dacă este necesar, volumele care urmează să fie achiziționate în cadrul licitației T-4 din 2023 și al licitației T-1 din 2026 cu rezultatele NRAA 2023.

2.5.3. *Etapa de precalificare*

(106) Tuturor deținătorilor de capacități de producție de peste 1 MW li se aplică o procedură obligatorie de precalificare. Cu toate acestea, capacitățile precalificate nu sunt obligate să participe la procedura de ofertare (clauză de neparticipare). Pentru a facilita această precalificare obligatorie, este prevăzut un proces de precalificare accelerat pentru a da posibilitatea deținătorilor de capacitate să îndeplinească obligația de precalificare cu un efort minim (este necesară doar o cantitate minimă de informații, cum ar fi un număr de identificare, tipul punctului de livrare și capacitatea instalată totală): pentru deținătorii de capacitate după un proces de precalificare accelerat, capacitatea este tratată automat ca opțiune de neparticipare.

(107) Printre cerințele de precalificare se numără și o limită a emisiilor: furnizorii de capacitate care depășesc limita de emisii de mai jos nu pot participa la licitația pentru capacitate:

(a) pentru capacitățile care au început producția la 4 iulie 2019 sau după această dată, se aplică o limită de emisii de 550 g de CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică;

(b) capacitățile care au început să producă înainte de 4 iulie 2019 nu pot emite mai mult de 550 g de CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și nici mai mult de 350 kg de CO_2 din combustibili în medie pe an per kWe instalat.

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

(108) În plus, ca parte a procesului de precalificare, candidații trebuie să furnizeze o garanție financiară provizorie pentru a li se permite să participe la licitație. Această garanție financiară provizorie intră în vigoare atunci când UPC este selectată în cadrul licitației. În cazul în care, după selectarea în cadrul licitației, furnizorul de capacitate nu își respectă obligațiile contractuale sau în cazul în care nu este dispus să semneze contractul de capacitate, se vor aplica sancțiuni financiare ca parte a procesului de control înainte de livrare. Contrapartea contractuală are dreptul de a solicita garanții financiare pentru cazul în care aceste sancțiuni rămân neplătite. La momentul precalificării, valoarea garanției financiare provizorii va fi de 20 000 EUR/MW pentru UPC-urile virtuale și suplimentare și de 10 000 EUR/MW pentru UPC-urile existente, în funcție de volumul eligibil al UPC (având în vedere că nu se cunoaște încă capacitatea contractată și pentru a se asigura că garanția financiară este proporțională cu dimensiunea proiectului și cu riscul aferent pentru sistem în cazul nelivrării). În cazul în care capacitatea finală contractată a UPC este mai mică decât volumul eligibil al acesteia, valoarea garanției financiare este redusă pentru diferența pozitivă dintre volumul eligibil și capacitatea contractată, înmulțită cu 20 000 EUR (pentru UPC-urile virtuale și suplimentare) sau cu 10 000 EUR (pentru UPC-urile existente).

(109) În plus, părțile care doresc să solicite precalificarea pentru instalații noi (pentru un contract de capacitate cu o durată de 15 ani) pe bază de combustibili fosili trebuie să recunoască faptul că obținerea unui contract de capacitate nu le scutește de obligația de respectare a legislației și a obiectivelor actuale și viitoare stabilite de Uniunea Europeană și/sau Belgia în vederea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. În plus, acestea trebuie să recunoască faptul că obținerea unui contract de capacitate le obligă să contribuie la elaborarea de politici în vederea atingerii acestor obiective. În acest scop, ele trebuie să anexeze o declarație scrisă prin care se angajează:

(a) să studieze fezabilitatea tehnică și economică a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră ale instalației în cauză, în conformitate cu legislația și obiectivele europene și belgiene relevante, până la 31 decembrie 2026;

(b) să stabilească, până la 31 decembrie 2027, un plan de reducere a emisiilor care să indice modul în care vor contribui la tranziția către neutralitatea climatică până în 2050, cu obiective intermediare pentru anii 2035 și 2045; și

(c) să atingă un nivel al emisiilor egal cu zero sau negativ până în 2050. Părțile implicate în stabilirea unui plan de reducere a emisiilor pot decide să efectueze acest studiu în comun.

(110) Respectarea angajamentelor prevăzute în considerentul 109 trebuie demonstrată Direcției Generale pentru Energie din cadrul SPF Economie.

2.5.4. *Caracteristici specifice de organizare a licitațiilor*

2.5.4.1. Regula de stabilire a prețurilor

(111) Mecanismul licitației concurențiale utilizează formatul de licitație sigilat în care ofertanții depun oferte în mod anonim, iar piața este ulterior echilibrată într-o singură rundă. Potrivit autorităților belgiene, prin faptul că nu furnizează informații pieței în timpul echilibrării acesteia și nu le permite ofertanților să își actualizeze ofertele, licitația în plic închis limitează potențialul de abuz de putere de piață. De asemenea, autoritățile belgiene indică faptul că, prin procesul de licitație în plic închis, spre deosebire de licitațiile descendente, ofertanții nu au obligația ca (de obicei) timp de 2-3 zile să fie disponibili pentru a reacționa la informațiile care sunt puse la dispoziție pentru procesul de licitație. Acest proces de licitație care este mai puțin complex și necesită mai puțin timp ar putea reduce și mai mult bariera la intrare, relevantă în special pentru actorii noi și mici și pentru părțile care asigură răspunsul părții de consum a căror activitate principală nu este legată de piața energiei.

(112) Tuturor ofertanților câștigători li se va acorda o remunerație pentru capacitate, pe baza regulii de stabilire a prețului *pay-as-bid* (plată la prețul de ofertă) pentru toate licitațiile legate cel puțin de cele două perioade de livrare inițiale (licitațiile A-4 și A-1 pentru perioadele de livrare care încep în noiembrie 2025 și noiembrie 2026). Cu alte cuvinte, furnizorii de capacitate câștigători vor primi ca remunerație pentru capacitate prețul oferit.

(113) În urma prezentării către Parlament a unui raport de evaluare, licitațiilor legate de perioadele de livrare ulterioare li s-ar putea aplica regula de stabilire a prețului *pay-as-cleared* (plată la prețul de echilibrare). Conform regulii *pay-as-cleared*, remunerația pentru capacitate este egală cu prețul ofertei selectate celei mai ridicate (cu limitarea plafonului prețului intermediar, a se vedea secțiunea 2.5.4.2).

(114) Autoritățile belgiene consideră că situația adecvării din Belgia, în jurul anului 2025, va necesita noi capacități (a se vedea considerentul 29). Prin urmare, deținătorii de capacitate care prezintă structuri de costuri foarte eterogene vor concura, probabil, în cadrul licitațiilor CRM inițiale. În consecință, autoritățile belgiene se tem că unii furnizori de capacitate ar putea beneficia de rente CRM inframarginale ridicate și, prin urmare, de profituri excepționale în cazul în care se aplică regula *pay-as-cleared*. Potrivit Belgiei, teoretic, în cazul unor informații perfecte, atunci când participanții la piață pot anticipa posibilul preț de echilibrare a pieței în conformitate cu principiul *pay-as-cleared*, regula de stabilire a prețului *pay-as-bid* ar conduce la același rezultat, întrucât ofertanții sunt stimulați să liciteze la acest preț de închidere anticipat. Cu toate acestea, în practică, un anumit grad de incertitudine și imprevizibilitate legat de prețul de piață *pay-as-cleared* potențial este asociat, inevitabil, cu primele licitații CRM. Prin urmare, în conformitate cu regula de stabilire a prețului *pay-as-bid*, actorii de pe piață pot acționa cu mai multă prudență pentru a evita riscul de a nu fi selectați și, prin urmare, regula *pay-as-bid* poate conduce la un rezultat mai puțin costisitor.

(115) Cu toate acestea, Belgia consideră că avantajul eficienței din punctul de vedere al costurilor prezentat de licitațiile de tip *pay-as-bid* ar putea scădea în timp, nu numai pentru că cerința de capacitate nouă ar putea dispărea, ci și pentru că licitațiile recurente de tip *pay-as-bid* permit participanților la piață să anticipeze mai bine prețul de echilibrare a pieței de referință, ceea ce conduce la o curbă „plată" a ofertei. În plus, în cazul în care problema fondurilor lipsă ar dispărea pe termen mediu și lung, regula *pay-as-bid* ar putea împiedica prețul să tindă spre zero, deoarece furnizorii de capacitate nu sunt stimulați să liciteze la zero în conformitate cu această regulă de stabilire a prețului.

(116) Belgia consideră că, după licitațiile ulterioare, regula de stabilire a prețului *pay-as-cleared* ar putea deveni cea mai bună alegere pentru a stimula concurența, pentru a oferi un semnal transparent privind prețul și pentru a permite ca remunerațiile pentru capacitate să tindă la zero atunci când se preconizează că nivelul capacității furnizate va fi adecvat pentru a satisface nivelul de capacitate solicitat. O caracteristică importantă a regulii de stabilire a prețului *pay-as-cleared* este faptul că un comportament de ofertare rațional este de a licita la costuri reale. De asemenea, deoarece regula de stabilire a prețului *pay-as-cleared* oferă pieței un semnal transparent privind prețul, aceste informații pot fi deosebit de valoroase pentru unitățile mici și pentru noii actori de pe piață, deoarece le pot oferi o idee mai clară despre condițiile de piață actuale și preconizate pentru viitor, încurajând astfel participarea în timp. În plus, regula de stabilire a prețului *pay-as-cleared* facilitează acordurile contractuale, în special pentru agregări. Prin urmare, Belgia va prevedea o procedură care să facă posibilă modificarea regulii de stabilire a prețului *pay-as-cleared* atunci când se demonstrează că acest lucru este avantajos.

2.5.4.2. Plafonul prețului intermediar

(117) Astfel cum se descrie în detaliu în secțiunea 2.6, o UPC care necesită investiții semnificative poate solicita un contract de capacitate multianual. Pentru moment, această regulă nu se aplică participării externe indirecte, care nu poate primi decât un contract pe o perioadă de un an (a se vedea considerentele 143 și 144). Potrivit autorităților belgiene, UPC-urile din categoria de contracte pe o perioadă de un an se confruntă cu cerințe constând în costuri de investiții inexistente sau scăzute care ar trebui acoperite (în caz contrar, s-ar califica pentru un contract multianual). Prin urmare, se prevede aplicarea unui plafon al prețului intermediar pentru UPC-urile din categoria contractelor pe o perioadă de un an, pentru a se evita profiturile excepționale. Această regulă se va aplica, de asemenea, contractelor atribuite capacității externe indirecte (a se vedea în detaliu secțiunea 2.10.1).

(118) UPC-urile din cadrul categoriei de contracte de un an nu vor putea să liciteze la un preț mai mare decât plafonul prețului intermediar. În plus, chiar și în cadrul regulii *pay-as-cleared* (a se vedea considerentul 113), aceste UPC-uri nu ar primi plăți pentru capacitate mai mari decât plafonul prețului intermediar.

(119) Potrivit autorităților belgiene, plafonarea prețului intermediar va împiedica, de asemenea, actorii de pe piață cu putere de piață semnificativă să decidă în mod strategic să blocheze sau să închidă capacitatea existentă, scoțând astfel efectiv capacitatea de pe piață, ceea ce ar influența prețul de echilibrare a pieței. Prin limitarea remunerațiilor maxime pentru capacitate aferente capacităților din categoria contractelor cu o durată de 1 an (printre care activele existente), plafonarea prețului intermediar ar limita potențialul obținerii de rente inframarginale excesive.

(120) Autoritățile belgiene indică faptul că plafonul prețului intermediar, pe de o parte, ar trebui să fie suficient de scăzut pentru a evita profiturile excepționale, dar, pe de altă parte, nu ar trebui să fie atât de scăzut încât să împiedice profiturile normale ale investitorilor sau chiar să împiedice UPC-urile să participe la licitația CRM și să creeze un semnal de ieșire nedorit.

(121) Metodologia descrisă în Decretul regal de stabilire a metodologiei pentru calculul capacității și pentru parametrii licitației în contextul mecanismului de remunerare a capacității de producție stabilește că plafonul prețului intermediar se calibrează la nivelul preconizat al „fondurilor lipsă” pentru tehnologia cu cele mai slabe performanțe existentă în prezent pe piață, luând în considerare atât costurile, cât și veniturile.

(122) Se iau în considerare următoarele costuri:

(a) costurile de exploatare și întreținere (*fixed operation and maintenance* – FOM) fixe anuale;

(b) costurile de întreținere neanuale anualizate (excluzând costurile legate de o creștere a capacității sau de extinderea duratei de viață a unei instalații);

(c) costurile de activare pentru un test de disponibilitate.

(123) Aceste componente de cost sunt împărțite la factorii de reducere aplicabili, deoarece plafonul prețului intermediar se aplică în cadrul licitației în care prețurile sunt exprimate per MW redus. Autoritățile belgiene au furnizat datele prezentate în tabelul 5 de mai jos ([64]).

Tabelul 5

Costurile anuale totale pentru o listă restrânsă de tehnologii existente ([65])

	Costuri FOM anuale [EUR/kW/an]			Costul de activare pentru testul de disponibilitate [EUR/kW/an]	Factor de reducere ([66])
	SCĂZUTE	MEDII	RIDICATE		
CCGT	29	30	41	0	91 %
OCGT	19	19	40	0	90 %
Motor turboreactor	23	29	29	0	96 %
Răspuns al părții de consum	5	10	15	0,18	36 %

Sursa: Anunțul.

(124) Se iau în considerare următoarele venituri anuale:

(a) rentele inframarginale anuale obținute pe piața energiei electrice;

(b) veniturile anuale nete din furnizarea de servicii de echilibrare legate de frecvență.

(125) Autoritățile belgiene au furnizat datele prezentate în tabelul 6 de mai jos:

([64]) Elia a lansat o consultare publică cu privire la scenariile, sensibilitățile și datele pentru calculul parametrilor CRM ai licitației A-4 pentru perioada de livrare 2025-2026 [a se vedea considerentul 99 litera (a)].

([65]) Cifre obținute din raportul de calibrare al Elia. Disponibil la adresa: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([66]) Având în vedere că intervalul factorului de reducere pentru „tehnologiile termice la scară largă” variază între 85 și 95 %, se aplică un factor de reducere de minimum 90 % pentru tehnologiile *CCGT*, *OCGT* și *cu motor turboreactor*. Pentru tehnologia de *răspuns al părții de consum*, factorul de reducere reprezintă o medie prin care să se ia în considerare varietatea de posibilități incluse în tehnologia de *răspuns al părții de consum*.

Tabelul 6

Veniturile anuale totale pentru o listă restrânsă de tehnologii existente ([67])

	Venituri anuale totale [EUR/kW/an] ([68])		
	SCĂZUTE	MEDII	RIDICATE
CCGT	5	11	20
OCGT	10,2	12,6	15,5
Motor turboreactor	19,3	23,2	27
Răspuns al părții de consum	14,3	17,1	20

Sursa: Anunțul.

(126) În cele din urmă, „fondurile lipsă” se calculează scăzând venitul anual din valoarea anuală a costurilor. La numărul derivat se adaugă o marjă de incertitudine de 5 %, pentru a se ține seama de incertitudinile generale asociate cu o estimare a „fondurilor lipsă”, în special având în vedere că calibrarea plafonului prețului intermediar necesită generalizarea cifrelor privind costurile și veniturile pentru fiecare tehnologie și că această estimare se realizează cu până la câțiva ani înainte de perioada de livrare relevantă.

(127) Autoritățile belgiene au furnizat datele din tabelul 7. Diferitele „niveluri” pentru valoarea „fondurilor lipsă” reprezintă următoarele categorii: nivelul 1 ia în considerare cifrele costurilor scăzute și cifrele veniturilor ridicate; nivelul 2 ia în considerare cifrele costurilor scăzute și cifrele veniturilor medii; nivelul 3 ia în considerare cifrele costurilor scăzute și cifrele veniturilor scăzute; nivelul 4 ia în considerare cifrele costurilor medii și cifrele veniturilor ridicate; nivelul 5 ia în considerare cifrele costurilor medii și cifrele veniturilor medii; nivelul 6 ia în considerare cifrele costurilor medii și cifrele veniturilor scăzute.

Tabelul 7

Valorile „fondurilor lipsă” derivate pentru o listă restrânsă de tehnologii existente ([69])

„Fonduri lipsă” [EUR/kW redus/an]	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Nivelul 4	Nivelul 5	Nivelul 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
Motor turboreactor	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Răspuns al părții de consum	0	0	0	0	0	0

Sursa: Anunțul.

([67]) Cifre obținute din raportul de calibrare al Elia. Disponibil la adresa: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([68]) Trebuie remarcat faptul că numai comisioanele de rezervare mRRF mai mici de 10 EUR/MW/h sunt luate în considerare la calcularea valorii medii globale, deoarece se consideră că prețurile care depășesc acest punct limită reprezintă perioade cu probleme de adecvare și, prin urmare, nu sunt reprezentative pentru această analiză. Valorile SCĂZUTE/MEDII/RIDICATE sunt calculate ca 60/75/90 % din valoarea medie globală, pentru a ține seama de costurile variabile asociate cu rezervarea mRRF, cum ar fi, de exemplu, un cost pentru depunerea unei oferte. Pentru a evita dubla contabilizare și a lua în considerare numai veniturile nete, veniturile nete din furnizarea de servicii de echilibrare legate de frecvență au fost luate în considerare în următoarea măsură: Veniturile RSF nu sunt luate în considerare, deoarece bateriile sunt susceptibile să devină tehnologia dominantă pentru furnizarea RSF. Tehnologia bateriilor nu este luată în considerare pentru calibrarea plafonului prețului intermediar, deoarece se consideră că acestea obțin o justificare comercială pozitivă prin furnizarea RSF. Veniturile aRRF nu sunt luate în considerare, deoarece se presupune că sunt tehnologii care asigură un arbitraj aRRF între furnizarea de aRRF și vânzarea de energie. Prin urmare, se presupune că comisioanele de rezervare pentru aRRF nu reprezintă un venit net în plus față de rentele inframarginale obținute pe piața energiei. Veniturile mRRF sunt considerate relevante pentru tehnologia cu motor turboreactor (care se presupune că furnizează produsul mRRF standard) și pentru cea de răspuns al părții de consum (care se presupune că furnizează produsul mobile mRRF flex), deoarece acestea furnizează în mod obișnuit aceste servicii în prezent pe piață. Mai precis, veniturile pentru tehnologia cu motor turboreactor și răspunsul părții de consum sunt determinate de un procent din comisionul mediu de rezervare mRRF sau din renta inframarginală de pe piața energiei, în funcție de care dintre cele două conduce la o valoare mai mare.

([69]) Cifre obținute din raportul de calibrare al Elia. Disponibil la adresa: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm

(128) Pe baza datelor de intrare și a datelor furnizate de Elia, precum și a recomandărilor cu privire la aceste date primite din partea autorității de reglementare, autoritățile belgiene au stabilit plafonul prețului intermediar pentru prima licitație, adică licitația A-4 cu perioada de livrare noiembrie 2025-octombrie 2026, la 20 EUR/kW redus/an.

(129) În cursul procedurii oficiale de investigare, Belgia a instituit un mecanism care permite o derogare individuală de la plafonul prețului intermediar ([70]).

(130) Mecanismul de derogare a fost introdus în decretul regal pentru a stabili metodologia de calcul al capacităților și pentru parametrii licitației în contextul CRM. Mecanismul de derogare se aplică în mod egal atât capacităților naționale, cât și celor transfrontaliere indirecte.

(131) În conformitate cu decretul regal, pentru prima licitație, din cauza intervalului scurt dintre proiectarea mecanismului de derogare și pregătirea primei licitații, derogarea va fi acordată *ex post,* adică după închiderea licitației. Belgia a explicat că potențialii beneficiari vor depune cererea de derogare și vor transmite toate informațiile relevante înainte de data licitațiilor. Toate criteriile și regulile pentru derogare vor fi stabilite în mod transparent înainte de data licitațiilor. Derogarea nu va depinde de ofertele depuse de vreun participant la licitație. În cele din urmă, dacă se concluzionează *ex post* că unele unități nu se califică pentru derogare și că plățile acestora sunt reduse, acest lucru nu afectează rezultatul (contractul, plata și cantitatea atribuită) pentru alte unități care au participat la licitație.

2.5.4.3. Reguli privind echilibrarea

(132) Licitația de capacitate ar trebui să fie închisă prin selectarea acelei combinații de oferte care maximizează bunăstarea socială, ținând seama de curba cererii (stabilită în mod administrativ) și de curba ofertei (prin agregarea diferitelor oferte ale deținătorilor de capacitate), și prin luarea în considerare a componentelor de volum și de preț ale diferitelor oferte. În acest context, bunăstarea socială se calculează ca suma dintre surplusul consumatorului (surplus pentru societate rezultat din satisfacerea cererii pentru siguranța alimentării la un preț mai mic decât dorința de a plăti pentru capacitate, definită de curba cererii) și surplusul producătorului (surplus pentru furnizorii de capacitate rezultat din selectarea ofertelor lor la un preț mai mare decât prețul oferit).

(133) În cazul în care mai multe soluții de echilibrare (adică o combinație de oferte) sunt echivalente în ceea ce privește maximizarea surplusului economic, se selectează soluția cu cele mai scăzute emisii de CO_2. Dacă două soluții sunt echivalente atât în ceea ce privește maximizarea surplusului economic, cât și în ceea ce privește emisiile medii ponderate de CO_2, se selectează soluția cu cea mai mică durată medie ponderată a contractului, cu scopul de a evita dependența față de furnizor pe mai mulți ani ([71]).

(134) Algoritmul de licitație va ține seama, de asemenea, de constrângerile de rețea, astfel încât va respinge anumite combinații de oferte care, împreună, nu sunt fezabile din punctul de vedere al rețelei. Setul de constrângeri de rețea legate de rețeaua OTS care se vor aplica în timpul închiderii licitației va fi stabilit înainte de efectuarea închiderii licitației și va fi determinat fie de considerente de securitate a sistemului, fie de limitări ale distanței fizice.

2.6. **Durata contractului**

(135) Potrivit autorităților belgiene, o durată mai lungă a contractului de capacitate îi permite furnizorului de capacitate să obțină finanțare pe termen lung pentru a repartiza costurile de investiții pe o perioadă mai lungă. Acest lucru ar putea reduce remunerația pentru capacitate necesară pe an și ar putea contribui la asigurarea competitivității unui nou proiect în raport cu proiectele existente pe piață. Potențialul unei noi intrări pe piață la un preț competitiv este, de asemenea, extrem de important pentru controlarea puterii de piață a furnizorilor de capacitate existenți.

([70]) O metodologie de obținere a unei derogări individuale a făcut obiectul unei consultări publice desfășurate în februarie 2021.

([71]) Furnizorii de capacitate au obligația de a transmite informații despre CO_2 referitoare la UPC-urile lor în cursul procesului de precalificare. Normele privind funcționarea CRM belgian (a se vedea secțiunea 18.1.17) oferă orientări pentru calcularea emisiilor specifice și anuale, pe baza avizului ACER nr. 22/2019.

(136) Cu toate acestea, o durată mai lungă a contractului de capacitate poate, de asemenea, să „blocheze" o tehnologie pe piața energiei pentru o perioadă mai lungă. Prin urmare, statul belgian a optat pentru categorii de capacitate diferite (de la 1 an până la 3, 8 și 15 ani). În consecință, noilor investiții nu li se acordă imediat un contract de capacitate pentru perioada maximă (15 ani), evitându-se astfel blocarea viitoarei piețe a energiei pentru tehnologii noi (și potențial mai ecologice).

(137) În Decretul regal din 12 decembrie 2019 ([72]) propus de CREG, costurile eligibile sunt definite după cum urmează: „cheltuielile pentru investiții inițiale și nerecurente, care sunt dispuse de la data publicării rezultatelor licitației în care este reținută oferta pentru capacitatea respectivă și care sunt efectuate cel târziu în ziua precedentă primei zile a perioadei de furnizare a capacității, necesare pentru construirea și/sau furnizarea elementelor tehnice fizice esențiale ale capacității și în scopul oferirii de capacități suplimentare pieței belgiene, începând cu prima perioadă de livrare acoperită de contractul de capacitate". Pentru capacitatea existentă, cheltuielile care au ca efect oferirea de capacități suplimentare sunt: (i) cheltuielile necesare pentru a permite capacității să respecte standardele de mediu și, astfel, pentru a o menține pe piață; (ii) cheltuielile necesare pentru creșterea capacității instalate sau a duratei de viață tehnice a instalației și (iii) pentru capacitatea externă directă, cheltuielile necesare pentru conectarea unității la o rețea din zona de control belgiană (a se vedea secțiunea 2.10.2).

