II

(Acte fără caracter legislativ)

DECIZII

DECIZIA (UE) 2020/348 A COMISIEI

din 24 octombrie 2019

privind schema de ajutoare SA.35980 – 2019/C Regatul Unit – Reforma pieței energiei electrice: Mecanismul de asigurare a capacității

[notificată cu numărul C(2019) 7610]

(Numai textul în limba engleză este autentic)

(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 temeiul acestor articole [1] și având în vedere observațiile acestora,

întrucât:

1. PROCEDURĂ

(1) În urma contactelor prealabile notificării, autoritățile din Regatul Unit (denumit în continuare „UK") au notificat Comisia, la 23 iunie 2014, în conformitate cu articolul 108 alineatul (3) din tratat, cu privire la o măsură propusă de sprijinire a furnizorilor de capacitate pe piața energiei electrice din Regatul Unit (denumită în continuare „GB") [2]. În prezenta decizie, această măsură este denumită „măsura".

(2) La 23 iulie 2014, Comisia a decis să nu formuleze obiecții față de schema de ajutoare prin care este instituită măsura, invocând faptul că schema intră sub incidența articolului 107 alineatul (3) litera (c) din tratat și, prin urmare, este compatibilă cu piața internă [3] („decizia din 2014").

(3) Prima licitație pe piața de capacități la care se referă măsura („piața de capacități" sau „PC") a avut loc în perioada 16-18 decembrie 2014. Licitația a fost organizată pentru furnizarea de capacitate patru ani mai târziu, și anume în 2018.

(4) La 15 noiembrie 2018, Tribunalul Uniunii Europene a anulat decizia din 2014, în hotărârea sa pronunțată în cauza T-793/14 – Tempus Energy și Tempus Energy Technology/Comisia (denumită în continuare „hotărârea Tribunalului"). Pe scurt, Tribunalul a considerat că, pe baza duratei și a circumstanțelor fazei de prenotificare, precum și a neefectuării unei investigații adecvate de către Comisiei în etapa de examinare preliminară cu privire la unele aspecte ale pieței de capacități, mai exact cu privire la rolul și modul de tratare a răspunsului părții de consum în cadrul mecanismului notificat de asigurare a capacității, Comisia ar fi trebuit să aibă îndoieli cu privire la compatibilitatea măsurii cu piața internă. Aceste îndoieli ar fi trebuit să o determine să inițieze procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din tratat, permițând astfel părților interesate să prezinte Comisiei observațiile lor și să pună informațiile relevante la dispoziția sa, astfel încât Comisia să poată să evalueze mai bine compatibilitatea pieței de capacități cu piața internă.

[1] JO C 109, 22.3.2019, p. 3.
[2] Irlanda de Nord nu intră în domeniul de aplicare al măsurii propuse, deoarece are acorduri separate privind piața energiei electrice.
[3] Decizia Comisiei din 23 iulie 2014 de a nu ridica obiecții cu privire la schema de ajutoare privind piața de capacități a Regatului Unit [ajutor de stat SA.35980 (2014/N-2)] (JO C 348, 3.10.2014, p. 5).

(5) La 20 decembrie 2018, au fost primite informații suplimentare din partea UK.

(6) La 25 ianuarie 2019, Comisia a formulat recurs împotriva hotărârii Tribunalului (cauza C-57/19). Deoarece recursul nu are efect suspensiv, pentru a se conforma hotărârii Tribunalului, Comisia a reevaluat PC.

(7) În urma reevaluării, Comisia a informat UK, prin scrisoarea din data de 21 februarie 2019, că a decis să inițieze procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din tratat cu privire la măsură.

(8) Decizia Comisiei de a iniția procedura (denumită în continuare „decizia de inițiere a procedurii") a fost publicată în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene* ([4]). Comisia a invitat părțile interesate să își prezinte observațiile.