(138) Decretul regal propus prevede pragurile prezentate în tabelul 8. Aceste praguri de investiții au fost calculate astfel încât să se asigure că media estimată a costurilor de investiții anualizate este egală între categoriile de capacitate cu o durată maximă a contractului de capacitate de 15, 8 și 3 ani. CREG va propune actualizarea pragurilor de investiții atunci când este necesar și cel puțin o dată la 3 ani ([73]). Pragurile iau în considerare capacitatea instalată, nu capacitatea redusă. Potrivit Belgiei, în cazul în care pentru pragurile de investiții ar fi luată în considerare capacitatea redusă oferită de UPC în locul capacității instalate, capacitățile cu un factor de reducere ridicat ar atinge mai ușor pragurile de investiții pentru contractele multianuale, ceea ce ar fi în contradicție cu obiectivul CRM.

Tabelul 8

Pragurile de investiții pentru contractele de remunerare a capacității pe termen lung

Durata contractului	Praguri propuse de CREG	Noua propunere a guvernului belgian
Ani	***EUR/kW***	***EUR/kW***
15	600	360
8	400	239
3	177	106

Sursa: SPF Economie.

(139) CREG va monitoriza costurile de investiții pentru a se asigura, atât în ceea ce privește evaluarea *ex ante*, cât și cea *ex post* a documentelor depuse de către unitate, că este adecvată categoria de capacitate atribuită fiecărui furnizor de capacitate. În special, furnizorul de capacitate trebuie să furnizeze un dosar de investiții *ex post* pe care autoritatea de reglementare să îl poată utiliza pentru evaluarea *ex post* a categoriei de capacitate atribuite. În cazul în care analiza *ex post* arată că nu au fost îndeplinite criteriile de cost (inclusiv un interval de toleranță redus pentru a ține seama de incertitudinile minore), condițiile contractuale ar putea fi revizuite (de exemplu, reclasificarea UPC în categoria de contracte corespunzătoare). În plus, în cazul în care dosarul de investiții *ex post* nu este furnizat (la timp), este posibilă, de asemenea, reclasificarea UPC în categoria de capacitate de 1 an de către autoritatea de reglementare.

(140) Conform propunerii inițiale, o categorie de contracte este atribuită și ofertelor agregate. În cazul în care se face o ofertă agregată de capacități corespunzătoare unor categorii de contracte diferite, ofertei agregate i se atribuie categoria de contracte corespunzătoare capacității cu cea mai scurtă categorie de contract.

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

([73]) Pragurile de investiții sunt stabilite prin decret regal, pe baza unei propuneri a autorității de reglementare [articolul 6 alineatul (2) din decretul regal publicat].

(141) Această propunere a fost revizuită în urma procedurii oficiale de investigare. Pe baza Decretului regal de stabilire a pragurilor de investiții, a criteriilor de eligibilitate pentru costurile de investiții și a procedurii de clasificare, fiecare capacitate care face parte dintr-o ofertă agregată este clasificată într-o categorie de capacitate. Pe baza clasificării capacităților, CREG stabilește, dacă este cazul, diferitele combinații de clasificare și raportează fiecare combinație la o putere de referință nominală maximă corespunzătoare sumei capacităților de referință nominale ale capacităților ofertei agregate, care sunt clasificate într-o categorie de capacitate care este egală sau superioară categoriei de capacitate specificate. Pe această bază, administratorul ofertei agregate alege categoria de capacitate care se aplică ofertei agregate.

(142) În urma procedurii oficiale de investigare, Belgia a modificat, de asemenea, dispozițiile Decretului regal privind costurile eligibile ale investiției. Decretul regal modificat prevede că numai costurile de adaptare la viitoarele standarde ale Uniunii vor fi eligibile în cadrul CRM.

(143) Potrivit autorităților belgiene, posibilitatea unor contracte multianuale nu poate fi prevăzută pentru capacitatea externă, deoarece, pe termen lung, nu se poate garanta întotdeauna o capacitate de intrare suficientă. Capacitatea de intrare nu depinde doar de nivelul de interconectare și de disponibilitatea sa, ci și de riscul de suprasolicitare concomitentă a sistemului cu țările învecinate. Acest risc poate varia semnificativ în timp, în funcție de gradul de adecvare și de situația pieței din alte țări.

(144) Cu toate acestea, autoritățile belgiene s-au angajat să analizeze posibilitatea ca capacitățile externe să aibă acces la contracte multianuale. Prima analiză va fi efectuată până la 15 ianuarie 2023 și, ulterior, o dată la doi ani. În cazul în care analiza arată că riscurile legate de nivelul și disponibilitatea liniei de interconexiune și de riscul de suprasolicitare concomitentă a sistemului sunt atenuate în mod adecvat, astfel încât contractele cu o durată mai mare de un an pentru capacitatea externă indirectă să nu creeze riscuri nerezonabile pentru adecvare, se pot acorda contracte multianuale pentru capacități externe.

(145) În cele din urmă, capacitatea nedemonstrată poate fi eligibilă doar pentru un contract de capacitate cu o durată de un an, deoarece este dificil să se justifice cifre precise ale costurilor care le-ar permite să fie clasificate într-una dintre categoriile de contracte multianuale (a se vedea secțiunea 2.4.4).

2.7. **Obligații**

2.7.1. *Opțiuni de fiabilitate*

(146) În cadrul mecanismului belgian de asigurare a capacității, contrapartea contractuală cumpără capacitatea de la furnizorii de capacitate sub formă de opțiuni de fiabilitate. Furnizorii de capacitate selectați prin licitație vând opțiunile de fiabilitate către cumpărătorul central și primesc în schimb o remunerație fixă pentru capacitate. Ori de câte ori prețul de referință depășește un nivel predefinit, așa-numitul preț de exercitare, furnizorul de capacitate are obligația de a rambursa cumpărătorului central diferența dintre prețul de referință și prețul de exercitare, calculate pe baza volumelor de capacitate contractate.

(147) Ca urmare, veniturile pentru furnizorul de capacitate de pe piața exclusivă a energiei sunt plafonate la prețul de exercitare, dar furnizorilor de capacitate li se asigură, în schimb, o remunerație fixă și o anumită remunerație pentru capacitate. Cu alte cuvinte, furnizorii de capacitate renunță la o parte din rentele lor de deficit incerte pentru a primi în schimb o anumită remunerație pentru capacitate, ceea ce reduce în mod semnificativ riscul de venituri volatile și, prin urmare, riscurile legate de investiția care urmează să fie realizată. Opțiunile de fiabilitate au un dublu obiectiv. În primul rând, obligația de rambursare limitează potențialul de profituri excepționale și, în al doilea rând, stimulează UPC-urile să fie disponibile în momente relevante pentru siguranța alimentării.

2.7.2. *Preț de referință*

(148) Belgia a ales prețul pieței pentru ziua următoare (PZU) ca preț de referință. Potrivit Belgiei, principalele avantaje sunt următoarele:

(a) PZU reprezintă cel mai relevant semnal de piață legat de aspectele legate de adecvare, deoarece majoritatea factorilor determinanți ai pozițiilor actorilor de pe piață sunt incluși în planificarea și prognozarea producției;

(b) PZU are o funcție de semnalizare puternică și reprezintă cea mai puternică și mai lichidă piață la vedere, datorită granularității sale și preciziei ridicate a ipotezelor, ceea ce se reflectă în volumele tranzacționate;

(c) după corelarea pentru ziua următoare în sistemul belgian, toate părțile responsabile cu echilibrarea trebuie să fie echilibrate (nominalizarea ZU la ora 15.00) și, exact în acel moment, piața este decontată. Astfel, PZU este ultima oportunitate din calendarul produselor de energie electrică de a satisface toate cererile și ofertele rămase după piața la termen și înaintea nevoilor de flexibilitate ale pieței intrazilnice și de echilibrare;

(d) având în vedere poziția sa de temporizare pe piețele la vedere, ar trebui să permită tuturor tehnologiilor (de exemplu, și capacității lente) să reacționeze.

(149) Belgia a explicat că metodologia prețului de referință poate fi revizuită în viitor pentru a se asigura că transmite cel mai adecvat semnal de preț, după ce maturitatea altor piețe la vedere va crește până la un nivel apropiat de piața pentru ziua următoare. În special, prețurile pieței intrazilnice pot fi luate din nou în considerare din momentul în care lichiditatea este suficientă și continuă.

(150) Belgia a optat pentru un preț de exercitare unic, cu unele corecții pentru a asigura deschiderea tehnologică a sistemului și pentru a limita profiturile excepționale în cadrul calibrării. Potrivit autorităților belgiene, aceste corecții sunt necesare pentru a limita riscul unui preț de exercitare unic pentru participarea anumitor tehnologii la CRM. Fără aceste corecții, în special tehnologiile cu un cost marginal pe termen scurt mai mare decât prețul de exercitare pot întâmpina obstacole.

(151) Astfel cum se prevede la articolul 7j alineatul (2) din Legea privind energia electrică, parametrul prețului de exercitare va fi calibrat în fiecare an printr-un decret ministerial cel târziu la data de 31 martie a anului respectiv (atât pentru licitația A-4, cât și pentru licitația A-1) și pe baza metodologiei stabilite în decretul regal pentru parametrii licitației.

(152) Acesta se va baza pe o analiză a curbelor agregate care reunesc partea elastică a volumului de reacție din partea pieței observată în PZU, ponderată pe o perioadă de 3 ani pentru perioadele relevante din acești 3 ani (zile lucrătoare de iarnă). Metodologia indică faptul că prețul de exercitare calibrat ar trebui să fie ales din intervalul corespunzător [75 %; 85 %] din volumul de reacție din partea pieței, elastic în funcție de preț, și luând în considerare o serie de principii directoare:

(a) primul criteriu: costurile marginale pe termen scurt (CMTS) ale tehnologiilor cu program zilnic ar trebui să fie acoperite de prețul de exercitare ales;

(b) al doilea criteriu: calibrarea prețului de exercitare ia în considerare forma curbei de calibrare;

(c) al treilea criteriu: calibrarea prețului de exercitare ia în considerare evoluția pieței energiei;

(d) al patrulea criteriu: stabilitatea prețului de exercitare în timp; și

(e) al cincilea criteriu: o șansă rezonabilă ca prețul de exercitare să fie atins de prețul de referință.

(153) Pentru evaluarea primului criteriu, acest aspect este analizat în lumina rezultatelor și a ipotezelor utilizate în studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea, în special în secțiunile 2.9.3 și 2.9.4. Calculul acestui CMTS se bazează pe mai multe ipoteze: o estimare a prețurilor combustibililor, o estimare a evoluției potențiale a prețului CO_2, o estimare a performanței („eficiența") diferitelor tehnologii avute în vedere în studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea (în acest caz CCGT, OCGT și generatorul diesel).

(154) Belgia a propus un interval orientativ pentru prețurile de exercitare calibrate pe baza ultimelor 3 perioade de iarnă (iarna 2016-2017 – iarna 2018-2019), care urmează să fie restrâns la [320; 500] EUR/MWh.

(155) Aceasta implică faptul că prețul de exercitare poate evolua în timp (dar rămâne fix pe durata contractului de capacitate al unei UPC), în conformitate cu evoluțiile de pe piața energiei, și că contractele de capacitate încheiate în urma unei licitații nu includ neapărat același preț de exercitare precum contractele de capacitate care fac obiectul unei alte licitații. În orice caz, furnizorii de capacitate vor fi informați cu privire la prețul de exercitare aplicabil înaintea fiecărei licitații, ceea ce le va permite să ia în considerare aceste informații în ofertele lor.

(156) În plus, Belgia a optat să ofere UPC-urilor care nu au o obligație individuală de programare (furnizorii de servicii de răspuns al părții de consum și agregatorii se încadrează, de regulă, în această categorie) posibilitatea de a înlocui prețul de exercitare unic cu prețul lor de piață declarat (adică costul lor marginal pe termen scurt) în obligația de rambursare, ori de câte ori acest preț ar fi mai mare decât prețul de exercitare unic. Cu alte cuvinte, aceste UPC-uri fără obligație individuală de programare (și, prin urmare, furnizorii de servicii de răspuns al părții de consum) sunt

supuse obligației de rambursare numai în cazul în care prețul de referință depășește prețul de piață declarat (PPD), care reprezintă prețul minim de la care acești furnizori de capacitate au declarat că vor furniza energie pe piața energiei. Cu alte cuvinte, în cazul în care calibrarea prețului de exercitare unic ar conduce la un preț mai mic decât costul lor de activare, aceste UPC-uri nu sunt obligate să ramburseze veniturile care nu au fost primite pe piața energiei (în cazul în care prețul de referință ar depăși prețul de exercitare, dar ar fi mai mic decât prețul de piață declarat). Această măsură a fost introdusă după procesul de consultare publică, pentru a atenua preocuparea furnizorilor de servicii de răspuns al părții de consum și a altor părți cu privire la faptul că, în caz contrar, aceștia s-ar confrunta cu mai multe dificultăți în a participa, deoarece ar putea face obiectul rambursării fără a fi dispecerizați și fără să fi obținut înainte veniturile. Potrivit Belgiei, acest lucru asigură și o deschidere tehnologică, limitând în același timp profiturile excepționale. În special, potrivit autorităților, acest element de proiectare ar trebui să faciliteze în mod explicit participarea furnizorilor de servicii de răspuns al părții de consum la CRM și la orice altă tehnologie cu costuri marginale pe termen scurt mai ridicate.

(157) În plus, UPC-urile fără obligație individuală de programare pot decide să declare mai multe prețuri de închidere ale PZU ca PPD. Acest lucru este deosebit de relevant pentru agregatori, care pot avea un portofoliu compus din UPC-uri cu prețuri marginale diferite, care să reflecte curba costurilor lor reale. Scopul este să se evite aplicarea obligației de rambursare pentru energia care nu a fost vândută pe piață și pentru care nu s-au obținut venituri.

2.7.3. *Rambursări*

2.7.3.1. Descriere

(158) Ori de câte ori prețul energiei electrice pe piața angro pentru ziua următoare depășește prețul de exercitare, furnizorul de capacitate trebuie să plătească către Elia diferența dintre prețul de referință și prețul de exercitare, calculate pe baza volumelor de capacitate contractate. Ca urmare, veniturile pentru furnizorul de capacitate de pe piața exclusivă a energiei sunt plafonate la prețul de exercitare, dar furnizorilor de capacitate li se asigură, în schimb, o remunerație fixă și o anumită remunerație pentru capacitate.

(159) Furnizorul de capacitate va fi supus obligației de rambursare, indiferent dacă a vândut sau nu energie electrică la prețuri ridicate în perioada de decontare relevantă.

(160) Este important de adăugat că opțiunea de fiabilitate este concepută astfel încât întreruperile planificate și neplanificate ale activelor, comunicate în prealabil în mod corespunzător, să fie exceptate de la această obligație de rambursare dacă nu sunt disponibile. Într-adevăr, obligația de rambursare urmărește să evite profiturile excepționale prin rambursarea veniturilor neprevăzute de pe piața energiei. Totuși, în cazul întreruperilor (atât planificate, cât și neplanificate), nu se furnizează energie. În consecință, în cazul întreruperilor (comunicate în mod corespunzător), este imposibil pentru furnizorul de capacitate să capteze veniturile mai mari din energie rezultate din creșterile bruște ale prețurilor, prin urmare, în aceste circumstanțe nu ar trebui să se aplice nicio obligație de rambursare.

(161) Unitățile de servicii de răspuns al părții de consum și alte capacități fără obligația unui program zilnic sunt supuse obligației de rambursare în cazul în care prețul de referință depășește prețul de piață declarat (a se vedea considerentul 156).

(162) Autoritățile belgiene s-au angajat să efectueze o analiză tehnică și economică care va examina ofertele și rezultatele licitațiilor, punând un accent deosebit pe efectul obligației de rambursare. Analiza va fi efectuată o dată la doi ani, începând după prima licitație din primăvara anului 2022. Rezultatele analizei vor fi supuse unei consultări publice.

2.7.3.2. Mecanisme de stopare a pierderilor

(163) Belgia va implementa, de asemenea, un mecanism de stopare a pierderilor atât pentru obligația de rambursare (legată de opțiunile de fiabilitate), cât și pentru sancțiunile pentru indisponibilitate, care sunt aplicate cumulativ (a se vedea secțiunea 2.8.4).

(164) Un astfel de mecanism de stopare a pierderilor implică faptul că furnizorul de capacitate din cadrul CRM nu va trebui niciodată să ramburseze o sumă care depășește valoarea remunerației sale anuale pentru capacitate. Cu alte cuvinte, în cazul în care valoarea contractului este redusă la zero, nu există nicio obligație de plată (nici pentru opțiunile de fiabilitate, nici pentru plățile de punere la dispoziție). Acest principiu implică o limitare utilă a riscurilor pentru furnizorul de capacitate, permițând oferte la nivelul zero în cazul în care „fondurile lipsă” de pe piața energiei sunt

reduse la zero. În schimb, în lipsa unui astfel de mecanism de stopare a pierderilor, furnizorul de capacitate ar risca să fie supus unei obligații de rambursare și/sau unei sancțiuni, chiar și în cazul în care nu ar avea fonduri lipsă și valoarea contractului său de capacitate ar fi de 0 EUR. Pentru a acoperi acest risc, un furnizor de capacitate nu ar face niciodată o ofertă de 0 EUR/MW/an (nici chiar în cazul în care nu ar avea fonduri lipsă) fără punerea în aplicare a acestui mecanism de stopare a pierderilor.

2.8. **Monitorizarea disponibilității, testarea și sancțiunile**

2.8.1. *Controlul înainte de livrare*

(165) În cursul perioadei prealabile livrării (și anume, perioada de după selectarea unei UPC în cadrul licitației, dar înainte de începerea perioadei de livrare), furnizorii de capacitate selectați trebuie să îndeplinească un set de cerințe prin care să se asigure că capacitatea lor contractată va fi disponibilă la începutul perioadei de livrare și va contribui la siguranța alimentării. Acestea sunt menite, în special, să atenueze riscul de agiotaj și să acopere incertitudinea inerentă noilor investiții (de exemplu, întârzierea lucrărilor de construcție).

(166) Este necesară o garanție financiară condiționată pentru a asigura îndeplinirea solicitată și punctuală a tuturor obligațiilor privind controalele înainte de livrare care decurg din contractul de capacitate și/sau din normele privind funcționarea pieței CRM (a se vedea considerentul 108). În cazul nerespectării obligațiilor unui furnizor de capacitate în cursul unei perioade anterioare livrării, poate fi invocată garanția financiară.

(167) Pentru UPC-urile existente vor fi organizate teste de disponibilitate înainte de livrare, iar în caz de neconformitate se aplică sancțiuni. În plus, pentru UPC-urile suplimentare și virtuale sunt prevăzute obligații și cerințe de monitorizare suplimentare între A-4 și perioada de livrare. Monitorizarea înainte de livrare a acestor capacități noi se va baza pe planificarea detaliată a proiectului pusă la dispoziție de furnizorul de capacitate. În cazul în care furnizorul de capacitate nu îndeplinește obiectivele intermediare stabilite în planificarea proiectului, ceea ce duce la o întârziere reziduală, se vor aplica sancțiuni, inclusiv sancțiuni financiare (acoperite de garanția financiară) sau, în unele cazuri, reducerea capacității contractate inițial (și, prin urmare, a remunerației pentru capacitate pe an) și/sau reducerea duratei contractului de capacitate (și, prin urmare, a numărului de ani în care se va primi o remunerație pentru capacitate).

2.8.2. *Monitorizarea disponibilității*

(168) Operatorul belgian de transport și de sistem asigură disponibilitatea tuturor UPC-urilor contractate (ținând seama de reducere) pentru a atinge nivelul vizat de siguranță a alimentării. Având în vedere că obiectivul principal al CRM este de a asigura un nivel adecvat de capacitate în sistem, monitorizarea disponibilității se realizează în momente care sunt relevante pentru siguranța alimentării. În acest sens, se definește un declanșator al monitorizării disponibilității (DMD) pentru a identifica momentele care sunt relevante din punctul de vedere al adecvării și în care OTS va monitoriza disponibilitatea UPC-urilor.

(169) DMD se bazează pe prețul pieței pentru ziua următoare. Motivele pentru care s-a optat pentru prețul pieței pentru ziua următoare sunt aceleași ca și pentru obligația de rambursare, astfel cum se descrie în secțiunea 2.7.2. În momentele DMD (adică momentele în care prețul pieței pentru ziua următoare depășește DMD), OTS poate verifica dacă capacitatea achiziționată poate într-adevăr să răspundă la semnalul pieței pentru ziua următoare. În cazul în care nu se asigură capacitatea obligatorie ([74]) (în conformitate cu termenii și condițiile din contractul de capacitate și cu normele de funcționare), pentru partea din obligație care nu a fost respectată se pot aplica sancțiuni, cu excepția cazului în care UPC poate acoperi diferența pozitivă dintre capacitatea obligatorie și capacitatea disponibilă ([75]) prin intermediul pieței secundare a CRM (a se vedea secțiunea 2.9). Prin vânzarea obligațiilor pe piața secundară, furnizorul de capacitate poate reduce eficient capacitatea obligatorie pentru a evita o discrepanță între capacitatea obligatorie și cea disponibilă și, prin urmare, sancțiunile.

(170) Pentru calcularea capacității obligatorii, se face o distincție între activele care se confruntă cu constrângeri energetice și cele care nu se confruntă cu astfel de constrângeri, deoarece activele respective contribuie la siguranța alimentării într-un mod diferit. Un activ care se confruntă cu constrângeri energetice (de exemplu, baterii, răspunsul părții de consum) poate fi disponibil numai pentru un anumit număr de ore consecutive, în schimb, aceste constrângeri nu se aplică activelor care nu se confruntă cu constrângeri energetice.

([74]) Volumul pe care o UPC este obligată să îl pună la dispoziție în cursul testelor de disponibilitate și al monitorizării disponibilității.

([75]) Capacitatea UPC care este disponibilă efectiv în cursul mecanismului de monitorizare a disponibilității sau al testului de disponibilitate.

(171) În cazul activelor care nu se confruntă cu constrângeri energetice (de exemplu, instalații termice, parcuri eoliene), durata momentului DMD (exprimat în număr de ore) nu afectează capacitatea disponibilă. În medie, aceste active ar trebui să poată furniza cel puțin capacitatea lor redusă. Prin urmare, la fiecare oră DMD din timpul contractului de capacitate, capacitatea obligatorie este egală cu capacitatea redusă a activului, astfel cum a fost determinată în etapa de precalificare.

(172) Având în vedere că activele cu consum redus de energie (de exemplu, baterii, răspunsul părții de consum) pot fi disponibile numai pentru un anumit număr de ore consecutive, în etapa de precalificare, aceste UPC-uri pot selecta un anumit acord privind nivelul serviciilor (SLA). Prin urmare, capacitatea obligatorie este egală cu capacitatea lor neredusă în orele în care s-au confruntat cu constrângeri energetice. Capacitatea obligatorie va fi de 0 MW pentru orice altă oră DMD din aceeași zi. UPC își păstrează libertatea de a-și dispeceriza activele pentru orice moment DMD dintr-o serie de ore DMD pe care le-a ales, atât timp cât și-a livrat cel puțin SLA în toate orele DMD de pe parcursul unei zile.

(173) Se presupune că furnizorii de capacitate cu obligație de programare zilnică pe piața energiei au capacitate disponibilă la fiecare oră DMD la puterea maximă disponibilă (Pmax) ([76]).

(174) Pe de altă parte, disponibilitatea efectivă a furnizorilor de capacitate este mai puțin vizibilă fără o astfel de obligație de programare. Prin urmare, acești furnizori de capacitate sunt întotdeauna obligați să comunice înainte de închiderea pieței pentru ziua următoare un preț de închidere al PZU începând de la care ar livra energie pe piață cu UPC în conformitate cel puțin cu capacitatea obligatorie, care poate fi mai mare decât prețul DMD. În cazul în care echilibrarea pieței are loc sub acest preț, se presupune că unitatea este disponibilă (dar nu furnizează energie) în baza unei declarații. În cazul unei echilibrări a pieței care depășește prețul de închidere al PZU declarat, OTS va verifica furnizarea de energie. Astfel, monitorizarea nu impune furnizarea de energie în toate momentele DMD, numai în cazul în care condițiile de piață sunt favorabile pentru UPC (adică prețul de închidere al PZU declarat).

(175) Opțional, furnizorul de capacitate fără obligație de programare poate să declare și alte prețuri pentru a indica livrarea pe alte piețe (piețe intrazilnice sau de echilibrare) și/sau pentru volume mai mici. Acest lucru are rolul de a reflecta funcționarea pieței, deoarece o parte din energie poate fi vândută mai aproape de timpul real. OTS va monitoriza disponibilitatea utilizând prețul care corespunde momentului în care energia a fost furnizată. În cazul în care prețul (prețurile) declarat(e) nu este (sunt) depășit(e) niciodată pe piața (piețele) lor, activul nu va fi suficient de vizibil pe piață și, în consecință, va fi mai predispus la testare. Normele privind funcționarea CRM vor include dreptul OTS de a solicita un anumit număr de teste pe parcursul unei perioade de livrare (a se vedea secțiunea 2.8.3).

(176) Potrivit Belgiei, există doi factori principali pentru ca un furnizor de capacitate să declare prețuri corecte pentru UPC-urile sale, în ceea ce privește obligația de rambursare și monitorizarea disponibilității:

(a) dispecerizarea cu succes a UPC ca răspuns la un preț declarat contribuie la credibilitatea capacității unității de a răspunde pieței. După cum s-a menționat anterior, acest lucru va reduce probabilitatea testelor de disponibilitate. Costurile asociate acestor teste sunt suportate de furnizorul de capacitate (a se vedea considerentul 181), ceea ce creează un stimulent pentru a demonstra disponibilitatea prin mecanismul prețurilor declarate;

(b) în timpul orelor DMD cu obligație de rambursare, dispecerizarea UPC va fi verificată în conformitate cu prețurile declarate de furnizorul de capacitate. Cu alte cuvinte, OTS ar trebui să fie în măsură să măsoare volumul comunicat care urmează să fie livrat, precum și marja care trebuie reținută. De exemplu: în cazul în care o UPC a indicat că, pe baza prețurilor de piață rezultate, aceasta ar expedia energie la 90 % din capacitatea contractată, ar trebui măsurată o livrare de 90 %, precum și o marjă de 10 % în comparație cu limita tehnică. Rezultatul nerespectării nici a furnizării de energie, nici a marjei care a fost comunicată va conduce la sancțiuni de disponibilitate. Acest lucru evită declararea falsă a prețurilor pentru a omite obligația de rambursare. În afara orelor DMD cu obligație de rambursare, aceste verificări nu vor fi efectuate, deoarece nu există un astfel de câștig potențial pentru furnizorul de capacitate.

([76]) Puterea maximă (în MW) pe care punctul de livrare o poate injecta în (sau o poate scoate din) rețeaua Elia pentru un anumit sfert de oră, ținând seama de toate restricțiile tehnice, operaționale, meteorologice sau de altă natură cunoscute la momentul notificării către Elia cu programul zilnic, fără a lua în considerare nicio participare a punctului de livrare la furnizarea de servicii de echilibrare.

2.8.3. *Testarea*

(177) Elia poate verifica disponibilitatea unei UPC prin teste de disponibilitate neanunțate. Astfel de teste vor fi notificate de Elia furnizorului de capacitate între orele 15.00 CET și 15.30 CET cel târziu în ziua anterioară testului de disponibilitate, adică în același moment în care este comunicată identificarea orelor DMD.

(178) Elia poate testa o UPC de până la trei ori cu succes în timpul iernii și o singură dată cu succes în afara perioadei de iarnă. În plus, Elia își rezervă dreptul de a testa cu succes maximum o dată durata completă a SLA (dacă este cazul). Elia nu va efectua teste de disponibilitate într-o perioadă despre care are cunoștință în prealabil că există o indisponibilitate planificată a respectivei UPC cu privire la capacitatea (partea de capacitate) care nu este disponibilă (adică capacitatea obligatorie este limitată la ceea ce se știe că este disponibil).

(179) Elia va selecta UPC-urile care urmează să fie testate în conformitate cu o procedură internă, care nu va fi făcută publică. Totuși, Elia își bazează procedura pe criterii care includ, dar nu se limitează la următoarele:

(a) cantitatea de disponibilitate demonstrată a UPC în raport cu toate celelalte UPC-uri care fac obiectul unui contract de capacitate pentru perioada de livrare curentă;

(b) teste de disponibilitate anterioare eșuate ale UPC;

(c) lipsa capacității în timpul monitorizării disponibilității;

(d) corelarea performanței UPC cu prețurile de piață declarate.

(180) Atunci când Elia notifică furnizorului de capacitate testul de disponibilitate, împreună cu durata preconizată (durata completă a SLA sau un sfert de oră), notificarea trebuie să precizeze ora de începere și de încheiere a acestuia. În această perioadă, furnizorul de capacitate are libertatea de a organiza furnizarea de energie în modul cel mai convenabil.

(181) Orice lipsă de capacitate în această perioadă este pasibilă de o sancțiune de disponibilitate. Toate costurile testelor de disponibilitate sunt suportate de furnizorul de capacitate.

2.8.4. *Sancțiuni*

(182) Orice lipsă de capacitate, adică o diferență pozitivă între capacitatea obligatorie și capacitatea disponibilă, din timpul unei ore DMD, este pasibilă de o sancțiune de disponibilitate.

(183) Cuantumul total al sancțiunilor de disponibilitate pe care un furnizor de capacitate le poate primi pentru o UPC, pentru o singură perioadă de livrare și pentru capacitatea lipsă care deține o obligație pe piața primară sau o tranzacție pe piața secundară pentru care perioada tranzacției acoperă cel puțin o perioadă de livrare completă, este limitat la prețurile de ofertă selectate și atribuite în cadrul licitațiilor pentru perioada de livrare respectivă înmulțite cu capacitățile contractate în cadrul licitațiilor.

(184) Cuantumul total al sancțiunilor de disponibilitate pe care un furnizor de capacitate le poate primi pentru o UPC, pentru o singură lună și pentru capacitatea lipsă care rezultă dintr-o obligație pe piața primară sau o tranzacție pe piața secundară pentru care perioada tranzacției acoperă cel puțin o perioadă de livrare completă, este limitat la 20 % din prețurile de ofertă selectate și atribuite în cadrul licitațiilor pentru perioada de livrare respectivă înmulțite cu capacitățile contractate în cadrul licitațiilor.

(185) În cazul în care în cursul a trei momente DMD separate și/sau a trei teste de disponibilitate separate pentru aceeași UPC este stabilită o capacitate lipsă care depășește 20 % din capacitatea obligatorie, Elia emite o revizuire descendentă a remunerației pentru capacitate pentru respectiva UPC, proporțională cu capacitatea lipsă maximă stabilită în perioada respectivă. Totuși, furnizorul de capacitate păstrează o obligație de disponibilitate și este în continuare pasibil de eventuale sancțiuni de disponibilitate pentru respectiva UPC, astfel cum se prevede în contractul de capacitate inițial. Valoarea totală a contractului nu se modifică. Remunerația pentru capacitate inițială este restabilită după ce UPC a furnizat cu succes capacitatea obligatorie, corespunzătoare capacității contractate și SLA din contractul principal, în cursul a trei momente DMD sau a trei teste de disponibilitate consecutive.

(186) În cazul în care UPC a făcut obiectul unei revizuiri descendente a remunerației pentru capacitate în cursul a două perioade de livrare succesive și de fiecare dată UPC nu a reușit să restabilească remunerația pentru capacitate inițială în termen de 12 săptămâni de la fiecare revizuire, respectiva UPC va pierde posibilitatea de a restabili remunerația pentru capacitate inițială și sunt reziliate toate contractele de capacitate aplicabile perioadelor de furnizare începând cu cea vizată de licitația A-1 care urmează imediat după aplicarea acestei clauze.

2.9. **Piața secundară**

(187) Belgia va institui o piață secundară pentru a oferi furnizorilor de capacitate un mecanism de îmbunătățire a gestionării riscurilor în cadrul CRM. Într-adevăr, în cazul în care un furnizor de capacitate se confruntă cu o disponibilitate mai mică decât cea anticipată (mai mică decât capacitatea sa obligatorie, calculată în conformitate cu Normele privind funcționarea pieței), acesta are posibilitatea de a acoperi diferența pozitivă dintre capacitatea sa contractuală obligatorie și capacitatea sa disponibilă pe piața secundară, fără a fi supus niciunei sancțiuni pentru indisponibilitate. În cazul tranzacțiilor de pe piața secundară, se efectuează un transfer complet al obligațiilor, inclusiv prețul de exercitare al obligației inițiale.

(188) Piața secundară va fi implementată cel târziu cu 1 an înainte de începutul primei perioade de livrare. Modalitățile mecanismului pieței secundare sunt descrise în Normele privind funcționarea CRM.

2.10. **Participarea capacităților transfrontaliere**

(189) Belgia va permite capacității externe situate într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu Belgia să participe de la prima livrare. Normele sunt stabilite printr-un decret regal ([77]). Potrivit Belgiei, întrucât metodologiile, normele comune și condițiile menționate la articolul 26 alineatul (11) din Regulamentul privind energia electrică au fost aprobate abia în decembrie 2020 ([78]) și întrucât operatorii de transport și de sistem nu au reușit încă să încheie acordurile necesare, nu a fost posibilă organizarea participării transfrontaliere începând cu prima licitație A-4. Potrivit autorităților belgiene, aceasta va fi pusă în aplicare cât mai curând posibil. Între timp, pentru licitația A-1 a fost rezervat un volum, asigurându-se posibilitatea capacităților transfrontaliere de a participa începând cu primul an de livrare, și anume 2025.

(190) Participarea va fi deschisă tuturor tehnologiilor. Sunt definite două tipuri de capacitate externă – directă și indirectă.

2.10.1. *Participarea capacității externe indirecte*

(191) Capacitatea externă indirectă este capacitatea situată în statele membre învecinate. Pentru fiecare dintre statele membre învecinate, se organizează o licitație prealabilă. Având în vedere capacitatea redusă în ceea ce privește liniile de interconexiune, scopul licitației prealabile este de a asigura o precalificare eficientă, deoarece aceasta este o condiție prealabilă pentru licitația principală. Fiecare licitație prealabilă va începe cel târziu la 1 iunie și va fi organizată de OTS în conformitate cu instrucțiunile ministrului menționate la articolul 7j alineatul (6) din Legea privind energia electrică și specificate de un stat membru învecinat. În instrucțiunile sale, ministrul poate decide, dacă este cazul, că nu ar trebui organizată o licitație prealabilă cu un stat membru învecinat. Parametrii licitației prealabile sunt aceiași cu parametrii licitației corespunzătoare. Cu toate acestea, prețul de referință pentru fiecare stat membru învecinat trebuie să reflecte prețul care ar fi fost obținut de furnizorul de capacitate externă indirectă pe piețele de energie electrică gestionate de OPEED ([79]) desemnat de capacitatea externă indirectă.

(192) În fiecare an, OTS determină capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe indirecte a fiecărui stat membru învecinat, pe baza recomandării centrului regional de coordonare menționat la articolul 26 alineatul (7) din Regulamentul privind energia electrică, în conformitate cu metodologia aprobată de ACER, menționată la articolul 26 alineatul (11) litera (a) din Regulamentul privind energia electrică.

(193) Până la adoptarea strategiilor, a propunerilor sau a deciziilor relevante de punere în aplicare a articolului 26 din Regulamentul privind energia electrică, contribuția fiecărei zone de piață direct conectate cu Belgia este stabilită prin contribuția acestor zone în timpul orelor de deficit simulat pe baza ERAA și NRAA.

([77]) Proiect de decret regal privind stabilirea condițiilor în care deținătorii de capacități externe directe și indirecte pot participa la procedura de precalificare în cadrul mecanismului de remunerare pentru capacitate.

([78]) A se vedea Decizia ACER nr. 36/2020 din 22 decembrie 2020 privind specificațiile tehnice pentru participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității.

([79]) „Operatorul pieței de energie electrică desemnat (OPEED)" înseamnă o entitate desemnată de autoritatea competentă să îndeplinească sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice – a se vedea articolul 2 din Regulamentul privind energia electrică.

(194) Alte condiții care reglementează participarea transfrontalieră sunt prevăzute în Decizia nr. 36/2020 a ACER privind specificațiile tehnice pentru participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității.

(195) În cazul în care există o legătură CNT modelată între Belgia și o altă zonă de piață conectată direct din punct de vedere electric, atunci:

(a) pentru fiecare oră de deficit simulat:

1. dacă zona de piață respectivă exportă către Belgia, contribuția sa este egală cu bursa simulată;

2. dacă zona de piață respectivă importă din Belgia, contribuția sa este nulă;

(b) zona de piață cu capacitate de intrare maximă este definită ca fiind egală cu contribuția medie în timpul orelor de deficit simulat.

(196) Dacă în simularea care integrează Belgia este definit un domeniu bazat pe flux, atunci:

(a) În primul rând, se verifică poziția netă a Belgiei în ceea ce privește orele de deficit simulat:

1. dacă poziția netă a Belgiei este pozitivă, contribuția altor zone de piață la domeniul bazat pe flux este nulă;

2. dacă poziția netă a Belgiei este negativă, se verifică poziția netă a altor zone de piață:

— dacă poziția netă a celorlalte zone de piață este negativă, contribuția acestei zone de piață este nulă;

— pentru toate zonele de piață cu o poziție netă pozitivă, se efectuează o medie ponderată a pozițiilor nete între zonele de piață pentru a atinge nivelul poziției nete a Belgiei.

(b) Capacitatea de intrare maximă a unei zone de piață este definită ca fiind egală cu contribuția sa medie în timpul orelor de deficit simulat.

(197) Capacitatea externă indirectă care dorește să depună o ofertă în cadrul licitației prealabile furnizează OTS informații privind volumul de capacitate oferit după aplicarea factorului de reducere, prețul oferit și emisiile de CO_2 ale capacității în cauză.

(198) Capacitatea externă indirectă a cărei ofertă este selectată la sfârșitul licitației prealabile depune un dosar de precalificare. Evaluarea dosarului de precalificare va fi efectuată de OTS învecinat în cooperare cu Elia, în conformitate cu normele stabilite în metodologiile menționate la articolul 26 alineatul (11) litera (f) din Regulamentul privind energia electrică și, după caz, în conformitate cu acordul încheiat între operatorii de transport și de sistem.

2.10.2. *Participarea capacității externe directe situate într-un stat membru învecinat care are o racordare directă la rețeaua belgiană și este deconectată de la rețeaua statelor membre învecinate*

(199) Potrivit autorităților belgiene, capacitatea externă directă este capacitatea situată într-un stat membru învecinat, dar care are o racordare directă și exclusivă la rețeaua belgiană și este deconectată de la rețeaua respectivului stat membru învecinat.

(200) Capacitatea trebuie, de asemenea, să fie situată într-un stat membru învecinat cu care Belgia a încheiat un acord privind participarea capacităților externe directe la CRM, prin care se asigură următoarele:

(a) participarea oricărei capacități externe directe depinde de o declarație a statului membru învecinat în care este situată capacitatea, potrivit căreia capacitatea în cauză îndeplinește o serie de cerințe tehnice, organizatorice și financiare prevăzute în acord și toate autorizațiile necesare pentru capacitatea în cauză au fost eliberate în mod regulat și necondiționat sau vor fi emise într-un termen rezonabil;

(b) participarea oricărei capacități externe directe depinde de o declarație a statului membru învecinat în care este situată capacitatea, potrivit căreia această participare nu creează probleme grave în ceea ce privește siguranța alimentării în statul membru învecinat sau nu îl privează de infrastructura necesară pentru a aborda în mod adecvat problemele cunoscute de congestie.

(201) În conformitate cu articolul 21 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică, în perioada octombrie-decembrie 2019, Belgia a efectuat o consultare cu statele membre învecinate.

2.10.3. *Venituri din congestii*

(202) Alocarea veniturilor rezultate din alocarea biletelor transfrontaliere, și anume drepturile de acces ale furnizorilor străini de capacitate de a participa la CRM din Belgia, este reglementată pe deplin de articolul 26 alineatul (9) din Regulamentul privind energia electrică.

(203) Belgia a indicat că veniturile din congestii vor fi utilizate în scopurile prevăzute la articolul 19 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică, astfel cum se prevede la articolul 26 alineatul (9) din același regulament.

(204) Belgia a confirmat că va respecta Decizia ACER nr. 36/2020 care stabilește, printre altele, metodologia de partajare a veniturilor rezultate din alocarea capacității de intrare.

2.11. **Cumulul**

(205) În conformitate cu articolul 3 din Decretul regal privind criteriile de eligibilitate referitoare la sprijinul cumulat și pragul minim de participare, capacitatea care beneficiază deja de ajutoare de exploatare este exclusă din etapa de precalificare. Capacitățile care beneficiază de un astfel de ajutor pot participa la etapa de precalificare cu condiția să renunțe la ajutor în cazul în care li se atribuie un contract privind mecanismul de asigurare a capacității. Ministerul Energiei publică un formular care confirmă acest angajament de renunțare. În plus, atunci când depun o cerere pentru etapa de precalificare, capacitățile se angajează să nu solicite alte ajutoare de exploatare în perioada în care au un contract de capacitate.

2.12. **Bugetul și mecanismul de finanțare**

2.12.1. *Bugetul*

(206) Costul exact al măsurii va fi determinat prin licitații. Potrivit celei mai recente estimări a costurilor prezentată de autoritățile belgiene, care a fost realizată în ianuarie 2021 de societatea de consultanță Haulogy, mandatată de autoritățile belgiene, costul total al măsurii poate fi estimat la o valoare cuprinsă între 238 și 253 de milioane EUR pe an.

2.12.2. *Finanțarea măsurii*

(207) La 16 iulie 2020 ([80]), Parlamentul belgian a adoptat o rezoluție în care precizează că costurile CRM vor fi finanțate prin intermediul unei „obligații de serviciu public” de către Elia în tarifele de rețea.

(208) Autoritățile belgiene indică faptul că CRM este finanțat prin taxe parafiscale sau taxe alocate unui beneficiar. În conformitate cu articolul 12 alineatul (1) din Legea privind energia electrică, racordarea, utilizarea infrastructurii și a sistemelor electrice și, după caz, serviciile auxiliare ale operatorului de sistem fac obiectul tarifelor pentru gestionarea sistemului de transport și a rețelelor care îndeplinesc o funcție de transport. În plus, în conformitate cu articolul 12 alineatul (13) din Legea privind energia electrică, operatorul de sistem comunică, cât mai curând posibil, utilizatorilor rețelei sale, tarifele pe care trebuie să le aplice și le pune la dispoziția tuturor persoanelor care solicită acest lucru.

([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) În conformitate cu articolul 12 alineatul (5) punctul 11 din Legea privind energia electrică, costurile nete ale sarcinilor de serviciu public impuse de această lege sunt luate în considerare în cadrul tarifelor, în mod transparent și nediscriminatoriu, în conformitate cu actele cu putere de lege și normele administrative aplicabile.

(210) În conformitate cu articolul 4 alineatul (2) din decretul adoptat de CREG la 28 iunie 2018 în temeiul articolului 12 din Legea privind energia electrică ([81]), care stabilește tarifele de rețea pentru perioada 2020-2023, tarifele de rețea sunt prețurile datorate operatorului de rețea de utilizatorii rețelei. În conformitate cu articolul 4 alineatul (7) din decretul menționat, structura generală a tarifelor face distincția între tarifele de transport, care acoperă veniturile totale ale operatorului de sistem, și tarifele pentru obligațiile de serviciu public. Articolul 6 din decret prevede că tarifele pentru obligațiile de serviciu public compensează costurile nete ale obligațiilor de serviciu public, inclusiv costurile de administrare și cheltuielile financiare, impuse operatorului de sistem și pentru care legea, decretul sau ordinul sau decretele de punere în aplicare a acestora nu au prevăzut un mecanism specific de compensare, prin intermediul unei suprasarcini sau al unei alte taxe, în schimbul performanței sistemului.

(211) Pe această bază, în fiecare an, OTS va prezenta CREG spre aprobare o propunere de tarife pentru obligația de serviciu public, însoțită de un buget care include o previzionare a tuturor costurilor (remunerația pentru capacitate, costurile de gestionare și dezvoltare ale OTS) și a veniturilor CRM pentru anul următor. Tariful propus pentru obligația de serviciu public va ține seama, de asemenea, de soldul reportat din exercițiul financiar precedent.

(212) La sfârșitul anului, OTS va prezenta CREG spre aprobare un raport privind tarifele, care va preciza costurile și veniturile reale pentru anul precedent, precum și veniturile rezultate din aplicarea tarifului. După verificarea exactității datelor și a caracterului rezonabil al costurilor de gestionare și dezvoltare a CRM suportate de OTS, CREG va determina soldul care trebuie reportat.

(213) Orice venit legat de mecanismul CRM va fi utilizat pentru a acoperi costurile incluse în tariful pentru obligația de serviciu public, fără a aduce atingere articolului 26 alineatul (9) din Regulamentul privind energia electrică.

(214) Tariful se aplică în mod uniform tuturor consumatorilor pe o bază EUR/MWh (în mod direct consumatorului racordat la rețeaua de transport sau indirect, prin intermediul operatorului de sistem de distribuție și al furnizorilor, consumatorilor racordați la rețeaua de distribuție).

(215) Modalitățile specifice de finanțare a CRM vor fi aplicate cel mai devreme în 2022, ianuarie 2025, astfel cum se prevede la articolul 7j alineatul (15) din Legea privind energia electrică.

(216) În conformitate cu rezoluția Parlamentului, începând cel târziu din 2029, tariful va fi perceput pe baza puterii maxime, în funcție de introducerea contoarelor inteligente în regiuni. Prin urmare, până cel târziu la sfârșitul anului 2023, guvernul va efectua o analiză a introducerii preconizate a contoarelor inteligente.

2.13. **Durata**

(217) Belgia a solicitat o aprobare pentru CRM pentru perioada maximă permisă de 10 ani ([82]) începând de la data primei licitații.

(218) Belgia s-a angajat să introducă în Legea privind energia electrică prevederea că, în cazul în care nu se încheie un nou acord de capacitate timp de trei ani consecutivi, în conformitate cu articolul 7j alineatul (11) din Legea privind energia electrică, nu se vor organiza noi licitații din anul următor în cadrul CRM.

([81]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf
([82]) A se vedea articolul 21 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică.

2.14. **Transparența ajutorului și a întreprinderilor aflate în dificultate sau care fac obiectul unui ordin de recuperare neexecutat**

(219) Belgia a susținut că va respecta cerințele din Comunicarea privind transparența ([83]).

(220) Belgia s-a angajat să suspende acordarea și/sau plata oricărui ajutor acordat în temeiul schemei de ajutor, notificate oricărei întreprinderi care a beneficiat de un ajutor ilegal anterior declarat incompatibil printr-o decizie a Comisiei.

(221) Belgia a susținut că nu se vor acorda ajutoare beneficiarilor aflați în dificultate ([84]).

2.15. **Motive pentru inițierea procedurii**

(222) Comisia a avut îndoieli cu privire la compatibilitatea anumitor aspecte ale măsurii cu piața internă.

(223) Pe baza informațiilor disponibile și a elementelor descrise în decizia de inițiere a procedurii, Comisia a solicitat clarificări și observații privind următoarele aspecte:

(a) necesitatea măsurii:

— dacă problema adecvării resurselor a fost identificată suficient și dacă a fost analizată și cuantificată în mod corespunzător de către autoritățile belgiene;

(b) adecvarea măsurii:

— dacă normele de eligibilitate pentru a avea acces la contracte multianuale asigură oportunități egale pentru toate tehnologiile, în special pentru cele care au costuri ridicate de investiții și factori de reducere ridicați;

(c) proporționalitatea măsurii:

— dacă volumul care urmează să fie achiziționat în cadrul licitației este proporțional cu atingerea obiectivului de siguranță a alimentării;

(d) evitarea efectelor negative asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale:

— dacă măsura a evitat astfel de efecte, întrucât capacitatea externă indirectă va fi eligibilă doar pentru contracte cu o durată de un an și va face obiectul plafonului prețului intermediar;

— dacă măsura nu reduce stimulentele pentru investiții în capacitatea de interconectare.

(224) De asemenea, Comisia a avut îndoieli cu privire la conformitatea măsurii cu dispozițiile corelate intrinsec, prevăzute în dreptul Uniunii, și anume cu articolele 22 și 24 din Regulamentul privind energia electrică.