(9) Prin scrisoarea din 12 aprilie 2019, UK a prezentat Comisiei observațiile sale cu privire la decizia de inițiere a procedurii. Comisia a primit observații de la 35 de părți interesate. Comisia le-a transmis Regatului Unit, oferindu-i posibilitatea de a reacționa. Comisia a primit observațiile Regatului Unit ca răspuns, prin scrisorile din 7 iunie 2019, din 19 iulie 2019 și din 12 septembrie 2019.

(10) La 29 martie 2017, Regatul Unit a transmis notificarea intenției sale de a se retrage din Uniune în temeiul articolului 50 din Tratatul privind Uniunea Europeană (TUE). În conformitate cu articolul 50 alineatul (3) din TUE, tratatele încetează să se aplice statului care se retrage de la data intrării în vigoare a acordului de retragere sau, în absența unui astfel de acord, după doi ani de la notificare, cu excepția cazului în care Consiliul European, în acord cu statul membru în cauză, hotărăște în unanimitate să proroge acest termen. Termenul a fost prelungit de două ori, ultima dată prin Decizia (UE) 2019/584 a Consiliului European ([5]), care a prelungit termenul până la 31 octombrie 2019.

(11) La 11 ianuarie 2019, prin Decizia (UE) 2019/274 ([6]), Consiliul a autorizat semnarea acordului de retragere convenit la nivel de negociatori la 14 noiembrie 2018. La 17 octombrie 2019, Consiliul European a aprobat acordul de retragere revizuit, convenit la nivel de negociatori. La 21 octombrie, la propunerea Comisiei ([7]), Consiliul a modificat Decizia (UE) 2019/274 astfel încât să autorizeze semnarea acordului revizuit. Uniunea a confirmat din nou că este pregătită să procedeze rapid la semnarea și încheierea acordului de retragere, în cazul în care acesta este aprobat de Parlamentul Regatului Unit. Partea a patra a acordului de retragere prevede o perioadă de tranziție care începe de la data intrării în vigoare a acordului, pe parcursul căreia dreptul Uniunii va continua să se aplice Regatului Unit și pe teritoriul acestuia conform celor prevăzute în acord.

(12) În orice caz, prezenta decizie se aplică numai atât timp cât dreptul Uniunii se aplică Regatului Unit și pe teritoriul acestuia.

2. **DESCRIEREA DETALIATĂ A MĂSURII**

2.1. **Prezentare generală a măsurii**

(13) În 2014, Regatul Unit a estimat că piața energiei electrice din GB va atinge aproximativ în 2017/2018 niveluri critice ale adecvării capacității de producție. Prin urmare, UK a conceput măsura sub forma unei piețe de capacități în care operatorul de sistem ar organiza licitații gestionate la nivel central cu scopul de a achiziționa nivelul de capacitate necesar pentru a asigura adecvarea capacității de producție.

(14) Licitațiile organizate în temeiul măsurii au fost deschise inițial numai pentru producătorii existenți și noi, pentru operatorii răspunsului din partea cererii și pentru operatorii care stochează energia electrică. Participarea capacităților de interconectare a fost permisă începând cu a doua licitație din 2015.

([4]) A se vedea nota de subsol 1.

([5]) Decizia (UE) 2019/584 a Consiliului European adoptată de comun acord cu Regatul Unit din 11 aprilie 2019 privind prelungirea termenului în temeiul articolului 50 alineatul (3) din TUE (JO L 101, 11.4.2019, p. 1).

([6]) Decizia (UE) 2019/274 a Consiliului din 11 ianuarie 2019 privind semnarea, în numele Uniunii Europene și al Comunității Europene a Energiei Atomice, a Acordului privind retragerea Regatului Unit al Marii Britanii și Irlandei de Nord din Uniunea Europeană și din Comunitatea Europeană a Energiei Atomice (JO L 47I, 19.2.2019, p. 1).

([7]) Propunere de decizie a Consiliului de modificare a Deciziei (UE) 2019/274 privind semnarea, în numele Uniunii Europene și al Comunității Europene a Energiei Atomice, a Acordului privind retragerea Regatului Unit al Marii Britanii și Irlandei de Nord din Uniunea Europeană și din Comunitatea Europeană a Energiei Atomice, COM(2019) 880 final din 18 octombrie 2019.