3. **OBSERVAȚIILE PĂRȚILOR INTERESATE**

(225) Prezenta secțiune sintetizează observațiile primite de Comisie în cursul perioadei de consultare de la 15 părți interesate, în special de la părți interesate active în sectorul energetic, precum și de la asociații profesionale și organizații neguvernamentale. De asemenea, s-au primit observații de la o țară învecinată și de la operatorul de transport și de sistem al acesteia.

3.1. **Necesitatea măsurii**

(226) Diferite părți interesate au formulat observații cu privire la demonstrarea necesității unui CRM și la calcularea volumului pentru licitații, cele două teme fiind uneori combinate.

([83]) Comunicarea Comisiei de modificare a Comunicărilor Comisiei referitoare la Orientări ale UE pentru aplicarea normelor privind ajutoarele de stat în cazul dezvoltării rapide a rețelelor de comunicații în bandă largă, Orientări privind ajutoarele de stat regionale pentru perioada 2014-2020, Ajutoarele de stat pentru filme și alte opere audiovizuale, Orientări privind ajutoarele de stat pentru promovarea investițiilor de finanțare de risc și Orientări privind ajutoarele de stat destinate aeroporturilor și companiilor aeriene (JO C 198, 27.6.2014. p. 30).

([84]) Astfel cum sunt definite în Orientările privind ajutoarele de stat pentru salvarea și restructurarea întreprinderilor nefinanciare aflate în dificultate (JO C 249, 31.7.2014, p. 1).

(227) Patru părți interesate au contestat faptul că această necesitate a fost demonstrată suficient. Pe de altă parte, alte trei au confirmat necesitatea și au subliniat caracterul urgent al acesteia.

(228) Trei părți interesate au afirmat că utilizarea scenariului EU-HiLo nu pare adecvată pentru a determina nivelul problemei de adecvare a resurselor, deoarece riscă să supraestimeze problema și să denatureze piața energiei electrice.

(229) Patru părți interesate au subliniat că metodologia recentă ERAA și metodologia VoLL/CONE/RS sunt pe deplin aplicabile pentru CRM belgian propus.

(230) Cinci părți interesate au susținut că studiile anterioare privind adecvarea utilizate pentru a demonstra necesitatea CRM nu sunt compatibile cu metodologia ERAA, în special:

(a) conform metodologiei ERAA, baza de date privind clima trebuie să fie limitată la 30 de ani istorici, în timp ce Belgia a utilizat 35;

(b) studiile nu iau suficient în considerare rezultatele preconizate ale planului de punere în aplicare și/sau utilizarea veniturilor de pe piață preconizate în locul veniturilor medii;

(c) studiile nu iau în considerare funcția de deficit preconizat, și nici inexistența plafoanelor de preț, ceea ce ar încălca articolul 20 alineatul (3) litera (c) și articolul 23 alineatul (5) litera (e) din Regulamentul privind energia electrică;

(d) introducerea accelerată a contoarelor inteligente și dezvoltarea energiei eoliene offshore ar trebui să fie luate în considerare în NRAA, astfel cum se recomandă în avizul Comisiei Europene privind planul de punere în aplicare al Belgiei. Analiza necesității unui CRM ar trebui să țină seama, de asemenea, de regula de 70 % minRAM.

(231) O parte interesată a susținut că Belgia nu poate organiza prima licitație în 2021 pe baza unei NRAA învechite și neconforme. În opinia sa, CRM nu ar trebui nici măcar să fie pus în aplicare până la lansarea ERAA.

(232) Patru părți interesate au subliniat că standardul de fiabilitate utilizat de Belgia pentru a demonstra necesitatea unui CRM și/sau pentru a calcula volumul pentru prima licitație nu este în conformitate cu metodologia impusă de Regulamentul privind energia electrică.

(233) O parte interesată a susținut că ar trebui garantată coerența procedurilor, a metodologiilor, datelor și a scenariilor care, pe de o parte, sunt utilizate pentru a demonstra necesitatea unui CRM și, pe de altă parte, sunt utilizate pentru a determina volumul necesar care urmează să fie scos la licitație în cadrul acestui CRM.

(234) O altă parte interesată a subliniat că standardul de fiabilitate și metodologia de definire a valorilor VoLL și CONE s-ar putea schimba între licitația T-4 inițială și licitațiile ulterioare, ceea ce ar duce la o definiție diferită a volumului.

3.2. **Caracterul adecvat al măsurii**

3.2.1. *Alegerea instrumentului*

(235) Trei părți interesate consideră că o rezervă strategică ar putea aborda mai bine problema de adecvare identificată decât un CRM la nivelul întregii piețe. Unele părți au afirmat că opțiunea unei rezerve strategice nu a fost evaluată.

3.2.2. *Deschiderea măsurii pentru toți furnizorii de capacitate relevanți*

(236) O parte interesată a propus crearea unei licitații T-2 pentru a evita achizițiile excesive în T-4 pe baza unor ipoteze excesiv de sigure, precum și pentru a lua în considerare un standard de fiabilitate modificat pe baza metodologiei ACER.

(237) O parte interesată a susținut, de asemenea, că deținătorii de capacitate eligibili pentru participare (cum sunt centralele de cogenerare cu o capacitate mai mare de 1 MW) sunt excluși de la participare dacă, într-o anumită perioadă, beneficiază de ajutor de exploatare prin certificate verzi (GSC) și/sau certificate de cogenerare (CHP).

3.3. **Efectul stimulativ**

3.3.1. *Costurile de investiții eligibile*

(238) O parte interesată a subliniat că cheltuielile care permit capacității să respecte standardele de mediu prevăzute la articolul 3 alineatul (2) punctul (1) din proiectul de decret regal privind pragurile de investiții nu ar trebui să fie eligibile pentru contracte pe durată mai lungă.

3.4. **Proporționalitate**

3.4.1. *Volumul care urmează să fie achiziționat*

(239) Potrivit uneia dintre părțile interesate, parametrii care determină volumul de capacitate care urmează să fie achiziționat în cadrul licitației ar trebui aprobați pe baza unei propuneri din partea autorității de reglementare. Aceeași parte interesată a susținut că o propunere din partea autorității de reglementare nu poate fi modificată și că statul membru poate doar să o respingă și să solicite o nouă propunere.

3.4.2. *Mecanismul de finanțare*

(240) O parte interesată a susținut că activele de stocare ar trebui să fie scutite de obligația de serviciu public de a finanța CRM. Scutirea ar trebui să includă deopotrivă stocarea în amonte și în aval de contor.

(241) O altă parte a susținut că mecanismul de finanțare poate influența volumul capacității CRM. De exemplu, corelarea costurilor de finanțare a CRM cu consumul de energie electrică în perioadele de vârf ale cererii ar putea fi considerată un stimulent pentru ca părțile în cauză să își reducă consumul în perioada de vârf a cererii, ceea ce ar conduce la o nevoie redusă de capacitate care să fie scoasă la licitație.

3.5. **Evitarea efectelor nejustificate asupra concurenței și a schimburilor comerciale**

3.5.1. *Deschiderea măsurii pentru toți furnizorii de capacitate relevanți*

3.5.1.1. Agregarea

(242) Două părți interesate au susținut că normele actuale de eligibilitate pentru contractele multianuale împiedică agregarea și, mai precis, regula conform căreia activul cu cea mai mică durată a contractului dintr-un portofoliu agregat determină durata contractului pentru întregul portofoliu.

(243) Alte două părți interesate au susținut că pragul de agregare individuală ar trebui adaptat. În prezent, proiectul de norme privind funcționarea CRM prevede că capacitățile care fac obiectul unei obligații de programare zilnică nu pot face parte dintr-o UPC agregată.

(244) O parte interesată a afirmat că participarea prin agregare este imposibilă pentru instalațiile cu o putere mai mare de 25 MW. Prin urmare, partea interesată respectivă ar dori ca acest prag să fie stabilit la 75 MW.

3.5.1.2. Pragurile de investiții

(245) Trei părți interesate au susținut că nivelul pragurilor de investiții pentru contractele multianuale nu este în concordanță cu evoluțiile recente ale pieței și, prin urmare, nu respectă neutralitatea tehnologică, ceea ce va conduce la discriminare între anumite clase de tehnologie (clasa H/HL față de clasa F pentru CCGT și OCGT) și între capacitățile existente și cele noi.

(246) Una dintre părți a susținut că investițiile care creează flexibilitate sau măresc capacitatea redusă fără a crește capacitatea instalată ar trebui, de asemenea, să fie considerate costuri eligibile. Potrivit acestei părți interesate, investițiile în transmițători, în extinderea rezervorului de energie al unei baterii existente sau în capacități de stocare pentru procese industriale ar fi, prin urmare, excluse din contractele multianuale.

3.5.1.3. Factorii de reducere

(247) Două părți interesate au susținut că, în comparație cu mecanismele de asigurare a capacității din țările învecinate, precum Franța sau Regatul Unit, factorii de reducere ai Belgiei riscă să sancționeze puternic tehnologiile precum stocarea, răspunsul părții de consum sau sursele regenerabile de energie.

(248) O parte interesată a susținut că factorii de reducere avuți în vedere de CRM belgian, publicați în decizia de inițiere a procedurii, creează bariere grave la intrarea pe piață în special pentru furnizorii de capacitate de stocare și în general pentru furnizorii de capacitate cu consum energetic redus.

3.5.1.4. Obligația de rambursare

(249) Două părți interesate au susținut că obligațiile de rambursare din contractele de capacitate fac discriminări între „programul complet” și „programul incomplet” al unităților pieței de capacități și încalcă principiul „prețului de exercitare unic”.

(250) Potrivit uneia dintre părțile interesate, mecanismul „obligației de rambursare” discriminează operatorii de capacitate cu program complet, deoarece nu ia în considerare activitățile de acoperire a riscurilor ale acestor operatori, prin care aceștia vând o mare parte din volumul lor preconizat în avans pe piețele la termen, și îi expun riscului de a rambursa venituri pe care nu le-au obținut. În schimb, operatorii cu program incomplet au o flexibilitate considerabilă în ceea ce privește declararea prețurilor individuale de piață care acționează ca preț de exercitare, ceea ce limitează riscul acestora de a trebui să ramburseze venituri neîncasate și oferă, de asemenea, posibilități de evitare a obligației de rambursare.

(251) O altă parte a susținut că obligația de rambursare discriminează între UPC-urile cu program complet și cele cu program incomplet, în primul rând din cauza absenței scutirii de obligația de rambursare pentru capacitatea care a fost deja vândută pe piețele la termen (și care nu reflectă prețurile de deficit) și, în al doilea rând, din cauza introducerii „prețului de piață declarat” pentru UPC-urile care nu se supun programelor complete, introducând, în practică, prețuri de exercitare multiple.

3.5.1.5. Plafonul prețului intermediar

(252) O parte interesată și-a exprimat îngrijorarea cu privire la faptul că introducerea unui plafon al prețului intermediar va denatura concurența în cadrul licitației, deoarece unele capacități existente care necesită investiții pentru a rămâne profitabile din punct de vedere economic ar putea să nu beneficieze de garanția pentru recuperarea „fondurilor lipsă” și ar putea fi obligate să iasă de pe piață.

(253) Potrivit uneia dintre părțile interesate, există un „deficit de investiții” semnificativ între pragul de investiții pentru contractele de 3 ani, în prezent de 177 EUR/kW, și plafonul prețului intermediar, estimat în prezent ca fiind cuprins între 21 și 31 EUR/kW, ceea ce duce la discriminarea capacităților existente care necesită investiții și care ar putea avea, de asemenea, „fonduri lipsă”.

3.5.1.6. Capacitatea transfrontalieră directă

(254) Două părți interesate au afirmat că acordarea posibilității unei participări transfrontaliere directe poate avea efecte negative nejustificate asupra concurenței și a schimburilor comerciale dintre statele membre.

(255) Potrivit acestor părți interesate, participarea transfrontalieră directă poate reduce stimulentele pentru investiții în capacitatea de interconectare. În plus, măsura poate submina cuplarea piețelor, întrucât CRM ar putea duce la o situație în care furnizorii de capacitate încearcă să aibă acces la piața cea mai atractivă, cu o racordare directă și exclusivă. De asemenea, aceasta ar trebui să ia în considerare măsura în care interconectarea ar putea remedia orice posibilă problemă de adecvare a sistemului de producție.

3.6. **Respectarea Regulamentului privind energia electrică**

3.6.1. *Interpretarea articolului 24 alineatul (1)*

(256) În conformitate cu articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, statele membre pot include în evaluarea adecvării sensibilități legate de „particularitățile cererii și ofertei naționale de energie electrică". În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la conformitatea CRM cu articolul 24 alineatul (1), întrucât studiul belgian din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea a utilizat scenariul EU-HiLo, pe baza ipotezelor privind aprovizionarea cu energie electrică din Franța. Cinci părți interesate au criticat interpretarea dată de Comisie articolului 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, afirmând că este prea restrictivă.

(257) Aceste părți interesate au susținut că metodologia ERAA confirmă faptul că NRAA trebuie să aibă un domeniu de aplicare regional și pot include sensibilități suplimentare. Natura acestor sensibilități suplimentare nu este specificată sau restricționată. Astfel cum se menționează la articolul 3 alineatul (6) din metodologia menționată, aceste sensibilități pot acoperi o gamă largă de modificări ale ipotezelor pe întreaga zonă geografică acoperită avută în vedere, inclusiv diferite ipoteze referitoare la datele de intrare, cum ar fi capacitățile instalate.

(258) O parte interesată a observat, de asemenea, că Orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020 ([85]) („OASPME") confirmă în mod specific faptul că evaluarea adecvării resurselor ar trebui să ia în considerare „evaluarea impactului producției variabile, inclusiv al celei provenite de la sisteme învecinate".

3.6.2. *Eliminarea treptată administrativă*

(259) Două părți interesate au subliniat că nu există nicio dispoziție privind eliminarea treptată a CRM în actele legislative/de reglementare.

3.7. **Alte observații**

3.7.1. *Sustenabilitatea*

(260) Două părți interesate au susținut că ponderea mare a capacității rezervate pentru gaze în cadrul CRM nu este compatibilă cu obiectivele de decarbonizare a Uniunii și de eliminare treptată a subvențiilor pentru combustibilii fosili în conformitate cu Pactul verde european, cu OASPME și cu sprijinul guvernului federal belgian pentru neutralitatea climatică până în 2050.

3.7.2. *Eliminarea treptată a capacităților nucleare*

(261) O parte interesată a subliniat că Belgia are în vedere menținerea a 2 GW de energie nucleară în cazul în care raportul de evaluare privind primele licitații pentru capacitate indică o problemă neașteptată în ceea ce privește siguranța alimentării. Potrivit părții respective, acest lucru ridică mai multe probleme cu privire la necesitatea și proiectarea CRM.

3.7.3. *Durata*

(262) O parte interesată a subliniat că modul în care sunt atribuite contractele pe termen lung ar trebui să țină seama de problema scăderii gradului de adecvare pe parcursul anului și să evite orice efect de dependență față de un furnizor.

(263) O parte interesată a menționat că durata contractelor (15 ani) ar putea depăși durata măsurii (10 ani), ceea ce, în opinia sa, ar fi contrar caracterului temporar al măsurii.

4. **OBSERVAȚIILE BELGIEI**

(264) Această secțiune sintetizează observațiile primite din partea Belgiei la 22 octombrie 2020 cu privire la decizia de inițiere a procedurii și pe cele primite la 24 decembrie 2020 cu privire la observațiile părților terțe. Aceasta include, de asemenea, informațiile actualizate transmise de Belgia la 28 ianuarie 2021, 1 martie 2021, 13 și 27 aprilie 2021, 4, 5, 19 și 26 mai 2021 și 17 august 2021.

([85]) JO C 200, 28.6.2014, p. 1, astfel cum a fost rectificată prin rectificarea adoptată de Comisie în JO C 290, 10.8.2016, p. 11. La 2 iulie 2020, Comisia a adoptat o comunicare prin care a modificat OASPME și a prelungit aplicarea acestora până la 31 decembrie 2021. A se vedea Comunicarea C(2020) 4355 final.

4.1. **Necesitatea măsurii**

(265) Potrivit Belgiei, analiza sa, susținută de punctul de vedere al OTS, demonstrează că, din cauza eliminării treptate în perioada 2022-2025 a capacităților nucleare, care reprezintă în prezent mai mult de jumătate din capacitatea de producție de energie termică din Belgia, absența CRM ar afecta negativ siguranța alimentării cu energie electrică a Belgiei. Multe alte studii realizate în perioada 2017-2020 de către universități, institute tehnologice și Biroul Federal de Planificare confirmă, de asemenea, această necesitate, independent de analiza OTS.

(266) Belgia a indicat că nu numai scenariul HiLo, ci și scenariul EU-BASE au arătat existența unei probleme semnificative în ceea ce privește siguranța alimentării, și anume o valoare LOLE de peste trei ori mai mare decât criteriul său legal LOLE, și justifică necesitatea unei intervenții prin intermediul unui CRM.

(267) Belgia a subliniat că metodologia pe care ar trebui să se bazeze o ERAA/NRAA a fost aprobată de ACER abia la 2 octombrie 2020. Metodologia ACER include modificări semnificative și, prin urmare, prevede o punere în aplicare treptată, de aceea prima ERAA, care va fi publicată la sfârșitul anului 2021, va include doar anumite aspecte ale metodologiei ACER. ENTSO-E prevede că metodologia ERAA va fi pusă în aplicare pe deplin până în 2023.

(268) Belgia a susținut că nu i s-ar fi putut pretinde să aplice pe deplin metodologia ACER pentru ERAA și NRAA în studiile anterioare, deoarece metodologia nu era cunoscută încă la momentul respectiv. Cu toate acestea, Belgia a subliniat că multe elemente importante care decurg din metodologie au fost deja puse în aplicare înainte de aprobarea acesteia, de exemplu evaluarea viabilității economice, modelarea bazată pe flux, modelarea probabilistică și evoluțiile din alte țări.

(269) Belgia a contestat afirmația potrivit căreia CRM nu ar trebui să fie pus în aplicare până la lansarea ERAA. Potrivit Belgiei, statele membre pot, de asemenea, să efectueze evaluări naționale complementare și să evalueze necesitatea unui CRM pe baza acestor NRAA și nu pot aștepta punerea în aplicare deplină a unei ERAA (prevăzută pentru 2023).

(270) În ceea ce privește standardul de fiabilitate, Belgia a subliniat că metodologia de calcul pentru VoLL și CONE și metodologia pentru determinarea standardului de fiabilitate au fost publicate de ACER abia la 2 octombrie 2020. Prin urmare, nu este posibil, din punct de vedere temporal, să se întrerupă CRM cât timp se definește un nou standard de fiabilitate. În plus, responsabilitatea finală de a stabili nivelul dorit de siguranță a alimentării îi revine statului membru.

(271) În ceea ce privește anii climatici utilizați în studiile naționale de adecvare, Belgia a explicat că, în absența unei metodologii publicate, aceste studii utilizează aceeași bază de date privind clima precum cea utilizată în cadrul MAP din motive de coerență.

(272) În ceea ce privește veniturile de pe piață, Belgia a susținut că, în studiile naționale existente privind adecvarea, elaborate până în 2019, veniturile preconizate sunt modelate utilizând mediana veniturilor din toți anii simulați. Această abordare, deși simplificată, poate fi privită ca o reflectare a veniturilor preconizate, ținând cont de riscurile de preț, element pe care metodologia ACER îl recunoaște ca fiind relevant.

(273) În ceea ce privește plafoanele prețurilor și întreaga modelare a pieței în general, Belgia a explicat că structura utilizată în studiile naționale privind adecvarea este identică cu cea utilizată la nivel european (ENTSO-E, PLEF). Se consideră că aceasta este cea mai bună abordare disponibilă, reflectând proiectarea pieței europene, inclusiv plafoanele tehnice de ofertă predominante, prevăzute de OPEED.

(274) În ceea ce privește funcția de tarifare de deficit, astfel cum se subliniază în planul de punere în aplicare actualizat al Belgiei, Belgia analizează în ce măsură o astfel de inițiativă ar putea fi prevăzută. Belgia a explicat că autoritatea națională de reglementare și OTS efectuează un studiu în acest sens.

(275) Belgia a remarcat că studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea a utilizat deja cele mai bune previziuni disponibile privind introducerea flexibilității și a energiei eoliene offshore, în conformitate cu Planul național privind energia și clima, și a aplicat regula de 70 % minRAM. În scenariul de bază, se consideră că această regulă a fost îndeplinită în timp util de către toate țările europene.

(276) În ceea ce privește problema adecvării, Belgia a susținut că, deși este adevărat că studiile indică o fluctuație a necesarului de capacitate calculat în mod specific, acest lucru nu diminuează faptul că nevoia de capacitate în 2025 necesită și o intervenție orientată către noi capacități.

(277) Cel mai recent studiu privind adecvarea și flexibilitatea arată o nevoie din ce în ce mai mare de capacitate în perioada 2025-2032.

4.2. **Caracterul adecvat al măsurii**

4.2.1. *Alegerea instrumentului*

(278) Belgia nu împărtășește punctul de vedere al unor părți interesate, potrivit căruia ar fi preferabilă o rezervă strategică în locul unui CRM la nivelul pieței.

(279) Belgia a făcut referire la studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea, analizând un scenariu de tip piața exclusivă a energiei (*energy only market* – EOM) + rezervă strategică și un scenariu de tip EOM + CRM. Acest studiu a concluzionat că, în scenariul EOM + rezervă strategică, criteriul siguranței alimentării nu ar fi îndeplinit.

4.2.2. *Deschiderea măsurii pentru toți furnizorii de capacitate relevanți*

(280) În ceea ce privește licitația T-2, Belgia a explicat că, la fel ca în cazul altor state membre în care există un CRM, existența unei licitații T-4 și a unei licitații T-1 permite tuturor tehnologiilor, cu un termen de execuție mai lung sau mai scurt, să participe la mecanism și permite statului membru să aibă garanția relativă că poate fi achiziționat un volum suficient pentru a garanta siguranța alimentării în anul de livrare. Divizarea volumelor între licitațiile T-1 și T-2 riscă să diminueze excesiv concurența în cadrul acestor licitații.

(281) În ceea ce privește utilizarea capacității instalate pentru calcularea pragului de investiții, Belgia a susținut că atribuirea de contracte multianuale UPC-urilor care contribuie mai mult la siguranța alimentării este în conformitate cu obiectivul comun al CRM.

(282) Potrivit Belgiei, dacă, în locul capacității instalate, ar fi luată în considerare capacitatea redusă oferită de UPC pentru a calcula pragul de investiții, capacitățile cu un factor de reducere ridicat ar atinge mai ușor pragul de investiții pentru contractele multianuale. Astfel acestea ar beneficia de un avantaj în comparație cu altele, în timp ce furnizează același serviciu.

(283) În ceea ce privește neeligibilitatea furnizorilor de capacitate, care beneficiază de alte măsuri de sprijin pentru a participa la CRM, Belgia a subliniat că, dacă s-ar permite capacităților de cogenerare să beneficieze de ambele mecanisme, acest lucru ar crea un risc de supracompensare a acestor capacități, ceea ce ar crea, de asemenea, un avantaj concurențial neloial în cadrul licitațiilor CRM.

4.3. **Efectul stimulativ**

4.3.1. *Costurile de investiții eligibile*

(284) În ceea ce privește observația potrivit căreia cheltuielile care permit capacității să respecte standardele de mediu nu ar trebui să fie eligibile pentru contracte pe durată mai lungă, Belgia a clarificat faptul că această propunere vizează asigurarea egalității de tratament între capacitățile noi și cele existente în ceea ce privește clasificarea capacităților în contractele cu durată mai lungă.

4.4. **Proporționalitatea măsurii**

4.4.1. *Volumul care urmează să fie achiziționat*

(285) Potrivit Belgiei, alegerea privind calibrarea volumului CRM (scenariul de referință) pentru prima licitație s-a făcut pe baza avizului SPF Economie. Acest aviz ia în considerare o disponibilitate redusă a capacităților nucleare în Franța, mai puțin severă decât cea recomandată de OTS (și mai puțin severă decât scenariul de dimensionare care a fost utilizat în ultimii ani pentru a determina dimensiunea rezervei strategice belgiene).

(286) Belgia a susținut că rata sa ridicată de interconectare și dependența sa de importuri constituie o particularitate a alimentării naționale cu energie electrică. Belgia a susținut, de asemenea, că includerea indisponibilității capacității nucleare din Franța este singura sensibilitate luată în considerare, chiar dacă Belgia consideră că există diverse alte riscuri în țările învecinate (de exemplu, accelerarea eliminării treptate a cărbunelui, întârzieri în punerea în funcțiune a infrastructurii de rețea sau a noilor capacități).

(287) Belgia a indicat că articolul 4 din proiectul de decret regal privind metodologia de definire a scenariului de referință pentru fiecare licitație reglementează selectarea scenariului de referință. Pentru fiecare licitație, scenariul de referință se bazează pe cele trei etape descrise mai jos și supuse consultării publice:

(a) selectarea scenariilor/sensibilităților din cea mai recentă ERAA și/sau NRAA.

— Pentru prima licitație (2021), a fost selectat scenariul din cadrul MAF 2019 (cel mai recent studiu european disponibil, care a făcut obiectul unei consultări la nivel european);

(b) actualizarea datelor și a ipotezelor din cele mai relevante surse disponibile.

— Pentru prima licitație (2021), au fost incluse actualizările din PLEF 2020 GAA ([86]);

(c) selectarea sensibilităților suplimentare care pot avea un impact asupra siguranței alimentării Belgiei.

— Pentru prima licitație (2021), a fost eliminat echivalentul a două unități nucleare din Franța, pe baza a ceea ce s-a realizat în studiul PLEF în vederea alinierii la observațiile istorice/preconizate ale flotei nucleare din Franța, care nu sunt incluse la literele (a) și (b) de mai sus, dar care sunt utilizate de operatorul de transport și de sistem francez în NRAA din Franța („Bilan Prévisionnel 2019") ([87]).

(288) Belgia a indicat că, în PLEF 2020 GAA, este prezentată o „sensibilitate nucleară scăzută" pentru a imita scenariul de bază adoptat de OTS francez pentru evaluările sale privind adecvarea. Această sensibilitate consideră că o capacitate nucleară de 1 700 MW reprezintă o indisponibilitate suplimentară.

(289) Belgia a susținut că sensibilitatea selectată pentru CRM corespunde datelor și ipotezelor din scenariul de bază al NRAA din Franța. Prin urmare, ar trebui să se presupună, de asemenea, că acest scenariu de bază este cel mai adecvat pentru Belgia, deoarece această actualizare este în concordanță cu datele și ipotezele din cele mai relevante surse disponibile. Prin urmare, acesta nu trebuie considerat un „caz HiLo", ci un scenariu de bază plauzibil.

(290) În ceea ce privește afirmația potrivit căreia parametrii care determină volumul de capacitate achiziționat în cadrul licitației ar trebui aprobați pe baza unei propuneri din partea autorității de reglementare, Belgia a menționat că a fost pregătită o modificare a Legii privind CRM în acest sens. În așteptarea aprobării oficiale a acestei modificări, Regulamentul privind energia electrică este deja respectat, și anume autoritatea de reglementare și-a publicat propunerea privind metodologia de determinare a parametrilor de volum în martie 2020, iar autoritatea de reglementare va elabora o propunere până în februarie 2021 pentru curba cererii pentru prima licitație.

(291) Legea privind CRM modificată a fost publicată la 19 martie 2021. Decretul regal privind metodologia de stabilire a parametrilor de volum a fost publicat la 30 aprilie 2021. CREG a prezentat o propunere de parametri de volum la 30 aprilie 2021. La 30 aprilie 2021 a fost emis un decret ministerial cu instrucțiunile pentru licitația T-4 pentru anul de livrare 2025.

(292) Belgia a susținut că raționamentul potrivit căruia un stat membru nu ar putea să se abată de la o propunere din partea autorității de reglementare este o declarație pentru care nu se prevede niciun temei juridic în Regulamentul privind energia electrică și care ar fi o contradicție cu responsabilitatea statului membru privind siguranța alimentării.

4.4.2. *Mecanismul de finanțare*

(293) Belgia a explicat că, pentru moment, nu există suficiente contoare inteligente instalate în Belgia pentru a permite un mecanism de finanțare bazat pe consumul de sarcină maximă. Legea privind CRM a fost modificată astfel încât acest model să poată fi introdus în 2025. Belgia a explicat, de asemenea, că va reanaliza acest aspect în 2023, când va fi emis un raport privind introducerea contoarelor inteligente.

([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) În ceea ce privește afirmația potrivit căreia activele de stocare ar trebui să fie scutite de obligația de serviciu public de a finanța CRM, Belgia a explicat că aceasta se referă la o problemă mai amplă a tarifelor și a taxelor aplicate stocării energiei electrice. În această privință, Belgia a confirmat că va aplica orientările și regulamentele prevăzute în Pachetul „Energie curată pentru toți europenii" [de exemplu, Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European] și scutirile prevăzute în Directiva privind impozitarea energiei (Directiva 2003/96/CE a Consiliului din 27 octombrie 2003).

4.5. **Evitarea efectelor negative asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale**

4.5.1. *Deschiderea măsurii pentru toți furnizorii de capacitate relevanți*

4.5.1.1. Agregarea

(295) În ceea ce privește afirmația potrivit căreia normele actuale de eligibilitate pentru contractele multianuale împiedică agregarea și, mai precis, regula conform căreia activul cu cea mai mică durată a contractului dintr-un portofoliu agregat determină durata contractului pentru întregul portofoliu, Belgia a susținut că proiectul de decret regal și normele de funcționare vor fi modificate pentru a permite capacităților cu o durată mai mare a contractului care doresc să realizeze o agregare să aleagă un contract cu o durată mai mare.

(296) Acest aspect a fost adaptat în Decretul regal de stabilire a pragurilor de investiții, a criteriilor de eligibilitate pentru costurile de investiții și a procedurii de clasificare, precum și în Normele privind funcționarea CRM.

(297) În ceea ce privește interdicția de agregare a capacităților care au obligația unui program zilnic, Belgia a declarat că nu pare oportun în acest moment să se modifice acest element de proiectare, însă va solicita o actualizare periodică a acestei interdicții în evaluările CRM, pentru a permite modificări, în cazul în care acest lucru este necesar. Potrivit Belgiei, unitățile care se încadrează în această categorie au făcut întotdeauna și se așteaptă să facă în continuare obiectul unor proceduri de coordonare speciale. Aceste proceduri includ o obligație de programare zilnică precisă la nivelul pieței, o coordonare strictă în planificarea întreruperilor în exploatare și obligații de punere la dispoziție a capacității, de exemplu pentru echilibrare. Această metodă asigură o funcționare bine coordonată în timp real a rețelei. O imagine individuală asupra acestor unități permite o previzionare adecvată a fluxurilor și face posibilă abordarea unor constrângeri specifice cât mai eficient posibil, în timp ce, într-un grup agregat, această imagine ar fi „neclară", ceea ce ar face ca exploatarea rețelei să fie mai puțin simplă și mai puțin eficientă.

(298) În plus, proiectarea CRM a fost calibrată pentru capacitățile care se încadrează fie într-o categorie, fie în alta, iar monitorizarea disponibilității este aliniată la contextul lor de pe piața energiei. Abaterea de la această distincție existentă ar putea duce la o proiectare mai complexă și, eventual, mai puțin robustă care să vizeze mai multe aspecte. De exemplu, este dificil de imaginat modul în care s-ar aplica obligația de rambursare pentru o astfel de UPC, întrucât cele două părți ale UPC agregate ar putea intra sub incidența unor regimuri diferite.

4.5.1.2. Pragurile de investiții

(299) În ceea ce privește pragurile de investiții care determină accesul la contracte pe termen mai lung, Belgia a declarat că va analiza mai atent diferitele elemente și va comunica Comisiei Europene soluția pe care o preferă.

(300) La 11 iunie 2021, Belgia a publicat un decret regal care ia în considerare observațiile părților interesate cu privire la pragurile de investiții.

(301) În ceea ce privește afirmația potrivit căreia investițiile care creează flexibilitate sau măresc capacitatea redusă fără a crește capacitatea instalată ar trebui, de asemenea, să fie considerate costuri eligibile, Belgia a afirmat că, întrucât CRM este o piață a capacităților, și nu o piață a energiei, Belgia se dezice de ipoteza potrivit căreia sunt eligibile numai investițiile care mențin sau extind capacitatea. De exemplu: (i) în ceea ce privește răspunsul părții de consum, investițiile care permit o creștere a capacității instalate [care este diferența dintre consumul maxim (ieșirile maxime) și ieșirile minime (marja neîntreruptă)] sunt eligibile pentru a obține un contract pe termen mai lung și (ii) pentru unitățile termice, investițiile menite să sporească fiabilitatea și, prin urmare, reducerea nu sunt eligibile, în același mod în care nu sunt eligibile în cazul răspunsului părții de consum.

(302) Belgia a subliniat că, deși aceste costuri nu sunt eligibile pentru a obține un contract pe termen mai lung, ele pot fi integrate în prețul de ofertă al capacității.

4.5.1.3. Factorii de reducere

(303) În ceea ce privește factorii de reducere, Belgia a afirmat că explicația, la prima vedere, a factorilor de reducere „mai mici" se regăsește în faptul că reducerile tehnologiilor cu consum energetic redus sunt mai scăzute atunci când proporția acestora în sistem/țară crește. Într-adevăr, având în vedere ponderea mare a acestor tehnologii, contribuția lor nu se limitează la momentele de deficit. Belgia are cea mai mare pondere a resurselor cu consum energetic redus în comparație cu alte țări în care există un CRM, iar acest procent va crește în continuare în conformitate cu scenariul de referință CRM (30 % în 2025, comparativ cu mai puțin de 10 % în Franța, Regatul Unit sau Irlanda). Această tendință, și anume faptul că cu cât ponderea resurselor cu consum energetic redus este mai mare, cu atât factorul de reducere este mai mic, este confirmată și în alte țări/zone, cum ar fi Irlanda sau Regatul Unit.

(304) Belgia a explicat, de asemenea, că se așteaptă un aviz din partea autorității de reglementare cu privire la factorii de reducere propuși și că, la începutul lunii ianuarie 2021, OTS a organizat o reuniune specifică a grupului operativ pe această temă pentru toate părțile interesate.

(305) În decizia ministerială de furnizare a instrucțiunilor pentru licitația A-4 pentru anul de livrare 2025, publicată la 30 aprilie 2021, a fost inclus un set actualizat de factori de reducere, care a cuprins factori de reducere mai mari pentru capacitățile cu consum energetic redus, ținând seama de durata maximă de livrare a acestora.

4.5.1.4. Obligația de rambursare

(306) În ceea ce privește obligația de rambursare, Belgia a explicat că proiectarea prețului de exercitare a făcut obiectul multor discuții în cadrul Grupului operativ privind CRM. Soluția rezultată urmărește găsirea unui echilibru între două aspecte:

(a) pe de o parte, obligația de rambursare este o caracteristică fundamentală a CRM belgian, bazat pe opțiuni de fiabilitate, și ar trebui să existe o șansă realistă de expunere la prețul de exercitare în cazul unor prețuri de vârf, pentru a evita profiturile excepționale;

(b) pe de altă parte, capacitățile nu ar trebui excluse din CRM în cazul în care acestea se activează doar la un preț al pieței mai mare decât nivelul prețului de exercitare.

4.5.1.5. Plafonul prețului intermediar pentru capacitatea națională

(307) În ceea ce privește plafonul prețului intermediar, Belgia a susținut că investighează posibilitatea introducerii unui mecanism de derogare.

(308) Decretul regal publicat la 30 aprilie 2021 prevede, în cadrul unei proceduri și al unui mecanism de derogare, posibilitatea ca părțile să poată demonstra că au „fonduri lipsă" mai mari decât pot fi recuperate datorită plafonului prețului intermediar.

4.5.2. *Venituri din congestii*

(309) Potrivit Belgiei, distribuirea și utilizarea rentelor care rezultă din alocarea biletelor transfrontaliere către CRM respectă în totalitate normele stabilite de Regulamentul privind energia electrică, în special la articolul 26 alineatul (9).

(310) Belgia a declarat că autoritatea (autoritățile) națională (naționale) de reglementare adoptă decizii în ceea ce privește distribuția veniturilor între operatorii de transport și de sistem. Utilizarea veniturilor provenite din congestii de către OTS belgian este reglementată de metodologia tarifară care prevede că venitul total acoperă costurile necesare pentru continuarea activităților reglementate.

(311) Belgia a indicat că, atunci când veniturile sunt partajate cu OTS învecinați, Regulamentul privind energia electrică reglementează utilizarea acestor venituri.

(312) De asemenea, Belgia a confirmat că va respecta Decizia ACER nr. 36/2020 care stabilește, printre altele, metodologia de partajare a veniturilor rezultate din alocarea capacității de intrare.

4.5.3. *Plafonul prețului intermediar pentru capacitatea externă*

(313) Belgia a indicat că limitarea la contractele cu o durată de un an pentru capacitatea externă indirectă pare justificată, deoarece nu se poate garanta că vor rămâne suficiente bilete transfrontaliere pentru o anumită frontieră pe durata unui contract multianual.

(314) Belgia indică faptul că, în cazul în care aplicarea generală a plafonului prețului intermediar pentru capacitățile externe indirecte duce la descurajarea participanților, pot fi luate în considerare modificări ale proiectului notificat (cum ar fi prevederea unui mecanism de acordare de derogări).

(315) Mecanismul de derogare menționat în considerentul 308 se aplică și capacităților externe indirecte.

4.5.4. *Capacitatea transfrontalieră directă*

(316) Belgia a susținut că a fost elaborată o modificare a Legii privind CRM, care prevede că o condiție prealabilă pentru participarea capacităților externe directe este încheierea unui acord între Belgia și statul membru pe teritoriul căruia este situată capacitatea. Acest acord ar trebui, pe de o parte, să asigure Belgia că deținătorul capacității va respecta condițiile tehnice, organizatorice și financiare și, pe de altă parte, să asigure statul membru gazdă că această participare nu va cauza probleme pentru siguranța alimentării sale sau pentru gestionarea congestiilor.

(317) Legea privind CRM, care include această modificare, a fost publicată la 19 martie 2021.

4.6. **Respectarea Regulamentului privind energia electrică**

4.6.1. *Interpretarea articolului 24 alineatul (1)*

(318) Belgia a declarat că studiile disponibile privind adecvarea resurselor includ sensibilități cu privire la capacitățile externe. Belgia consideră că o astfel de includere este pe deplin conformă cu Regulamentul privind energia electrică, întrucât o dependență ridicată de importuri ar trebui să fie considerată ca fiind tocmai o „particularitate a cererii și a ofertei naționale de energie electrică”, astfel cum se menționează la articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică. Acest lucru este susținut de domeniul de aplicare regional necesar al NRAA.

4.6.2. *Eliminarea treptată administrativă*

(319) În ceea ce privește clauza de eliminare treptată administrativă, Belgia a susținut că, având în vedere proiectarea CRM, contractele pot și ar trebui să tindă către o remunerație egală cu zero.

(320) Astfel cum se menționează în considerentul 218, Belgia s-a angajat să introducă în Legea privind energia electrică o dispoziție care să prevadă că, în cazul în care nu se încheie un nou acord de capacitate timp de trei ani consecutivi, în conformitate cu articolul 7j alineatul (11) din Legea privind energia electrică, nu se vor organiza noi licitații începând cu anul următor în cadrul CRM.

4.7. **Alte observații**

4.7.1. *Sustenabilitatea*

(321) Belgia a explicat că CRM este conceput să fie neutru din punct de vedere tehnologic și nu rezervă nicio capacitate pentru unitățile alimentate cu gaz. În plus, s-au făcut multe alegeri în materie de proiectare pentru a asigura condiții de concurență echitabile și pentru a promova în mod activ participarea tehnologiilor inovatoare, cum ar fi gestionarea cererii și alte forme de flexibilitate. De exemplu, proiectul prevede rezervarea unei capacități substanțiale pentru licitația T-1, ceea ce va facilita participarea la licitație a tehnologiilor cu termene de execuție mai scurte, cum sunt cele de gestionare a cererii sau bateriile. Volumul este estimat la peste 1,5 GW cu disponibilitate de 100 %, ceea ce reprezintă mai mult de 3 sau 4 GW după aplicarea factorilor de reducere. Comparativ cu alte țări europene, această cotă rezervată licitației T-1 este semnificativ mai mare, respectiv pentru anul de livrare 2018-2019, Regatul Unit a rezervat 2,5 GW pentru licitația T-1, comparativ cu 48,6 GW în licitația T-4. În mecanismul irlandez de asigurare a capacității se prevede că între 2 % și 5 % din cerința de capacitate este rezervată pentru licitația A-1.

(322) Astfel cum se menționează în considerentul 109, noile instalații alimentate cu combustibili fosili, care vor fi eligibile pentru contracte pe 15 ani, vor fi obligate să respecte obiectivele stabilite de Uniunea Europeană și/sau Belgia de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră în vederea realizării neutralității climatice până în 2050.

(323) În plus, Belgia a susținut că a dezvoltat un climat atractiv pentru dezvoltarea așa-numitelor tehnologii cu consum energetic redus (de exemplu, prin posibilitatea de a participa la piețele serviciilor auxiliare sau facilitate printr-un mecanism de transfer de energie). Acest lucru a condus la ponderi ridicate ale gestionării cererii, tendință care va crește și mai mult pe măsură ce se preconizează că stocarea suplimentară și răspunsul părții de consum vor fi adăugate în sistem în perspectiva anului 2025.

(324) În ultimul rând, Belgia are în prezent un nivel de interconectivitate a rețelelor de energie electrică de aproximativ 24 %, preconizându-se o creștere de până la 33 % până în 2030.

4.7.2. *Eliminarea treptată a capacităților nucleare*

(325) Belgia a susținut că notificarea se bazează în continuare pe eliminarea treptată completă a capacităților nucleare. De asemenea, Belgia a explicat că orice propunere de ajustare, în urma unei evaluări până la sfârșitul lunii noiembrie 2021, va fi notificată.

4.7.3. *Durata*

(326) Belgia a susținut că motivul principal pentru care au fost introduse contractele pe termen lung este acela de a crea condiții de concurență echitabile între capacitățile existente, cele reabilitate și cele noi. Preocuparea de a asigura condiții de concurență echitabile constituie o prioritate atât în cadrul primei licitații, cât și în cele ulterioare.

(327) În ceea ce privește durata contractelor (15 ani) și caracterul temporar al măsurii (10 ani), Belgia a observat că trebuie făcută o distincție între durata contractului, pe de o parte, și organizarea aprobată a licitațiilor, pe de altă parte.

5. EVALUAREA MĂSURII

5.1. Ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE

(328) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat opinia preliminară potrivit căreia măsura constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE. Nici Belgia, și nici vreuna dintre părțile interesate nu au contestat această opinie.

(329) Articolul 107 alineatul (1) din TFUE definește ajutoarele de stat ca fiind „ajutoarele acordate de state sau prin intermediul resurselor de stat, sub orice formă”.

(330) Ajutorul de stat care intră sub incidența articolului 107 alineatul (1) din TFUE este incompatibil cu piața internă dacă „denaturează sau amenință să denatureze concurența prin favorizarea anumitor întreprinderi sau a producerii anumitor bunuri […], în măsura în care acestea afectează schimburile comerciale dintre statele membre”.

(331) Articolul 107 alineatul (2) și alineatul (3) din TFUE enumeră circumstanțele specifice în care ajutorul este sau poate fi totuși considerat compatibil cu piața internă. Evaluarea de către Comisie a posibilității ca una dintre circumstanțele respective să se aplice în acest caz este prezentată în secțiunea 5.3.

5.1.1. *Imputabilitatea statului și finanțarea prin intermediul resurselor de stat*

(332) Pentru ca măsurile să fie calificate drept ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, acestea (a) trebuie să fie imputabile statului și (b) trebuie să implice resurse de stat. A doua condiție implică faptul că ajutorul trebuie să fie acordat direct de către stat sau de către un organism public sau privat desemnat sau înființat de stat ([88]). Astfel cum s-a explicat în secțiunea 2.2, CRM a fost instituit prin legea federală, adoptată la 22 aprilie 2019, de modificare a Legii federale a energiei electrice din 29 aprilie 1999 privind organizarea pieței belgiene a energiei

([88]) Cauza 76/78, Steinike & Weinlig/Germania, Rec., 1977, p. 595, punctul 21; cauza C-379/98, PreussenElektra, Rec., 2001, p. I-2099, punctul 58; cauza C-706/17, Achema [2019], punctul 47 și următoarele.

electrice (legislația primară). Mai multe dispoziții de punere în aplicare a acestui mecanism de asigurare a capacității sunt prevăzute prin intermediul legislației secundare, de exemplu prin decrete regale, decrete ministeriale, norme privind funcționarea pieței și contracte aprobate de autoritatea de reglementare. Toată această legislație secundară își are temeiul juridic în Legea federală a energiei electrice menționată mai sus. În consecință, măsura este imputabilă statului belgian.

(333) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat opinia preliminară potrivit căreia CRM este finanțat din resurse de stat. Belgia nu a contestat acest punct de vedere.

(334) Prin mecanismul de finanțare descris în secțiunea 2.12.2, statul belgian creează un sistem în care costurile suportate de OTS ca urmare a CRM sunt compensate integral prin tarifele de rețea, situație care prezintă caracteristicile unei taxe parafiscale. Într-adevăr, statul stabilește prin lege o suprataxă pentru consumul de energie electrică prin tarifele de rețea (a se vedea considerentele 208 și 209). Pe de o parte, Legea privind energia electrică prevede că OTS este obligat să colecteze aceste tarife direct de la utilizatorii rețelei (a se vedea considerentul 208). Pe de altă parte, utilizatorii rețelei cărora li se aplică tarifele trebuie să le plătească (a se vedea considerentul 210). În plus, astfel cum s-a subliniat în considerentul 208, tarifele de rețea obligatorii provin de la stat, în sensul că statul nu s-a limitat la a impune unui grup de persoane private obligația de a plăti o contribuție care a fost introdusă și administrată de o asociație a unor astfel de persoane private, precum în jurisprudența *Pearle* ([89]) și *Doux Élevage* ([90]) . În consecință, în conformitate cu hotărârea pronunțată de Curtea de Justiție în cauza Germania/Comisia Europeană, tarifele de rețea se califică drept taxe impuse prin lege ([91]).

(335) În consecință, Comisia consideră că CRM este finanțat din resurse de stat, întrucât este finanțat din veniturile aduse de o taxă parafiscală impusă de stat, care sunt gestionate și alocate în conformitate cu dispozițiile prevăzute în legislație. Într-adevăr, în cazul în care legislația națională impune aplicarea unei taxe asupra unui anumit grup de persoane, taxa este obligatorie și, prin urmare, fondurile colectate sunt resurse de stat ([92]).

5.1.2. *Avantajul economic conferit anumitor întreprinderi sau producerii anumitor bunuri (avantaj selectiv)*

(336) Un avantaj în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE este orice beneficiu economic pe care întreprinderea nu l-ar fi obținut în condiții normale de piață, și anume în absența intervenției statului ([93]).

(337) Ofertanții câștigători la licitațiile CRM primesc o remunerație prin intermediul CRM pe care nu ar primi-o dacă ar continua să activeze pe piața energiei electrice în condiții economice normale și dacă ar vinde numai energie electrică și servicii auxiliare. Prin urmare, măsura conferă un avantaj economic întreprinderilor câștigătoare la licitațiile CRM. Acest avantaj este selectiv prin faptul că favorizează doar anumite întreprinderi, și anume ofertanții câștigători la licitațiile CRM, care se află într-o situație comparabilă de fapt și de drept cu alți furnizori de capacitate, care fie nu au putut sau nu au participat la licitațiile CRM, fie au participat, dar nu au câștigat.

(338) În plus, măsura conferă un avantaj selectiv numai anumitor întreprinderi care pot contribui la soluționarea problemei identificate privind adecvarea, deoarece capacitățile mai mici de 1 MW (a se vedea considerentul 69) sunt excluse de la participarea directă la CRM (adică fără agregare, a se vedea considerentul 72), chiar dacă și acestea pot contribui la diminuarea problemei de adecvare identificate. În viitor, existența unui prag minim de participare la CRM, chiar dacă este redus (considerentul 70), va continua să excludă anumite capacități de la participarea directă (adică fără agregare) la CRM. În plus, capacitățile externe situate în state membre care nu sunt învecinate vor fi excluse din CRM (a se vedea considerentul 199). În consecință, și din această perspectivă, măsura conferă un avantaj selectiv.