(15) Ofertanților câștigători ai licitațiilor le sunt atribuite contracte de capacități în baza cărora aceștia vor primi o plată constantă pe durata contractului de capacități în schimbul angajamentului de a furniza energie electrică în perioadele de presiune asupra rețelei, dacă operatorul de sistem le solicită acest lucru. Se aplică sancțiuni financiare dacă furnizorul de capacitate nu furnizează volumul de energie necesar în conformitate cu angajamentul său privind capacitatea. Măsura este finanțată printr-o taxă impusă furnizorilor de energie electrică.

(16) Prima licitație a fost organizată în 2014 pentru furnizarea de capacitate în 2018. Aceasta a fost urmată de alte trei licitații prevăzute cu patru ani înainte („T-4") (în 2015, 2016 și 2017), de o licitație prevăzută cu un an înainte („T-1") (în 2017) și de două licitații tranzitorii („LT") (în 2016 și 2017).

(17) UK a suspendat măsura la 15 noiembrie 2018 în urma hotărârii Tribunalului menționată la considerentul 4, care este supusă, în prezent, procedurii de recurs. UK a confirmat că nu vor mai fi acordate ajutoare prin licitații pe piața de capacități și că plățile pentru ajutoarele acordate prin licitațiile care au avut deja loc au fost stopate până la adoptarea de către Comisie a unei decizii de aprobare a măsurii.

(18) Cu toate acestea, în urma hotărârii Tribunalului, UK a instituit următoarele măsuri:

(a) în iunie 2019, a fost organizată o licitație T-1 înlocuitoare de suplimentare pentru furnizarea de capacitate în anul de furnizare 2019/2020, în urma căreia au fost atribuite contracte condiționate de capacități, care erau condiționate de obținerea aprobării ajutorului de stat și de realizarea etapelor procedurale necesare în conformitate cu legislația de creare a pieței de capacități;

(b) respectarea contractelor de capacități atribuite în cadrul licitațiilor anterioare era încă obligatorie, astfel că, sub rezerva unei decizii pozitive privind ajutorul de stat, au putut fi efectuate plățile reportate de capacități către furnizorii de capacitate care și-au îndeplinit obligațiile în perioada de standstill;

(c) furnizorii de energie electrică urmau să transfere în continuare taxa către consumatori în perioada de standstill pentru a asigura faptul că pot plăti integral și prompt taxele restante aplicate furnizorilor cu privire la perioada de standstill, dacă este acordată aprobarea pentru ajutorul de stat; precum și

(d) la 22 iulie 2019, au fost lansate procedurile de precalificare pentru o licitație T-1 (anul de furnizare 2020/2021), o licitație T-3 (anul de furnizare 2022/2023) și o licitație T-4 (anul de furnizare 2023/2024), fiecare dintre acestea urmând să aibă loc în primul trimestru al anului 2020.

2.2. **Temei juridic și mecanisme de guvernare**

(19) Temeiul juridic al măsurii este Legea privind energia electrică din 2013 din UK. Punerea în aplicare a măsurii este guvernată de legislația secundară formată din Reglementările privind capacitatea de energie electrică din 2014, Reglementările privind capacitatea de energie electrică (plățile furnizorilor) din 2014 și Normele privind piața de capacități.