([89]) Cauza C-345/02, Pearle și alții [2004], ECLI:EU:C:2004:448.
([90]) Cauza C-677/11, Doux Élevage și Coopérative agricole UKL-ARREE [2013], ECLI:EU:C:2013:348.
([91]) Cauza C-405/16 P, Republica Federală Germania/Comisia Europeană [2019], ECLI:EU:C:2019:268, punctul 68.
([92]) A se vedea Cauza C-405/16 P, Republica Federală Germania/Comisia Europeană [2019], ECLI:EU:C:2019:268, punctele 68 și 72; cauza C-706/17, Achema și alții [2019], ECLI:EU:C:2019:407, punctul 57 și cauza T-217/17, FVE Holýšov I și alții/Comisia [2019], ECLI:EU:T:2019:633, punctul 111.
([93]) Hotărârea Curții de Justiție din 11 iulie 1996, SFEI și alții, C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, punctul 60; hotărârea Curții de Justiție din 29 aprilie 1999, Spania/Comisia, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, punctul 41.

5.1.3. *Denaturarea concurenței și a schimburilor comerciale în cadrul Uniunii*

(339) Există riscul ca măsura să denatureze concurența și să afecteze schimburile comerciale pe piața internă. Producția de energie electrică, precum și piețele angro și de retail ale energiei electrice sunt activități deschise concurenței pe întregul teritoriu al Uniunii ([94]). Prin urmare, orice avantaj din resurse de stat acordat oricărei întreprinderi din acest sector are potențialul de a afecta comerțul în interiorul Uniunii și de a denatura concurența.

5.1.4. *Concluzie privind evaluarea în temeiul articolului 107 alineatul (1) din TFUE*

(340) Prin urmare, măsura constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

5.2. **Legalitatea ajutorului**

(341) Prin notificarea mecanismului înainte de punerea sa în aplicare, autoritățile belgiene și-au respectat obligația prevăzută la articolul 108 alineatul (3) din TFUE.

5.3. **Compatibilitatea măsurii cu piața internă**

(342) Comisia a evaluat măsura notificată în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE și al OASPME. În special, Comisia a evaluat măsura în temeiul secțiunii 3.9 din OASPME ([95]), care stabilește condiții specifice pentru ajutoarele destinate adecvării sistemului de producție.

(343) Articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE prevede că Comisia poate declara compatibile „ajutoarele destinate să faciliteze dezvoltarea anumitor activități sau a anumitor regiuni economice, în cazul în care acestea nu modifică în mod nefavorabil condițiile schimburilor comerciale într-o măsură care contravine interesului comun”. Prin urmare, ajutoarele compatibile în temeiul dispoziției respective din tratat trebuie să contribuie la dezvoltarea anumitor activități economice. În plus, ajutoarele nu ar trebui să denatureze concurența într-un mod contrar interesului comun.

5.3.1. *Contribuția la dezvoltarea unei activități economice*

(344) În temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE, măsura trebuie să contribuie la dezvoltarea anumitor activități economice ([96]).

(345) Măsura notificată sprijină dezvoltarea activității economice în sectorul energiei electrice prin stimularea directă a unor investiții suficiente în capacități noi și existente de producere, de stocare și de răspuns al părții de consum pentru a garanta siguranța alimentării cu energie electrică. Ca efect secundar, se poate preconiza că siguranța alimentării cu energie electrică sprijinită de această măsură va stimula activitatea economică în general, întrucât o alimentare sigură cu energie electrică aduce beneficii diverselor activități economice care se bazează pe electricitate ca factor de producție.

(346) Schema notificată contribuie la dezvoltarea unei activități economice, în conformitate cu cerința prevăzută la articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.

5.3.2. *Facilitarea unei activități economice și efectul stimulativ*

(347) Un ajutor are un efect stimulativ dacă stimulează beneficiarul să își schimbe comportamentul în direcția dezvoltării unei anumite activități economice vizate de ajutor și dacă schimbarea de comportament nu ar avea loc în absența ajutorului. ([97]) Orientări mai specifice cu privire la interpretarea acestui criteriu sunt prezentate la punctul 227 coroborat cu secțiunea 3.2.4 din OASPME.

([94]) A se vedea Regulamentul privind energia electrică și Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (JO L 158, 14.6.2019, p. 125).

([95]) La punctul 16 din OASPME, Comunicarea C(2020) 4355 final a adăugat următoarea teză: „Cu toate acestea, prezentele orientări se aplică întreprinderilor care nu se aflau în dificultate la 31 decembrie 2019, dar care au devenit întreprinderi aflate în dificultate în perioada 1 ianuarie 2020-30 iunie 2021.”

([96]) Hotărârea din 22 septembrie 2020, Austria/Comisia, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punctele 20 și 24.

([97]) A se vedea în acest sens punctele 49 și 144 din OASPME.

(348) Belgia a furnizat o evaluare a adecvării sistemului de producție care arată că, într-un scenariu contrafactual în absența măsurii în cauză, adecvarea sistemului de producție ar fi atins niveluri critice în 2025, astfel cum se arată în considerentul 49. Cu alte cuvinte, în absența măsurii, furnizorii de capacitate nu ar fi pus la dispoziție capacitatea necesară pentru a respecta standardul de fiabilitate stabilit de Belgia pentru furnizarea de energie în perioadele de suprasolicitare a sistemului. Astfel cum se explică în considerentul 227, unele părți interesate au confirmat că este nevoie de CRM și au subliniat caracterul urgent al acestuia.

(349) Conform studiului din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea, doar o foarte mică parte din capacitatea suplimentară va fi viabilă pe piața exclusivă a energiei până în 2025 (considerentul 50).

(350) Prin urmare, măsura are un efect stimulativ pentru intrarea pe piață a unor noi capacități. Măsura stimulează actorii noi și pe cei existenți pe piață să contribuie la realizarea obiectivului privind siguranța alimentării.

(351) În plus, în conformitate cu punctul 52 din OASPME, ajutorul se acordă pe baza unei proceduri de ofertare concurențiale. Procesul de licitație descris în secțiunea 2.5 este nediscriminatoriu și deschis tuturor tipurilor de capacități.

(352) În plus, obligația de rambursare descrisă în secțiunea 2.7.3 creează un stimulent financiar care trebuie să fie disponibil în perioadele de deficit. În plus, Belgia a introdus proceduri de monitorizare a disponibilității înainte și în timpul perioadei de livrare (a se vedea secțiunile 2.8.1 și 2.8.2), precum și teste și sancțiuni adecvate (descrise în secțiunile 2.8.3 și 2.8.4) pentru a asigura respectarea obligației de disponibilitate.

(353) În ultimul rând, Comisia este de acord cu observațiile primite de la una dintre părțile interesate, subliniind că investițiile necesare pentru a permite capacității să respecte standardele de mediu care au fost deja adoptate nu ar trebui să fie eligibile pentru contracte cu durată mai lungă, în conformitate cu punctul 53 din OASPME (a se vedea considerentul 238).

(354) Prin urmare, Comisia salută modificarea Decretului regal de stabilire a pragurilor de investiții, a criteriilor de eligibilitate pentru costurile de investiții și a procedurii de clasificare. Decretul regal modificat prevede că numai costurile de adaptare la viitoarele standarde ale Uniunii vor fi eligibile în cadrul CRM (a se vedea considerentul 142).

(355) Comisia consideră că măsura are un efect stimulativ de modificare a comportamentului beneficiarilor săi în direcția dezvoltării unei anumite activități economice vizate de ajutor.

5.3.3. *Respectarea altor dispoziții ale dreptului Uniunii*

(356) Un ajutor de stat care încalcă dispoziții sau principii generale ale dreptului Uniunii nu poate fi declarat compatibil ([98]).

(357) În cazul în care o măsură de ajutor de stat (inclusiv metoda sa de finanțare, dacă există o legătură de alocare obligatorie între aceasta și ajutorul respectiv) implică aspecte indisolubil legate de obiectul ajutorului și care încalcă alte dispoziții ale dreptului Uniunii, o astfel de încălcare ar putea afecta evaluarea compatibilității respectivului ajutor de stat. ([99]) În cazul de față, această problemă ar putea apărea în ceea ce privește articolele 30 și 110 din TFUE, precum și anumite dispoziții din Regulamentul privind energia electrică. Prin urmare, Comisia trebuie să verifice dacă acest drept al Uniunii ar putea fi încălcat de aspecte ale CRM și, în caz afirmativ, dacă aceste aspecte sunt indisolubil legate de obiectul ajutorului în cadrul CRM.

5.3.3.1. Respectarea articolelor 30 și 110 din tratat

(358) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a exprimat opinia preliminară potrivit căreia mecanismul de finanțare a măsurilor de ajutor notificate nu introduce nicio restricție care ar încălca articolul 30 sau articolul 110 din TFUE. Comisia nu a primit nicio observație care să conteste această opinie.

([98]) Hotărârea din 22 septembrie 2020, Austria/Comisia, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punctul 44.

([99]) A se vedea considerentul 25 din Decizia Comisiei în cazul privind ajutorul de stat SA.40029 (2014/N) „Reintroducerea schemei de lichidare, a schemei de compensare, a modelului I și a modelului II – H1 2015”, JO C 136, 24.4.2015, p. 4. A se vedea considerentul 29 din Decizia Comisiei privind ajutorul de stat SA.42215 (2015/N) „Prelungirea măsurilor de sprijin financiar din Grecia (articolul 2 din Legea 3723/2008)” (JO C 277, 21.8.2015, p. 11).

(359) Astfel cum se indică la punctul 29 din OASPME, dacă o măsură de ajutor de stat sau condițiile atașate acesteia (inclusiv metoda de finanțare atunci când face parte integrantă din măsură) conduc la o încălcare nedisociabilă a dreptului Uniunii, ajutorul nu poate fi declarat compatibil cu piața internă. În domeniul energiei, orice taxă care are obiectivul de a finanța o măsură de ajutor de stat trebuie să respecte în special articolele 30 și 110 din TFUE. Prin urmare, Comisia a verificat dacă mecanismul de finanțare a măsurilor de ajutor notificate respectă articolele 30 și 110 din TFUE.

(360) Astfel cum se explică în considerentul 334, statul belgian creează un sistem în care costurile suportate de OTS ca urmare a CRM sunt compensate integral de tarifele de rețea, situație care prezintă caracteristicile unei taxe parafiscale. Astfel cum se explică în considerentul 214, tariful se aplică în mod uniform tuturor consumatorilor, pe o bază EUR/MWh. Prin urmare, Comisia consideră că aceste tarife sunt foarte asemănătoare cu o taxă pe energia electrică consumată.

(361) În ceea ce privește articolele 30 și 110 din TFUE, conform jurisprudenței constante, în stadiul său actual de dezvoltare, dreptul Uniunii nu restrânge libertatea fiecărui stat membru de a institui un regim fiscal care să diferențieze anumite produse, chiar produse care sunt similare în sensul articolului 110 primul paragraf din TFUE, pe baza unor criterii obiective, cum ar fi natura materiilor prime sau procesele de producție utilizate. Totuși, această diferențiere este compatibilă cu dreptul Uniunii numai dacă urmărește obiective care, la rândul lor, sunt compatibile cu dreptul Uniunii și dacă normele detaliate sunt de natură să evite orice formă de discriminare, directă sau indirectă, cu privire la importurile din alte state membre sau orice formă de protecție a produselor naționale concurente ([100]).

(362) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 2.10, în conformitate cu Regulamentul privind energia electrică, Belgia va permite ca o capacitatea externă situată într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu Belgia să participe la CRM de la prima livrare, adică din 2025.

(363) Având în vedere deschiderea măsurii față de capacitatea transfrontalieră, Comisia concluzionează că mecanismul de finanțare a măsurilor de ajutor notificate nu introduce nicio restricție care încalcă articolul 30 sau articolul 110 din TFUE.

5.3.3.2. Respectarea Regulamentului privind energia electrică

Respectarea articolului 20 din Regulamentul privind energia electrică

(364) În conformitate cu articolul 20 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, statele membre monitorizează adecvarea resurselor pe teritoriul lor pe baza ERAA menționată la articolul 23. În scopul completării ERAA, statele membre pot, de asemenea, să efectueze o NRAA în temeiul articolului 24.

(365) Comisia observă că ENTSO-E nu și-a respectat încă obligația prevăzută la articolul 23 din Regulamentul privind energia electrică de a furniza o ERAA. În consecință, problema adecvării resurselor în Belgia a fost identificată exclusiv pe baza NRAA. Comparația dintre NRAA și ERAA în temeiul articolului 24 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică, care are ca scop identificarea posibilelor divergențe între cele două evaluări, nu a putut fi efectuată. Astfel cum se prevede la articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, NRAA ar trebui să se bazeze, de asemenea, pe metodologia convenită pentru ERAA, menționată la articolul 23 din regulamentul menționat.

(366) La 25 iunie 2021, Elia a publicat un nou studiu privind adecvarea resurselor, care se bazează pe metodologia ERAA. Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea identifică o problemă de adecvare a resurselor pentru Belgia începând cu 2025.

(367) Înainte de introducerea unor mecanisme de asigurare a capacității, statele membre au obligația de a identifica orice denaturare în materie de reglementare sau disfuncționalitate a pieței care a cauzat sau a contribuit la problema de adecvare a resurselor. Statele membre au obligația de a adopta măsuri de eliminare a denaturărilor identificate și de a publica un calendar pentru punerea lor în aplicare [articolul 20 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică].

(368) Astfel cum se descrie în secțiunea 2.3.4, Belgia a elaborat și a publicat un plan de punere în aplicare care stabilește măsuri de eliminare a denaturărilor în materie de reglementare sau a disfuncționalităților pieței energiei electrice din Belgia.

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

(369) Pe baza planului de punere în aplicare, autoritățile belgiene s-au angajat să realizeze mai multe reforme ale pieței, în special în vederea consolidării piețelor de echilibrare (a se vedea considerentul 62), a facilitării răspunsului părții de consum (a se vedea considerentul 64) și a creșterii capacității de interconectare (a se vedea considerentul 65).

(370) Belgia s-a angajat, de asemenea, să publice planul și să monitorizeze aplicarea acestuia, să publice rezultatele monitorizării într-un raport anual și să îl transmită Comisiei Europene. În ultimul rând, Belgia s-a angajat să adere la planul de punere în aplicare chiar și după soluționarea problemei identificate privind adecvarea resurselor.

(371) În urma unei consultări publice, Comisia a adoptat, la 30 aprilie 2020, un aviz privind planul de punere în aplicare al Belgiei, în temeiul articolului 20 alineatul (5) din Regulamentul privind energia electrică ([101]). În avizul său, Comisia a constatat că Belgia ar trebui să îmbunătățească în continuare funcționarea piețelor sale de echilibrare prin modificarea schemei sale de tarifare de deficit, luând în considerare aplicarea funcției de tarifare de deficit și în cazul furnizorilor de servicii de echilibrare (FSE), astfel cum se menționează în considerentul 62, dar a recunoscut, de asemenea, că recent au fost puse în aplicare sau sunt planificate să fie puse în aplicare mai multe îmbunătățiri. Astfel cum se menționează în considerentul 62, Belgia a introdus o așa-numită componentă alfa în mecanismul său de stabilire a prețurilor de dezechilibru, a pus în aplicare compensarea dezechilibrelor și se pregătește să adere la platforma de echilibrare a Uniunii pentru aRRF și mRRF. În ceea ce privește răspunsul părții de consum, Comisia a constatat în avizul său că Belgia ar trebui să continue introducerea contoarelor inteligente cu funcționalitățile necesare pentru a facilita adoptarea unui răspuns al părții de consum bazat pe prețuri. Astfel cum se menționează în considerentul 64, Belgia s-a angajat să continue introducerea contoarelor inteligente în viitor. Aceste măsuri sunt suficiente pentru a elimina denaturările în materie de reglementare sau disfuncționalitățile pieței care au fost identificate în planul de punere în aplicare al Belgiei, în conformitate cu articolul 20 alineatul (5) din Regulamentul privind energia electrică.

(372) Măsura este conformă cu articolul 20 din Regulamentul privind energia electrică.

Respectarea articolului 21 din Regulamentul privind energia electrică

(373) În conformitate cu articolul 21 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, pentru a elimina problemele rămase legate de adecvarea resurselor, statele membre pot introduce un mecanism de asigurare a capacității, numai în ultimă instanță, în special sub rezerva condițiilor prevăzute la articolul 21 alineatele (2)-(8).

(374) În conformitate cu articolul 21 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică, în perioada octombrie-decembrie 2019, Belgia a efectuat un studiu privind efectele mecanismului său asupra statelor membre învecinate, prin consultarea statelor sale membre învecinate.

(375) În conformitate cu articolul 20 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică, statele membre evaluează dacă un mecanism de asigurare a capacității sub forma unei rezerve strategice poate remedia problemele în materie de adecvare a resurselor.

(376) Astfel cum se menționează în considerentul 60, Belgia are în prezent o rezervă strategică care va fi în vigoare până la 31 martie 2022. Obiectivul rezervei strategice este de a satisface cererea maximă în perioadele de iarnă în care piața nu reușește acest lucru, prin menținerea unei anumite capacități existente de producție și de răspuns al părții de consum în afara pieței, ca rezervă care să fie activată numai atunci când resursele de echilibrare sunt epuizate.

(377) Astfel cum se explică în Raportul final al anchetei sectoriale privind mecanismele de asigurare a capacității ([102]), în care sunt identificate probleme de adecvare pe termen lung, este probabil ca mecanismul de asigurare a capacității cel mai adecvat pentru abordarea problemei să fie o schemă bazată pe volum, la nivelul întregii piețe. După cum se explică în continuare în același raport, o rezervă strategică nu ar rezolva problema investițiilor identificată pentru noile centrale. În schimb, mecanismele de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe pot fi mai eficace în ceea ce privește încurajarea investițiilor pentru a aborda problemele de adecvare pe termen mai lung.

(378) Având în vedere că studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea a identificat o nevoie structurală de noi capacități (a se vedea considerentele 49 și 50), Comisia consideră că un mecanism de asigurare a capacității sub forma unei rezerve strategice nu ar fi în măsură să abordeze problema adecvării resurselor identificată în Belgia începând cu 2025.

([101]) Avizul Comisiei C(2020) 2654 final: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_ro

([102]) Raport final al anchetei sectoriale privind mecanismele de asigurare a capacității, SWD(2016) 385 final.

(379) În conformitate cu articolul 20 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică, statele membre nu introduc mecanisme de asigurare a capacității înainte ca planul de punere în aplicare menționat la articolul 20 alineatul (3) din regulament să fi primit un aviz din partea Comisiei, astfel cum se prevede la articolul 20 alineatul (5).

(380) Astfel cum se arată în considerentul 371, Comisia a adoptat un aviz privind planul de punere în aplicare al Belgiei la 30 aprilie 2020. Belgia a început etapele pregătitoare pentru prima licitație A-4, dar nu a introdus încă CRM.

(381) În conformitate cu articolul 21 alineatul (7) din Regulamentul privind energia electrică, care prevede o eliminare treptată eficientă a mecanismului de asigurare a capacității în cazul în care nu se încheie contracte noi timp de trei ani consecutivi, Belgia a introdus o clauză care prevede că nu vor fi organizate noi licitații în cadrul CRM dacă nu a fost încheiat niciun acord nou de capacitate timp de trei ani consecutivi, în conformitate cu articolul 7j alineatul (11) din Legea privind energia electrică (a se vedea considerentul 218).

(382) Astfel cum se descrie în considerentul 217, Belgia solicită autorizarea ajutorului de stat pentru o perioadă de 10 ani, adică pentru perioada maximă prevăzută la articolul 21 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică.

(383) În ultimul rând, Belgia s-a angajat să aplice planul de punere în aplicare menționat la articolul 20 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică după introducerea mecanismului de asigurare a capacității, astfel cum se prevede la articolul 21 alineatul (8) din regulament.

(384) Comisia concluzionează că măsura este în conformitate cu articolul 21 din Regulamentul privind energia electrică.

Respectarea articolului 22 din Regulamentul privind energia electrică

(385) Articolul 22 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică definește caracteristicile specifice de concepere pe care trebuie să le îndeplinească orice mecanism de asigurare a capacității. În conformitate cu articolul respectiv, un mecanism de asigurare a capacității: (i) este temporar; (ii) nu creează denaturări nejustificate ale pieței și nu limitează comerțul interzonal; (iii) nu depășește ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare; (iv) selectează furnizorii de capacitate prin intermediul unui proces transparent, nediscriminatoriu și concurențial; (v) oferă stimulente pentru ca furnizorii de capacitate să fie disponibili în perioadele de suprasolicitare preconizată a sistemelor; (vi) garantează că remunerația este stabilită printr-un proces concurențial; (vii) stabilește condițiile tehnice necesare participării furnizorilor de capacitate înaintea procesului de selecție; (viii) este deschis participării tuturor resurselor capabile să asigure performanțele tehnice necesare, inclusiv stocării energiei și gestionării cererii; și (ix) aplică sancțiuni adecvate furnizorilor de capacitate care nu sunt disponibili în momente de suprasolicitare a sistemelor.

(386) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la conformitatea măsurii cu articolul 22 alineatul (1) litera (c) din Regulamentul privind energia electrică, care prevede că un mecanism de asigurare a capacității nu ar trebui să depășească ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare.

(387) CRM notificat este temporar, astfel cum se explică în considerentul 385.

(388) CRM este conceput astfel încât să limiteze impactul la ceea ce este necesar pentru atingerea obiectivelor de politică și să evite denaturarea nejustificată a pieței energiei electrice. CRM este deschis tuturor producătorilor existenți și noi, tuturor furnizorilor de servicii de stocare și de răspuns al părții de consum. De asemenea, CRM este deschis pentru capacitățile transfrontaliere. În plus, structura CRM include mai multe măsuri care sunt adoptate în mod specific pentru a evita abuzurile de putere de piață, de exemplu opțiuni de fiabilitate, plafoane ale prețurilor și proceduri de licitație concurențiale (a se vedea secțiunile 2.5 și 2.7). În plus, se preconizează că prin deschiderea față de noi capacități și prin disponibilitatea contractelor pe termen lung se va asigura faptul că poziția dominantă existentă nu este consolidată în mod nejustificat (a se vedea considerentele 66 și 117).

(389) În ceea ce privește condiția ca CRM să nu depășească ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare, parametrii care determină volumul de capacitate care urmează să fie achiziționat în cadrul CRM au fost aprobați de Belgia pe baza propunerii autorității de reglementare, în conformitate cu articolul 25 alineatul (4) din Regulamentul privind energia electrică (a se vedea considerentele 88 și 290).

(390) Astfel cum se menționează în considerentul 92, procesul de finalizare a volumului de capacitate care urmează să fie achiziționat trebuie să respecte părțile relevante din Regulamentul privind energia electrică. Pentru a determina volumul care urmează să fie achiziționat în cadrul primei licitații A-4 pentru perioada de livrare 2025-2026, Belgia a utilizat scenariul MAF 2019 actualizat în conformitate cu actualizările din PLEF 2020. Belgia a clarificat faptul că aceleași sensibilități cu privire la indisponibilitatea capacității nucleare franceze au fost utilizate în studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea în scenariul „EU-BASE" (considerentul 102).

(391) În plus, astfel cum se menționează în considerentul 103, autoritățile belgiene au rezervat un volum semnificativ pentru licitația A-1, asigurându-se că o nouă calibrare a curbei cererii va avea loc mai aproape de anul de furnizare și evitând scoaterea la licitație a unui volum prea mare de capacitate în cadrul primei licitații A-4. Această rezervă importantă pentru A-1 permite autorităților belgiene să facă față unor ușoare abateri ca urmare a noilor date de intrare și a îmbunătățirilor metodologice.

(392) Comisia observă că numai aproximativ 54 % din consumul mediu de vârf în momentele de deficit va fi contractat în cadrul licitației A-4 din 2021 (a se vedea considerentul 104).

(393) Comisia observă, de asemenea, că standardul de fiabilitate determină volumul de capacitate scos la licitație pe piața de capacități și că noul standard de fiabilitate, calculat conform metodologiei RS, nu se abate de la vechiul standard de fiabilitate (considerentul 22).

(394) Astfel cum se menționează în considerentele 28 și 105, Belgia s-a angajat, dacă este necesar, să stabilească un nou standard de fiabilitate înainte de septembrie 2022, în vederea utilizării noului standard de fiabilitate pentru a determina volumul care urmează să fie achiziționat cel târziu pentru licitația din 2023. De asemenea, Belgia s-a angajat să verifice încrucișat și să ajusteze, dacă este necesar, volumele care urmează să fie achiziționate în cadrul licitației T-4 din 2023 și al licitației T-1 din 2026 cu rezultatele NRAA 2023. Comisia invită autoritățile belgiene să consulte ACER atunci când actualizează standardul de fiabilitate și NRAA, pentru a înțelege mai bine deciziile ACER conexe menționate în considerentele 18 și 40.