(20) UK revizuiește periodic mecanismul PC ținând seama de feedbackul primit în urma fiecărui proces de licitație. De asemenea, UK a efectuat o serie de consultări publice pentru a îmbunătăți treptat detaliile de reglementare ale anumitor caracteristici specifice ale schemei. De asemenea, autoritatea de reglementare în domeniul energiei (Ofgem) colectează anual opiniile părților interesate cu privire la modificările potențiale ale caracteristicilor operaționale și administrative ale schemei și aduce modificări normelor. În plus, o revizuire formală și mai cuprinzătoare este programată să fie efectuată o dată la cinci ani, implicând atât guvernul, cât și Ofgem, pentru a evalua măsura în care piața de capacități își realizează în mod eficace obiectivele și rămâne cea mai eficace formă de intervenție pentru abordarea acestor obiective. Obiectivele includ luarea în considerare a disfuncționalităților subiacente ale pieței. În esență, revizuirea cuprinde următoarele două etape:

(a) Ofgem efectuează revizuiri pe cinci ani ale domeniilor de organizare a pieței de capacități care sunt acoperite de Normele privind piața de capacități, analizând eficacitatea schemei și dacă mecanismele sale existente sunt adecvate scopului urmărit; și

(b) guvernul evaluează piața de capacități și obiectivele acesteia dintr-o perspectivă la nivel mai înalt și analizează dacă piața de capacități mai este necesară în viitor sau dacă ar trebui să fie eliminată treptat și măsura în care obiectivele pieței de capacități ar putea fi realizate într-o manieră care să impună mai puțină reglementare. Acest lucru se bazează pe informațiile provenite din analizarea internă anuală de către guvern a posibilității de a organiza licitația pe piața de capacități, precum și pe constatările revizuirii efectuate de Ofgem în prima etapă. Guvernul efectuează consultări publice ca parte a acestui proces de revizuire.

(21) Guvernul Regatului Unit a inițiat primul proces de revizuire pe cinci ani prin publicarea, în august 2018, a unei cereri de contribuții, invitând astfel la prezentarea de opinii și dovezi la nivel înalt pe teme precum aceea dacă există o nevoie continuă de PC și identificarea oricăror domenii prioritare în care ar trebui să fie efectuate modificări. În septembrie 2018, Ofgem a publicat o scrisoare deschisă, prin care a solicitat opinii și dovezi privind măsura în care normele își îndeplinesc în continuare obiectivele. Raportul final al revizuirii pe cinci ani efectuate de guvernul Regatului Unit a fost publicat la 22 iulie 2019 ([8]), iar raportul final al Ofgem a fost publicat la 31 iulie 2019 ([9]). În plus, Comitetul pentru știință și tehnologie al Camerei Comunelor din Regatul Unit a publicat, la 22 august 2019, un raport în care a menționat, printre alte teme, piața de capacități din Regatul Unit ([10]).

(22) Măsura este pusă în aplicare de guvernul Regatului Unit, de Ofgem, de Organismul de furnizare (National Grid – „NG"), de Organismul de decontare (o instituție nouă înființată în temeiul Legii privind energia electrică din 2013, supusă conducerii și supravegherii de către guvern) și de prestatorul de servicii de decontare (Elexon). O scurtă descriere a rolurilor și a responsabilităților acestora este prezentată mai jos.

(23) Guvernul Regatului Unit este responsabil pentru supravegherea strategică a pieței de capacități și pentru modificările aduse reglementărilor care guvernează schema, precum și pentru asigurarea asumării continue a răspunderii privind aspecte-cheie ale organizării pieței de capacități. Reglementările includ, de exemplu, criterii generale de eligibilitate pentru accesul la licitații pe piața de capacități, funcțiile operatorului de sistem pentru realizarea pieței de capacități și decontarea plăților.

(24) Guvernul Regatului Unit a conceput Normele privind piața de capacități, însă Ofgem este responsabil pentru punerea lor în aplicare (atât guvernul Regatului Unit, cât și Ofgem pot modifica normele). Normele privind piața de capacități includ norme tehnice și proceduri privind precalificarea și licitațiile de capacități, conținutul contractelor de capacități și obligațiile titularilor de contracte de capacități. Atunci când ia în considerare modificări ale normelor, Ofgem are obligația de a respecta o serie de obiective consacrate în reglementări și în norme, care asigură transparența și încrederea în guvernanța pieței de capacități. De asemenea, Ofgem este responsabil pentru soluționarea contestațiilor formulate de solicitanți cu privire la rezultatul precalificării.