(395) Având în vedere cele de mai sus, în special observațiile suplimentare furnizate de Belgia în cursul procedurii oficiale de investigare, Comisia consideră că CRM nu depășește ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare.

(396) Pe baza Normelor privind funcționarea CRM belgian, capacitatea va fi achiziționată prin intermediul unui proces transparent, nediscriminatoriu și concurențial.

(397) CRM oferă stimulente pentru ca furnizorii de capacitate să fie disponibili în perioadele de suprasolicitare preconizată a sistemului (a se vedea considerentele 182-186).

(398) În plus, remunerația este stabilită prin procedura de ofertare concurențială, iar procedura de licitație descrisă în secțiunea 2.5 este nediscriminatorie și deschisă tuturor tipurilor de capacitate.

(399) Belgia stabilește condițiile tehnice necesare participării furnizorilor de capacitate înaintea procesului de selecție. Aceste condiții sunt prevăzute în Normele privind funcționarea CRM belgian (a se vedea considerentul 12).

(400) CRM va fi deschis tuturor capacităților care pot contribui la adecvarea resurselor. Acesta va fi neutru din punct de vedere tehnologic și va fi, în special, deschisă atât capacităților existente, cât și celor noi, stocării și răspunsului părții de consum. De asemenea, CRM va fi deschis capacităților transfrontaliere.

(401) În ultimul rând, astfel cum se explică în considerentul 182, CRM prevede sancțiuni pentru indisponibilitatea în perioadele de suprasolicitare a sistemului.

(402) Prin urmare, Comisia concluzionează că sunt îndeplinite cerințele prevăzute la articolul 22 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică.

(403) Articolul 22 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică prevede, în plus, că mecanismele de asigurare a capacității: (i) sunt concepute într-un mod care să asigure că prețul plătit pentru disponibilitate tinde automat spre zero atunci când se preconizează că nivelul capacității furnizate corespunde nivelului capacității solicitate; (ii) remunerează resursele participante doar pentru disponibilitatea lor; și (iii) se asigură că obligațiile privind capacitatea sunt transferabile între furnizorii de capacitate eligibili.

(404) Măsura notificată este un mecanism de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe, neutru din punct de vedere tehnologic, în cadrul căruia toți furnizorii de capacitate eligibili concurează în cadrul unei singure licitații de capacitate pentru a descoperi cel mai scăzut preț durabil la care poate fi furnizată capacitatea necesară. Caracterul concurențial al licitației ar trebui să conducă prețurile către zero în cazul în care există o ofertă suficientă pentru a satisface cererea.

(405) Astfel cum se explică în considerentul 8, taxa de capacitate plătită furnizorilor de capacitate cu o opțiune de fiabilitate constă într-o plată fixă pentru menținerea capacității contractate disponibile pentru orice perioadă de deficit. Astfel, taxa remunerează disponibilitatea capacității și nu include remunerația pentru cantitatea de energie electrică pe care furnizorii de capacitate o vor oferi pe piață.

(406) Astfel cum se arată în considerentul 187, Belgia va institui o piață secundară pentru a oferi furnizorilor de capacitate un mecanism de îmbunătățire a gestionării riscurilor în cadrul CRM. În cazul tranzacțiilor de pe piața secundară, se va asigura un transfer integral de obligații.

(407) Prin urmare, Comisia concluzionează că sunt îndeplinite cerințele prevăzute la articolul 22 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică.

(408) În ultimul rând, articolul 22 alineatul (4) din Regulamentul privind energia electrică stabilește cerințele referitoare la limitele emisiilor de CO_2.

(409) Astfel cum se explică în considerentul 107, cerințele de precalificare includ o limită de emisii: furnizorii de capacitate care depășesc următoarele limite de emisii nu pot participa la licitația de capacitate:

(a) capacitățile care au început să producă la 4 iulie 2019 sau după această dată fac obiectul unei limite de emisii de 550 g de CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică;

(b) capacitățile care au început să producă înainte de 4 iulie 2019 fac obiectul unei limite de emisii de 550 g de CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și al unei limite de 350 kg de CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat.

(410) Comisia concluzionează că măsura este în conformitate cu articolul 22 din Regulamentul privind energia electrică.

Respectarea articolului 24 din Regulamentul privind energia electrică

(411) În conformitate cu articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, NRAA-urile au un domeniu de aplicare regional și se bazează pe metodologia menționată la articolul 23 alineatul (3), în special la articolul 23 alineatul (5) literele (b)-(m) din regulament.

(412) În această privință, Comisia observă că cel mai recent studiu privind adecvarea resurselor pentru Belgia, și anume studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea, are un domeniu de aplicare regional și se bazează pe metodologia menționată la articolul 23 alineatul (3).

(413) În conformitate cu articolul 12 alineatul (1) din decizia ACER, metodologia ERAA trebuie să fie pusă în aplicare integral până la sfârșitul anului 2023. Prin urmare, decizia ACER prevede o punere în aplicare treptată a metodologiei ERAA, pe baza unei foi de parcurs care descrie etapa de punere în aplicare prevăzută la articolul 11 alineatul (8) din decizia ACER.

(414) Deși metodologia ERAA a fost aprobată cu puțin timp înainte ca Belgia să efectueze studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea, aceasta a integrat diverse elemente ale metodologiei ERAA prezentate în considerentul 42.

(415) Cu toate acestea, Comisia observă că studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea modelează o creștere automată a prețului de închidere maxim numai începând cu 2025. Cu toate acestea, astfel cum a demonstrat Belgia, chiar dacă creșterea automată a prețului de închidere maxim începe din 2022, rezultatele evaluării viabilității economice pentru 2025 nu s-ar schimba. În plus, Belgia s-a angajat să se asigure că noul studiu privind adecvarea, care urmează să fie publicat până în iunie 2023, ține seama pe deplin de metodologia pentru creșterile dinamice ale prețurilor care încep de la începutul perioadei de simulare (a se vedea considerentul 48).

(416) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea se bazează pe scenarii centrale de referință adecvate, în conformitate cu articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică (a se vedea considerentul 45).

(417) În conformitate cu articolul 24 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul privind energia electrică, statele membre pot include în evaluarea adecvării sensibilitățile legate de particularitățile cererii și ale ofertei naționale de energie electrică.

(418) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoielile cu privire la conformitatea CRM cu articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, întrucât studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea a utilizat scenariul EU-HiLo, care se bazează pe ipoteze privind alimentarea externă cu energie electrică, și anume pe ipoteza indisponibilității suplimentare a centralelor nucleare franceze.

(419) Mai multe părți interesate au criticat interpretarea dată de Comisie articolului 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, afirmând că este prea restrictivă. Potrivit acestor părți interesate, metodologia ERAA confirmă faptul că NRAA-urile trebuie să aibă un domeniu de aplicare regional și pot include sensibilități suplimentare. Natura acestor sensibilități suplimentare nu este specificată sau restricționată. Astfel cum se menționează la articolul 3 alineatul (6) din metodologia menționată, aceste sensibilități pot acoperi o gamă largă de modificări ale ipotezelor pe întreaga zonă geografică acoperită avută în vedere, inclusiv diferite ipoteze referitoare la datele de intrare, cum ar fi capacitățile instalate (a se vedea considerentele 256-258).

(420) Belgia a susținut că rata sa ridicată de interconectare și dependența sa de importuri constituie o particularitate a alimentării naționale cu energie electrică (a se vedea considerentele 286 și 318).

(421) Comisia observă că studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea include sensibilități cu privire la indisponibilitatea capacității nucleare din Franța, care sunt în concordanță cu datele utilizate de OTS francez în NRAA din Franța (a se vedea considerentele 287-289).

(422) Comisia observă că articolul 24 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică și metodologia ERAA impun ca NRAA-urile să aibă un domeniu de aplicare regional și că articolul 3 alineatul (6) din metodologia ERAA permite completarea scenariilor centrale de referință cu scenarii și/sau sensibilități suplimentare. În plus, punctul 224 litera (a) din OASPME prevede obligația statului membru de a furniza o evaluare a impactului producției variabile, inclusiv al celei provenite de la sistemele învecinate.

(423) Având în vedere cele de mai sus, Comisia consideră că articolul 24 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul privind energia electrică nu împiedică utilizarea în NRAA a unor sensibilități suplimentare legate de alimentarea externă cu energie electrică.

(424) Astfel cum se explică în considerentul 365, comparația necesară între NRAA și ERAA în temeiul articolului 24 alineatul (3) nu a putut fi efectuată din cauza faptului că ENTSO-E nu a prezentat ERAA.

(425) Comisia concluzionează că măsura este în conformitate cu articolul 24 din Regulamentul privind energia electrică.

Respectarea articolului 25 din Regulamentul privind energia electrică

(426) În conformitate cu articolul 25 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, atunci când aplică mecanisme de asigurare a capacității, statele membre trebuie să dispună de un standard de fiabilitate.

(427) Astfel cum se menționează în considerentul 22, Belgia dispune de un standard de fiabilitate care este stabilit la o valoare LOLE de 3 ore.

(428) Articolul 25 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică prevede că standardul de fiabilitate este stabilit de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru, în urma unei propuneri a autorității de reglementare. Standardul de fiabilitate se bazează pe metodologia prevăzută la articolul 23 alineatul (6).

(429) Standardul de fiabilitate a fost stabilit prin Decretul regal privind stabilirea standardului de fiabilitate și aprobarea valorilor pentru VoLL și CONE în urma propunerii autorității de reglementare (a se vedea considerentul 20). Standardul de fiabilitate stabilit diferă puțin de cel propus de autoritatea de reglementare din motivele explicate în considerentul 21. Articolul 25 din Regulamentul privind energia electrică nu interzice totuși acest lucru.

(430) Belgia a calculat standardul de fiabilitate pe baza metodologiei prevăzute la articolul 23 alineatul (6).

(431) În conformitate cu articolul 25 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică, standardul de fiabilitate se calculează utilizând cel puțin VoLL și CONE într-un anumit interval de timp și se exprimă ca „previziune de energie nefurnizată” și „previziune de pierderi datorate întreruperii alimentării cu energie electrică”.

(432) În temeiul articolului 2 alineatul (9) din Regulamentul privind energia electrică, VoLL înseamnă o estimare, în EUR/MWh, a prețului maxim al energiei electrice pe care clienții sunt dispuși să îl plătească pentru a evita o întrerupere.

(433) Astfel cum se menționează în considerentul 25, CREG a efectuat un sondaj privind disponibilitatea de a plăti; totuși, având în vedere limitările anchetei, rezultatele sale pentru a determina o singură estimare a VoLL ar putea fi utilizate doar în mică măsură. Belgia s-a angajat să actualizeze VoLL pe baza unei noi anchete privind disponibilitatea de a plăti și, dacă este necesar, să stabilească un nou standard de fiabilitate înainte de septembrie 2022 (a se vedea considerentul 28).

(434) Prin urmare, Comisia constată că standardul de fiabilitate a fost stabilit pe baza estimării VoLL și a valorii CONE preconizate (a se vedea considerentele 23 și 24), în conformitate cu articolul 25 alineatul (3) din Regulamentul privind energia electrică.

(435) În conformitate cu articolul 25 alineatul (4) din Regulamentul privind energia electrică, atunci când se pun în aplicare mecanisme de asigurare a capacității, parametrii care determină volumul de capacitate achiziționat în cadrul mecanismului de asigurare a capacității sunt aprobați de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru, pe baza unei propuneri a autorității de reglementare.

(436) Astfel cum se explică în considerentele 86 și 290, CREG a propus metodologia de stabilire a parametrilor care determină volumul achizițiilor în cadrul mecanismului de asigurare a capacității.

(437) Comisia concluzionează că măsura este în conformitate cu articolul 25 din Regulamentul privind energia electrică.

Respectarea articolului 26 din Regulamentul privind energia electrică

(438) În conformitate cu articolul 26 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice și, în cazul în care este fezabil din punct de vedere tehnic, rezervele strategice sunt deschise participării directe transfrontaliere a furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru, sub rezerva condițiilor prevăzute la prezentul articol.

(439) Cu toate acestea, articolul 26 alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică permite statelor membre să solicite ca capacitatea externă să fie situată într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu statul membru care aplică mecanismul de asigurare a capacității.

(440) Belgia va permite participarea la CRM a capacităților străine situate într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu Belgia, începând cu primul an de livrare, și anume 2025. Potrivit Belgiei, metodologiile, normele comune și condițiile menționate la articolul 26 alineatul (11) din Regulamentul privind energia electrică au fost adoptate abia în decembrie 2020 și ar trebui să se acorde un termen rezonabil pentru punerea lor în aplicare și pentru pregătirile necesare pentru participarea transfrontalieră. Având în vedere că operatorii de transport și de sistem nu au reușit încă să încheie acordurile necesare, nu a fost posibil să se organizeze participarea transfrontalieră începând cu prima licitație A-4. Cu toate acestea, potrivit autorităților belgiene, a fost rezervat un volum pentru licitația A-1, prin care s-a asigurat posibilitatea ca și capacitatea transfrontalieră să participe totuși și să contribuie începând cu primul an de livrare (a se vedea considerentul 189).

(441) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a solicitat clarificări cu privire la utilizarea veniturilor din congestii de capacitate și la partajarea acestor venituri între operatorii de transport și de sistem.

(442) Belgia a clarificat faptul că veniturile din congestii vor fi utilizate și partajate în conformitate cu normele prevăzute în Regulamentul privind energia electrică, în special la articolul 26 alineatul (9).

(443) În plus, Belgia a confirmat că va respecta Decizia ACER nr. 36/2020, care stabilește specificațiile tehnice pentru participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității, inclusiv metodologia de partajare a veniturilor rezultate din alocarea capacității de intrare.

(444) Prin urmare, măsura este conformă cu articolul 26 din Regulamentul privind energia electrică.

5.3.3.3. Concluzie privind conformitatea cu alte dispoziții ale dreptului Uniunii

(445) Măsura este conformă cu articolele 30 și 110 din tratat și cu Regulamentul privind energia electrică.

(446) Prin urmare, măsura notificată nu încalcă dreptul relevant al Uniunii.

5.3.4. *Ajutorul este conceput astfel încât efectele sale asupra concurenței și a schimburilor comerciale să fie limitate*

5.3.4.1. Necesitatea intervenției statului

(447) În conformitate cu subsecțiunea 3.2.2 din OASPME, statul membru trebuie să demonstreze că intervenția statului este necesară și, în special, că ajutorul este necesar pentru remedierea unei disfuncționalități a pieței care altfel ar rămâne nesoluționată.

(448) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoiala că problema adecvării resurselor a fost identificată suficient de precis și că a fost analizată și cuantificată în mod corespunzător de către autoritățile belgiene, în special în ceea ce privește punctele 221 și 222 din OASPME. Aceste îndoieli au fost susținute de mai multe părți interesate care au pus sub semnul întrebării și necesitatea și/sau dimensiunea CRM planificat (a se vedea considerentele 227-234).

(449) Potrivit studiului din 2021 privind caracterul adecvat și flexibilitatea, începând din 2025, după finalizarea eliminării treptate a capacităților nucleare, Belgia se va confrunta cu o problemă de adecvare și cu o nevoie structurală de noi capacități. Această nevoie se va ridica la 2 GW în 2025 în scenariul principal „EU-BASE” și va crește treptat până la 3,9 GW până în 2032 (a se vedea considerentul 49). Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea a fost publicat în iunie 2021 și se bazează pe metodologia ERAA (a se vedea punctul 221 din OACPME).

(450) În prezent, după ce metodologia ERAA a fost aprobată de ACER (a se vedea considerentul 40), îndoielile Comisiei cu privire la punerea accentului pe scenariul EU-HiLo în studiul din 2019 privind adecvarea și flexibilitatea sau la lipsa unui scenariu contrafactual adecvat pentru a estima amploarea problemei adecvării resurselor în cadrul MAF 2019 pentru Belgia nu mai sunt pertinente, deoarece diferențele metodologice au fost unificate într-o metodologie comună, mai solidă, care confirmă existența unei probleme de adecvare.

(451) Deși două părți interesate au susținut că studiile belgiene anterioare privind adecvarea resurselor nu au ținut seama de funcția de deficit preconizat (considerentul 230), la momentul respectiv nu exista o astfel de cerință. Totuși, în conformitate cu avizul Comisiei privind planul de punere în aplicare al Belgiei, Belgia este invitată să ia în considerare modificarea în consecință a schemei sale de tarifare de deficit, nu mai târziu de 1 ianuarie 2022. În acest sens, Comisia ia act de activitatea curentă desfășurată de autoritatea de reglementare și de OTS în ceea ce privește introducerea funcției de tarifare de deficit pentru echilibrare în Belgia.

(452) Belgia are în prezent un nivel de interconectivitate a rețelelor de energie electrică de aproximativ 24 %, preconizându-se o creștere până la 33 % până în 2030. Astfel cum se menționează în considerentul 323, Belgia a facilitat, de asemenea, dezvoltarea așa-numitelor tehnologii cu consum energetic redus, de exemplu prin posibilitatea de a participa la pieţele de servicii auxiliare sau facilitate printr-un mecanism de transfer de energie. Acest lucru a condus la ponderi ridicate ale gestionării cererii.

(453) În plus, astfel cum se descrie în secțiunea 2.3.4, autoritățile belgiene s-au angajat să realizeze mai multe reforme ale pieței, în special în vederea consolidării piețelor de echilibrare (a se vedea considerentul 62), a facilitării răspunsului părții de consum (a se vedea considerentul 64) și a creșterii capacității de interconectare (a se vedea considerentul 65).

(454) În pofida acestor reforme, studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea identifică riscuri pentru adecvarea resurselor în Belgia, făcând trimitere la standardul de fiabilitate descris în considerentul 22. Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea prevede că doar o foarte mică parte din noua capacitate va fi viabilă pe piața exclusivă a energiei până în 2025.

(455) Prin urmare, Comisia consideră că Belgia a demonstrat motivele pentru care piața nu este încă în măsură să asigure o capacitate corespunzătoare în absența intervenției, în conformitate cu punctul 223 din OASPME.

(456) Punctul 224 din OASPME impune Comisiei să țină seama de diferitele evaluări care trebuie furnizate de statul membru, referitoare la impactul producției variabile, al participării la nivelul cererii, al interconectării și al oricărui alt element care provoacă sau exacerbează problema caracterului adecvat al capacității de producție.

(457) Studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea integrează toate evoluțiile aflate în curs și planificate ale pieței și cele mai recente obiective de politică preconizate, astfel cum sunt integrate sau menționate în planul de punere în aplicare, în ceea ce privește toate cele patru elemente menționate la punctul 224 din OASPME.

(458) Astfel cum se explică în considerentul 454, în pofida acestor reforme, studiul din 2021 privind adecvarea și flexibilitatea identifică riscuri pentru adecvarea resurselor în Belgia în comparație cu ceea ce ar fi necesar pentru atingerea obiectivului LOLE de 3 ore.

(459) Comisia consideră că măsura notificată este necesară, în conformitate cu secțiunea 3.9.2 din OASPME.

5.3.5. *Caracterul adecvat al măsurii*

(460) Ca principiu general, o măsură de ajutor de stat este adecvată dacă este concepută astfel încât să remedieze în mod corespunzător disfuncționalitățile identificate ale pieței. OASPME precizează în continuare la punctele 225 și 226 că, în contextul ajutorului pentru adecvarea sistemului de producție, aceasta înseamnă că ajutorul ar trebui să reprezinte o remunerație doar pentru serviciul de simplă disponibilitate prestat de producător și că măsura ar trebui să fie deschisă unor stimulente adecvate și să ofere astfel de stimulente atât producătorilor existenți și viitori, cât și operatorilor care utilizează tehnologii substituibile, cum ar fi reacția din partea cererii sau soluții de stocare.

(461) Secțiunea de față analizează în primul rând dacă un CRM la nivelul întregii piețe este cea mai adecvată dintre diversele opțiuni pentru abordarea problemei de adecvare identificate (secțiunea 5.3.5.1 din prezenta decizie). În continuare, se analizează dacă proiectarea specifică a CRM este în conformitate cu cerințele OASPME specifice menționate mai sus (secțiunea 5.3.5.2 din prezenta decizie).

5.3.5.1. Caracterul adecvat al CRM ca instrument

(462) Astfel cum s-a menționat în considerentul 235, unele părți interesate au indicat că o rezervă strategică ar putea aborda mai bine problema de adecvare identificată decât un CRM la nivelul întregii piețe. În schimb, Belgia a considerat că o rezervă strategică nu ar soluționa disfuncționalitățile subiacente ale pieței (a se vedea considerentele 278 și 279).

(463) Astfel cum s-a menționat în considerentul 60, Belgia are în prezent o rezervă strategică care va fi în vigoare până la 31 martie 2022. Obiectivul rezervei strategice este de a satisface cererea maximă în perioadele de iarnă în care piața nu reușește acest lucru, prin menținerea unei anumite capacități existente de producție și de răspuns al părții de consum în afara pieței, ca rezervă care să fie activată numai atunci când resursele de echilibrare sunt epuizate.

(464) Astfel cum se explică în considerentele 377 și 378, un CRM la nivelul întregii piețe, care ar implica o piață de capacități care să completeze piața energiei, pare a fi cea mai eficientă soluție pentru garantarea siguranței alimentării în Belgia în contextul schimbărilor structurale, cum ar fi eliminarea treptată a producției de energie nucleară.

5.3.5.2. Caracterul adecvat al proiectării specifice a CRM

Remunerație doar pentru serviciul de simplă disponibilitate a capacității

(465) În conformitate cu punctul 225 din OASPME, măsura ar trebui să reprezinte o remunerație doar pentru serviciul de simplă disponibilitate.

(466) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat opinia preliminară potrivit căreia măsura reprezintă o remunerație pentru serviciul de simplă disponibilitate a capacității. Nici Belgia, și nici vreuna dintre părțile interesate nu au contestat această opinie a Comisiei.

(467) Astfel, CRM remunerează disponibilitatea capacității și nu include o remunerație pentru cantitatea de energie electrică pe care furnizorii de capacitate o vor oferi pe piață.

(468) Prin urmare, măsura este conformă cu punctul 225 din OASPME.

Deschiderea măsurii pentru toți furnizorii de capacitate relevanți

(469) Punctul 226 din OASPME stabilește că mecanismele de asigurare a capacității ar trebui: (i) să fie deschise diferitelor tehnologii; (ii) să ia în considerare măsura în care capacitatea de interconectare poate contribui la remedierea problemei identificate privind adecvarea sistemului de producție; și (iii) să ofere stimulente adecvate atât pentru capacitățile noi, cât și pentru cele existente.

(470) Astfel cum se prevede în considerentul 66, măsura este planificată să fie deschisă pentru toate capacitățile care pot contribui la adecvarea resurselor, să fie neutră din punct de vedere tehnologic și să fie deschisă în special atât capacităților existente, cât și celor noi, stocării și răspunsului părții de consum. Va fi permisă agregarea capacităților, inclusiv din tehnologii diferite. De asemenea, toate tehnologiile pot participa la toate licitațiile (atât A-4, cât și A-1) pentru o perioadă de livrare.

(471) Belgia a luat o serie de măsuri pentru a asigura posibilitatea ca toate tehnologiile să participe la licitații. În special, Comisia ia act de decizia de a rezerva o parte din volumul care urmează să fie achiziționat pentru licitația A-1, pentru a încuraja participarea furnizorilor de servicii de răspuns al părții de consum. În plus, pentru A-4 este prevăzută o categorie specifică de „capacitate nedemonstrată” (deschisă tuturor tehnologiilor care nu necesită programe zilnice și participare individuală ca urmare a relevanței lor sistemice), pentru a încuraja, de asemenea, participarea capacităților care ar putea întâmpina mai multe dificultăți în a furniza deja nivelul de maturitate standard cerut în A-4 (a se vedea considerentele 83 și 98).

(472) În ceea ce privește SRE, furnizorii de capacitate SRE existenți sau noi sunt eligibili să participe la CRM, cu excepția cazului în care primesc ajutor de exploatare prin scheme de ajutoare de stat specifice (a se vedea considerentul 205).

(473) În urma deciziei de inițiere a procedurii, o parte interesată a susținut că deținătorii de capacitate eligibili pentru participare (cum ar fi centralele de cogenerare cu o capacitate mai mare de 1 MW) sunt excluși de la participare dacă, într-o anumită perioadă, beneficiază de ajutor de exploatare prin certificate verzi (GSC) și/sau certificate de cogenerare (CHP) (a se vedea considerentul 237).