(25) Operatorul de sistem este National Grid. Aceasta își asumă rolul de furnizare pentru piața de capacități, inclusiv: furnizarea de consultanță pentru miniștri cu privire la perspectiva siguranței alimentării cu energie și recomandarea volumului de capacitate care trebuie licitat în vederea respectării standardului de fiabilitate; precalificarea participanților la licitație, administrarea licitațiilor de capacități și încheierea contractelor (așa-numitele „contracte de capacități") cu ofertanții câștigători; dezvoltarea și administrarea noilor proceduri de sprijin, precum emiterea avertismentelor pe piața de capacități.

(26) Guvernul Regatului Unit stabilește funcțiile de furnizare ale operatorului de sistem în legislația secundară, care constituie „cerințe relevante" care trebuie să fie puse în aplicare de Ofgem. Acest lucru oferă guvernului certitudine cu privire la ceea ce va fi furnizat și o bază clară pentru ca Ofgem să gestioneze performanța NG în rolul său de furnizare. Un grup de experți tehnici asigură controlul independent al consultanței rețelei naționale cu privire la volumul recomandat de capacitate care trebuie licitat.

(27) Guvernul Regatului Unit a înființat ([11]) Organismul de decontare pe piața de capacități („Electricity Settlement Company") care să asigure responsabilitatea finală, guvernanța și controlul procesului de decontare și al plăților

([8]) https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-5-year-review-2014-to-2019
([9]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/report-our-five-year-review-capacity-market-rules-and-forward-work-plan
([10]) https://publications.parliament.uk/pa/cm201719/cmselect/cmsctech/1454/145402.htm
([11]) Legea privind energia electrică din 2013 prevede că secretarul de stat are competența de a elabora reglementările și normele de instituire a pieței de capacități. Secțiunea 28 alineatul (4) litera (g) din Legea privind energia electrică din 2013 acordă secretarului de stat competența de a elabora reglementări cu privire la un Organism de decontare care să administreze decontarea plăților de capacități sau a stimulentelor pentru capacitate. Reglementările elaborate pentru instituirea pieței de capacități impun obligația secretarului de stat de a numi un Organism de decontare (reglementarea 80 din Reglementările privind capacitatea de energie electrică din 2014). Electricity Settlement Company („ESC") a fost numită de secretarul de stat în conformitate cu această obligație.

efectuate în temeiul contractelor de capacități ([12]). Organismul de decontare este o societate cu răspundere limitată, deținută de guvern ca unic acționar ([13]). Acesta este responsabil pentru stabilirea propriei sale guvernanțe interne, astfel încât să își poată îndeplini obligațiile, însă guvernul deține controlul general asupra sa ([14]).

(28) În februarie 2013, Guvernul Regatului Unit și-a anunțat decizia de a externaliza atribuții către Elexon Ltd. prin *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*. Elexon funcționează ca prestator de servicii de decontare, având responsabilități pentru efectuarea calculelor și a determinărilor plăților de capacități. Rolul Elexon ca prestator de servicii de decontare este similar cu rolul pe care îl are în prezent conform Codului de echilibrare și decontare, dar mai limitat decât acesta. Un contract încheiat între Organismul de decontare și Elexon prezintă detaliile serviciului care trebuie să fie prestat, costul acestui serviciu și modalitățile de monitorizare a performanței.

2.3. **Beneficiari**

2.3.1. *Eligibilitate*

(29) Furnizorii de capacitate participă pe piața de capacități pe baza „unităților pieței de capacități" (Capacity Market Units - CMU). La nivel de CMU sunt formulate cererile de precalificare, sunt atribuite contracte de capacități, sunt specificate obligațiile aplicabile în perioadele de presiune asupra rețelei și sunt calculate sancțiunile/plățile pentru furnizarea excedentară. Producătorii (atât cei existenți, cât și cei noi), capacitățile de interconectare, prestatorii de servicii de stocare și furnizorii pot să participe.