(474) Comisia consideră că certificatele de CHP sunt deja concepute astfel încât să acopere costurile necesare ale operatorilor de CHP și să stimuleze continuarea funcționării acestora. Pentru a preveni cumularea ajutoarelor și supracompensarea rezultată, producătorii nu ar trebui să fie beneficiari ai altor măsuri de sprijin, de exemplu scheme de sprijin pentru energia din surse regenerabile sau pentru cogenerare care acoperă deja în mod suficient costurile de funcționare ale acestor beneficiari, astfel cum se descrie în considerentul 205.

(475) Astfel cum se menționează în considerentul 205, în cazul în care acești operatori încetează să beneficieze de ajutorul de exploatare SRE/CHP, atunci devin eligibili să participe la CRM.

(476) Normele descrise în considerentul 205 nu conduc la excluderea furnizorilor de capacitate care nu primesc un astfel de ajutor.

(477) În ceea ce privește participarea transfrontalieră, participarea capacității transfrontaliere situate într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu Belgia va fi permisă începând cu prima perioadă de livrare (a se vedea considerentul 189).

(478) În plus, participarea unor capacități noi sau a unor capacități existente care necesită cheltuieli de capital semnificative pentru a rămâne disponibile este permisă prin oferirea de contracte multianuale, cu condiția să se demonstreze că este necesar un nivel predefinit al costurilor de investiții pentru dezvoltarea și construirea acestor noi instalații sau pentru renovarea celor existente (a se vedea considerentul 138).

(479) Pragurile de investiții se bazează pe un set de costuri de investiții eligibile, astfel cum se descrie în considerentul 137. Pragurile țin seama de capacitatea nominală instalată (capacitatea maximă la care unitatea este proiectată să funcționeze), și nu de capacitatea instalată redusă (rata de disponibilitate predefinită a unității și contribuția acesteia la atingerea obiectivului de asigurare a adecvării resurselor).

(480) În acest sens, în decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoielile cu privire la utilizarea capacității nominale instalate pentru calcularea pragurilor de investiții. Potrivit Comisiei, o astfel de caracteristică de proiectare este susceptibilă de a discrimina tehnologiile cu factori de reducere ridicați, în special sursele regenerabile intermitente de energie solară și eoliană. Capacitatea instalată redusă este măsura care reflectă contribuția efectivă a unei tehnologii la capacitatea generală și care ar oferi tuturor tehnologiilor șanse egale în ceea ce privește posibilitatea de a avea acces la contracte multianuale.

(481) În pofida îndoielilor inițiale, având în vedere situația actuală a pieței belgiene a energiei electrice și lipsa observațiilor părților interesate cu privire la acest aspect, Comisia nu dispune, în acest stadiu, de niciun element de probă pentru a concluziona că modul în care este conceput mecanismul va duce, în practică, la discriminarea anumitor tehnologii în acest caz specific. În plus, Belgia s-a angajat să analizeze în permanență Normele privind funcționarea CRM pentru a se asigura că acestea nu conduc la o eventuală discriminare a tehnologiilor având în vedere evoluțiile pieței.

(482) Astfel cum se menționează în considerentul 236, o parte interesată a sugerat crearea unei licitații T-2 pentru a evita achizițiile excesive în cadrul licitației T-4.

(483) În acest sens, Belgia a explicat că o licitație împărțită în două perioade (T-4 și T-1) permite deja tuturor tehnologiilor, cu un termen de execuție mai lung sau mai scurt, să participe la mecanism, iar statului membru să aibă garanția relativă că poate fi achiziționat un volum suficient pentru a garanta siguranța alimentării în anul de livrare. Divizarea suplimentară a volumelor de capacitate și adăugarea unei licitații T-2 ar risca să diminueze excesiv concurența în cadrul acestor licitații (a se vedea considerentul 280).

(484) Comisia consideră că opțiunea autorităților de a achiziționa capacitate prin intermediul a două licitații, A-4 și A-1, este legitimă.

(485) Comisia ia act de angajamentul autorităților de a analiza în permanență Normele privind funcționarea CRM pentru a se asigura că acestea nu conduc la o eventuală discriminare a tehnologiilor, în contextul evoluțiilor pieței.

(486) Limita de emisii descrisă în considerentul 107 se aplică tuturor tehnologiilor și reprezintă o modalitate pentru Belgia de a respecta punctul 220 și punctul 233 litera (e) din OASPME. În cele din urmă, noile instalații alimentate cu combustibili fosili, care vor fi eligibile pentru contracte pe 15 ani, vor fi obligate să respecte obiectivele stabilite de Uniunea Europeană și/sau Belgia de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră în vederea realizării neutralității climatice până în 2050 (a se vedea considerentul 109).

(487) Prin urmare, Comisia consideră că ajutorul este adecvat.

5.3.6. *Proporționalitate*

(488) Cuantumul ajutorului este proporțional dacă se limitează la minimul necesar pentru realizarea obiectivului urmărit. OASPME specifică această cerință privind măsurile de adecvare a sistemului de producție la punctele 228-231, care urmăresc să garanteze că beneficiarii nu obțin mai mult decât o rată de rentabilitate rezonabilă și că profiturile excepționale sunt excluse.

5.3.6.1. Procedura de ofertare concurențială

(489) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îngrijorarea cu privire la posibila discriminare a capacităților cu factori de reducere ridicați (descrisă în considerentele 480 și 481) și, prin urmare, cu privire la procedura de ofertare concurențială.

(490) Ținând seama de îndoielile *prima facie*, astfel cum se explică în considerentul 485, Comisia nu dispune de niciun element de probă în acest stadiu pentru a concluziona că modul în care este conceput mecanismul va duce, în practică, la discriminare între diferite tehnologii în acest caz specific și, prin urmare, va afecta procedura de ofertare concurențială.

(491) Măsura notificată este un mecanism de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe, neutru din punct de vedere tehnologic, în cadrul căruia toți furnizorii de capacitate eligibili concurează în cadrul unei singure licitații de capacitate pentru a descoperi cel mai scăzut preț durabil la care poate fi furnizată capacitatea necesară. Caracterul concurențial al licitației ar trebui să conducă prețurile către zero în cazul în care există o ofertă suficientă pentru a satisface cererea. Procesul face obiectul unor criterii transparente și nediscriminatorii, inclusiv al criteriilor de eligibilitate. Principalul motiv al neeligibilității este situația în care furnizorii de capacitate beneficiază de alte măsuri de sprijin care ar conduce la crearea unui cumul și la o posibilă supracompensare. În ceea ce privește durata contractelor, majoritatea furnizorilor de capacitate sunt eligibili doar pentru contracte de capacitate cu durata de un an. Capacitățile noi și cele reabilitate, care implică costuri mari de capital de investiții, sunt eligibile pentru acorduri de capacitate pe termen mai lung, pentru a permite acestor investitori să obțină finanțarea necesară (a se vedea considerentele 117 și 326).

(492) O organizare a pieței de capacitate la nivelul întregii piețe reflectă rezultatul probabil produs de o piață eficientă a energiei. Licitațiile vor fi organizate sub formă de licitație de tip *pay-as-bid* pentru primele două licitații (licitațiile A-4 pentru primii doi ani de livrare) și, ulterior, de tip *pay-as-clear* (a se vedea considerentele 112 și 113). În CRM sunt incluse două plafoane diferite ale prețurilor pentru a evita profiturile excepționale și pentru a limita abuzul de putere de piață: (i) plafonul global al prețului de licitație; și (ii) plafonul prețului intermediar (a se vedea secțiunea 2.5.4.2). Obiectivul plafoanelor este de a atenua puterea de piață și, astfel, de a limita cuantumul ajutorului la ceea ce reprezintă o remunerație rezonabilă pentru serviciul de disponibilitate.

(493) În consecință, Comisia concluzionează că măsura este concepută ca o procedură de ofertare concurențială pe baza unor criterii clare, transparente și nediscriminatorii și că îndeplinește, de asemenea, cerința de a preveni profiturile excepționale.

5.3.6.2. Volumul care urmează să fie achiziționat

(494) Astfel cum se menționează în considerentul 223, în decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la posibilitatea ca utilizarea unui scenariu nerealist pentru calcularea volumului în CRM să conducă la finanțarea unei capacități inutile.

(495) O parte interesată a susținut că mecanismul de finanțare poate influența volumul capacității CRM. De exemplu, corelarea costurilor de finanțare a CRM cu consumul de energie electrică în perioadele de vârf ale cererii ar putea fi considerată un stimulent pentru ca părțile în cauză să își reducă consumul în perioada de vârf a cererii, ceea ce ar conduce la o nevoie redusă de capacitate care să fie scoasă la licitație (a se vedea considerentul 241).

(496) Conform explicațiilor Belgiei (a se vedea considerentul 293), pentru moment, nu există suficiente contoare inteligente instalate în Belgia pentru a permite aplicarea unui mecanism de finanțare bazat pe consumul de sarcină maximă. Legea privind CRM a fost modificată astfel încât acest model să poată fi introdus în 2025. Belgia a explicat, de asemenea, că va reanaliza mecanismul de finanțare existent în 2023, când va fi emis un raport privind introducerea contoarelor inteligente.

(497) Comisia a primit, de asemenea, asigurări din partea Belgiei cu privire la metodologia care urmează să fie utilizată pentru a stabili curba cererii pentru licitație, astfel cum se prevede în secțiunea 2.5.2. Belgia a confirmat, de asemenea, că va achiziționa un volum de capacitate proporțional cu problema de adecvare actualizată și că va ajusta volumul care urmează să fie achiziționat în timp pentru a reflecta actualizările evaluării adecvării și ale standardului de fiabilitate, asigurând în același timp competitivitatea licitațiilor. În special, Belgia s-a angajat să ajusteze volumele, dacă este necesar, pentru a reflecta evaluarea actualizată a adecvării și standardul de fiabilitate, astfel cum s-a arătat anterior. Având în vedere cele de mai sus și raționamentul prezentat în considerentele 395 și 400, Comisia consideră că CRM nu depășește ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare.

5.3.6.3. Concluzie privind proporționalitatea

(498) Comisia concluzionează că măsura este proporțională.

5.3.7. *Denaturarea concurenței și testul de echilibrare*

(499) Efectele negative ale CRM asupra concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă a energiei electrice trebuie să fie suficient de limitate, astfel încât bilanțul global al măsurii să fie pozitiv. Curtea a precizat că, pentru a evalua dacă o măsură afectează în mod negativ condițiile schimburilor comerciale într-o măsură care contravine interesului comun, Comisia trebuie să evalueze efectul pozitiv al ajutorului preconizat pentru dezvoltarea activităților pe care ajutorul este destinat să le sprijine și efectele negative pe care ajutorul le poate avea asupra pieței interne ([103]).

5.3.7.1. Efecte pozitive

(500) În ceea ce privește aspectele pozitive, Comisia observă că schema are efecte pozitive în ceea ce privește menținerea capacității existente pe piața energiei electrice sau crearea de noi capacități și, prin urmare, siguranța alimentării cu energie electrică. În acest sens, garantarea siguranței alimentării cu energie este unul dintre obiectivele politicii energetice a Uniunii, în conformitate cu articolul 194 din TFUE.

([103]) Hotărârea din 22 septembrie 2020, Austria/Comisia, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punctul 101.

(501) În plus, Comisia observă că o instalație de producere care emite mai mult de 550 g CO_2 per kWh de energie electrică nu poate fi contractată în cadrul CRM (a se vedea considerentul 107) și că instalațiile eligibile vor trebui să se angajeze să atingă neutralitatea climatică până în 2050. Prin urmare, se poate concluziona că CRM acordă prioritate instalațiilor de producție cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în conformitate cu punctul 233 litera (e) din OASPME.

5.3.7.2. Efecte negative

(502) În ceea ce privește aspectele negative, sprijinul acordat furnizorilor de capacitate poate denatura concurența și schimburile comerciale pe piața energiei electrice, inclusiv între întreprinderile care beneficiază de sprijin și concurenții acestora din același sector.

(503) OASPME specifică cerința de a evita efectele negative nejustificate asupra concurenței și a schimburilor comerciale la punctele 232 și 233, care subliniază necesitatea unei participări largi în cadrul schemei și a evitării efectelor de subminare a pieței, cum ar fi consolidarea poziției dominante sau influențarea deciziilor de investiții.

(504) Măsura este deschisă tuturor producătorilor existenți și noi, tuturor furnizorilor de servicii de stocare și de răspuns al părții de consum. De asemenea, măsura este deschisă pentru capacitățile transfrontaliere.

Deschiderea față de agregarea cererii și a ofertei

(505) Punctul 232 litera (a) din OASPME prevede că măsura privind caracterul adecvat al capacității de producție ar trebui să fie deschisă agregării potențiale a cererii și a ofertei.

(506) Astfel cum se menționează în considerentul 242, unele părți interesate au indicat că normele actuale de eligibilitate pentru contractele multianuale împiedică agregarea, mai precis regula conform căreia activul cu cea mai mică durată a contractului dintr-un portofoliu agregat determină durata contractului pentru întregul portofoliu.

(507) Comisia recunoaște că normele actuale de eligibilitate pentru contractele multianuale pot împiedica agregarea. Prin urmare, Comisia salută propunerea Belgiei de a modifica Decretul regal de stabilire a pragurilor de investiții, a criteriilor de eligibilitate pentru costurile de investiții și a procedurii de clasificare (a se vedea considerentul 141). Modificarea prevede că administratorul ofertei agregate poate alege categoria de capacitate care se aplică ofertei agregate.

(508) În ceea ce privește observația formulată de o parte interesată referitoare la barierele în calea agregării activelor cu obligație de program zilnic (a se vedea considerentul 243), Comisia ia act de argumentele prezentate de Belgia (considerentele 297 și 298) și de partea interesată respectivă (considerentul 243). Având în vedere faptul că capacitățile care fac obiectul unei obligații de program zilnic sunt afectate de proceduri speciale de coordonare, Comisia consideră că abordarea Belgiei cu privire la aceste capacități este justificată pentru a ține seama de caracteristicile lor specifice pe piața energiei electrice. Cu toate acestea, Belgia va efectua evaluări periodice ale CRM pentru a permite efectuarea de modificări, dacă și acolo unde este cazul, inclusiv posibilitatea agregării activelor cu obligație de program zilnic.

Pragurile de investiții

(509) În ceea ce privește observațiile formulate de unele părți interesate cu privire la nivelul pragurilor de investiții pentru contractele multianuale, prin care se afirmă că acestea ar putea duce la discriminare între anumite clase de tehnologie, Comisia ia act de angajamentul Belgiei de a actualiza aceste praguri în cazul în care noi elemente de probă, inclusiv observații ale părților interesate, ar demonstra necesitatea acestui lucru. Noile praguri de investiții pentru contractele multianuale, care au făcut obiectul consultării publice, sunt prevăzute în considerentul 138. CREG va actualiza pragurile de investiții atunci când va fi necesar, dar cel puțin o dată la 3 ani. În consecință, Comisia nu are motive să considere că noile praguri pentru contractele multianuale vor conduce la discriminare între tehnologii.

Factorii de reducere

(510) Astfel cum se menționează în considerentele 247 și 248, unele părți interesate au susținut că factorii de reducere actuali riscă să sancționeze puternic tehnologiile precum stocarea, răspunsul părții de consum sau sursele regenerabile de energie.

(511) Belgia a explicat (a se vedea considerentul 303) că factorii de reducere pentru tehnologiile cu consum energetic redus sunt mai mici atunci când proporția acestora în sistem/țară crește. De aceea există o diferență între factorii de reducere din Belgia, Franța și Regatul Unit menționați de părțile interesate. Totuși, pentru a răspunde preocupărilor părților interesate, Belgia a actualizat factorii de reducere în urma recomandării autorității de reglementare și a unei reuniuni specifice a grupului operativ cu toate părțile interesate pe această temă, care a avut loc la începutul lunii ianuarie 2021. Factorii de reducere actualizați sunt prevăzuți în considerentul 79. În consecință, Comisia nu are motive să considere că factorii de reducere revizuiți sunt inadecvați.

Obligația de rambursare

(512) În ceea ce privește observațiile anumitor părți interesate potrivit cărora mecanismele obligației de rambursare discriminează operatorii de capacitate cu program integral (considerentele 250 și 251), Belgia a susținut că CRM asigură un echilibru între includerea obligației de rambursare și evitarea discriminării în ceea ce privește capacitatea, care se poate activa numai la un preț mai mare decât prețul de exercitare.

(513) Comisia observă că statele membre care au mecanisme similare de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe au practici divergente în ceea ce privește obligația de rambursare. Comisia observă, de asemenea, că mecanismul obligației de rambursare din cadrul CRM belgian a fost modificat și îmbunătățit în mod semnificativ în urma consultărilor publice.

(514) Prin urmare, Comisia consideră că mecanismul obligației de rambursare asigură echilibrul adecvat între cele două obiective concurente menționate în considerentul 512.

Plafonul prețului intermediar

(515) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la posibilitatea ca introducerea unui plafon al prețului intermediar pentru capacitate în categoria contractelor cu durata de un an, fără posibilitatea unei derogări individuale, să excludă anumiți deținători de capacitate din cadrul CRM. Aceste îndoieli au fost susținute de unele părți interesate (a se vedea considerentul 252).

(516) În consecință, Comisia salută angajamentul Belgiei de a institui un mecanism de derogare. Mecanismul de derogare a făcut obiectul consultării publice și a fost introdus în Decretul regal de stabilire a pragurilor de investiții și a criteriilor de eligibilitate pentru costurile de investiții. Mecanismul de derogare se va aplica în egală măsură capacităților naționale și celor transfrontaliere indirecte (a se vedea considerentele 129 și 130).

(517) Astfel cum se menționează în considerentul 131, derogarea pentru prima licitație va fi acordată *ex post*, adică după închiderea licitației. Având în vedere argumentele prezentate de Belgia în considerentul 131, Comisia consideră că derogarea *ex post* de la plafonul prețului intermediar pentru prima licitație este justificată.

Concluzie cu privire la deschiderea măsurii pentru toate tehnologiile

(518) Măsura permite participarea producătorilor care utilizează tehnologii diferite și a operatorilor care oferă măsuri cu performanțe tehnice echivalente, în conformitate cu punctul 232 litera (a) din OASPME.

Capacitățile transfrontaliere

(519) Punctul 232 litera (b) din OASPME conține garanții pentru a se asigura că operatorii din alte state membre pot participa la o anumită măsură.

(520) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îngrijorarea cu privire la faptul că limitarea eligibilității capacităților transfrontaliere indirecte la contracte cu durata de un an, care fac obiectul plafonului prețului intermediar, ar putea descuraja operatorii din alte state membre să participe la CRM.

(521) Comisia acceptă argumentele Belgiei cu privire la această îngrijorare. În special, pe termen lung, nu se poate garanta întotdeauna o capacitate suficientă de intrare, deoarece aceasta depinde de diverși factori prezentați în considerentul 143. Comisia salută angajamentul Belgiei de a analiza posibilitatea de a acorda capacităților străine acces la contracte multianuale (a se vedea considerentul 144).

(522) Astfel cum se menționează în considerentul 516, mecanismul de derogare de la plafonul prețului intermediar, introdus de Belgia după decizia de inițiere a procedurii, se aplică în mod egal capacităților naționale și celor transfrontaliere indirecte.

(523) În ceea ce privește participarea transfrontalieră directă la CRM, două părți interesate au susținut că o astfel de participare ar putea reduce stimulentele pentru investiții în capacitatea de interconectare și ar putea submina cuplarea piețelor (considerentele 254 și 255).

(524) Potrivit explicațiilor Belgiei (a se vedea considerentul 316), au fost aduse modificări Legii privind CRM pentru a răspunde preocupărilor exprimate de părțile interesate. În conformitate cu noile norme, o condiție prealabilă pentru participarea capacității transfrontaliere directe la CRM va fi încheierea unui acord între Belgia și statul membru pe teritoriul căruia este situată capacitatea respectivă.

Venituri din congestii

(525) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a solicitat, de asemenea, clarificări cu privire la utilizarea veniturilor din congestii de capacitate și la partajarea acestor venituri între OTS.

(526) Belgia a clarificat faptul că veniturile din congestii vor fi utilizate și partajate în conformitate cu normele prevăzute în Regulamentul privind energia electrică, în special la articolul 26 alineatul (9).

(527) De asemenea, Belgia a confirmat că va respecta Decizia ACER nr. 36/2020, care, printre altele, stabilește metodologia de partajare a veniturilor rezultate din alocarea capacității de intrare (a se vedea considerentul 204).

Concluzie cu privire la deschiderea măsurii față de capacitățile transfrontaliere

(528) Comisia concluzionează că măsura nu reduce stimulentele pentru investiții în capacitatea de interconectare și cuplarea piețelor, în conformitate cu punctul 233 literele (a) și (b) din OASPME.

(529) În ceea ce privește consolidarea nejustificată a poziției dominante pe piață [punctul 233 litera (d) din OASPME], structura CRM cuprinde mai multe măsuri care sunt destinate în mod specific prevenirii abuzului de putere de piață, de exemplu opțiuni de fiabilitate, plafoane ale prețurilor și proceduri de licitație concurențiale (a se vedea considerentele 94, 111 și 147). În plus, se preconizează că prin deschiderea față de noi capacități și prin disponibilitatea contractelor pe termen lung se va asigura faptul că poziția dominantă existentă nu este consolidată în mod nejustificat.

(530) În cele din urmă, în ceea ce privește acordarea de prioritate producătorilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon în cazul în care aceștia oferă parametri tehnici și economici echivalenți [punctul 233 litera (e) din OASPME], Comisia observă că măsura este deschisă producătorilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon. Totuși, pentru a împiedica o cumulare a ajutoarelor și supracompensarea care ar rezulta, producătorii nu trebuie să beneficieze de alte măsuri de sprijin descrise în considerentul 205.

(531) Măsura este conformă cu secțiunea 3.9.6 din OASPME.

5.3.7.3. Concluzie privind denaturarea concurenței și testul de echilibrare

(532) Comisia concluzionează că măsura are efecte pozitive semnificative în ceea ce privește facilitarea unei activități economice, garantând în același timp siguranța alimentării, și nu conduce la denaturări nejustificate ale concurenței și ale schimburilor comerciale. Rezultă că efectele pozitive ale ajutorului depășesc efectele negative ale acestuia asupra concurenței și a schimburilor comerciale. Prin urmare, ajutorul propus facilitează dezvoltarea anumitor activități economice, fără a afecta în mod negativ condițiile schimburilor comerciale într-o măsură care contravine interesului comun, astfel cum se prevede la articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.

5.3.8. *Transparența ajutorului și a întreprinderilor aflate în dificultate sau care fac obiectul unui ordin de recuperare neexecutat*

(533) Belgia s-a angajat să aplice condițiile de transparență specificate în secțiunea 3.2.7 din OASPME în măsura în care acestea se aplică ajutorului acordat în cadrul CRM (a se vedea considerentul 219).

(534) În conformitate cu punctul 16 din OASPME, nu se va acorda niciun ajutor întreprinderilor aflate în dificultate (a se vedea considerentul 221).

(535) În conformitate cu punctul 17 din OASPME, în cadrul CRM nu se poate acorda niciun ajutor întreprinderilor care fac obiectul unui ordin de recuperare neexecutat în urma unei decizii anterioare a Comisiei prin care un ajutor este declarat ilegal și incompatibil cu piața internă (a se vedea considerentul 220).

6. **CONCLUZIE**

Măsura este compatibilă cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE și al dispozițiilor relevante din OASPME,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Ajutorul sub forma mecanismului de remunerare a capacității pe care Regatul Belgiei intenționează să îl pună în aplicare este compatibil cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din tratat. Schema de ajutoare este autorizată pentru o perioadă maximă de 10 ani de la data primei licitații.

Articolul 2

Prezenta decizie se adresează Regatului Belgiei.

În cazul în care decizia conține informații confidențiale care nu trebuie să fie publicate, vă rugăm să informați Comisia în termen de cincisprezece zile lucrătoare de la data primirii. În cazul în care Comisia nu primește o cerere motivată în termenul stabilit, se va considera că sunteți de acord cu publicarea în întregime a textului deciziei. Cererea dumneavoastră, în care veți specifica informațiile relevante, trebuie trimisă electronic la următoarea adresă:

Commission européenne
Direction générale de la concurrence
Greffe des aides d'État
1049 Bruxelles/Brussel
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Adoptată la Bruxelles, 27 august 2021.

Pentru Comisie
Margrethe VESTAGER
Membru al Comisiei