(30) Unitățile de producție [sunt definite prin referire la furnizarea de energie electrică, sunt capabile de control independent, producția lor netă este măsurată cu contor (contoare) pentru jumătăți de oră, capacitatea de conectare depășește 2 MW] pot participa în mod individual ca o singură CMU sau împreună cu alte unități de producție eligibile, în următoarele condiții:

(a) toate unitățile fac parte din aceeași unitate de tranzacționare (și anume, centrală electrică); sau

(b) toate unitățile sunt conectate la sistem în același punct, și anume în aceeași locație, însă conceptul de unitate de tranzacționare nu se aplică; sau

(c) capacitatea agregată a tuturor unităților este cuprinsă între pragul minim (2 MW) și 50 MW (producția integrată efectiv, împărțită între mai multe locații).

(31) CMU ale răspunsului din partea cererii sunt definite prin referire la un angajament de reducere a cererii de energie electrică. Un furnizor de răspuns din partea cererii este definit ca fiind (i) un consumator direct de energie electrică; (ii) o entitate care deține consumatorul de energie electrică; sau (iii) o entitate care are control contractual asupra consumatorului de energie electrică în ceea ce privește răspunsul din partea cererii. Acest angajament trebuie să determine consumatorul de energie electrică să își reducă importul de energie electrică (măsurat cu contoare pentru jumătăți de oră) și/sau să exporte energia electrică produsă de unitățile de producție de la fața locului pe care le deține. Furnizorii răspunsului din partea cererii pot participa în mod individual ca o singură CMU sau împreună cu alții. În plus, fiecare componentă trebuie să fie conectată la un contor care înregistrează consumul de energie electrică la fiecare jumătate de oră iar capacitatea totală a furnizorului răspunsului din partea cererii trebuie să fie cuprinsă între 2 MW și 50 MW. În tabelul 1 de mai jos este indicată performanța înregistrată de răspunsul din partea cererii la licitațiile organizate înainte de iulie 2019.

([12]) A se vedea articolul 40 alineatul (1) din Reglementările privind capacitatea de energie electrică din 2014: „Un furnizor de capacitate («C») are dreptul […] de a primi de la Organismul de decontare o plată de capacități stabilită în conformitate cu prezenta reglementare, cu privire la fiecare lună dintr-un an de furnizare («luna L») pentru CMU angajate pentru capacitate pentru care C a fost furnizorul de capacitate în luna L."

([13]) Electricity Settlement Company („ESC") a fost constituită în martie 2014 ca societate cu răspundere limitată și este deținută integral de secretarul de stat, care acționează în calitatea sa de unic acționar. Certificatul de înregistrare al ESC și documentele sale constitutive, inclusiv statutul său sunt accesibile publicului la următoarea adresă: https://beta.companieshouse.gov.uk/company/08961281/filing-history?page=2

([14]) Fiind acționar unic al ESC, secretarul de stat deține un anumit control general prin unele măsuri, care pot fi adoptate de acționarii întreprinderii, de exemplu, adoptarea unor hotărâri speciale. În plus, dacă este necesar, secretarul de stat poate să modifice modul în care Organismul de decontare își îndeplinește atribuțiile cu privire la piața de capacități utilizând competențele sale de elaborare a reglementărilor prevăzute în Legea privind energia electrică din 2013 pentru a modifica reglementările aplicabile Organismului de decontare. Utilizarea acestor competențe de elaborare a reglementărilor este supusă aprobării de către parlament. În circumstanțele cele mai grave, secretarul de stat poate să revoce președintele Consiliului de administrație al ESC și reglementarea 80 din Reglementările privind capacitatea de energie electrică din 2014 prevede că secretarul de stat poate să revoce Organismul de decontare.

Tabelul 1

Performanța înregistrată de răspunsul din partea cererii la licitațiile de capacitate organizate înainte de iulie 2019

	Licitațiile la care a participat (MW)	Contractele câștigate (MW)
T-4 2014	603	174
T-4 2015	673	456
T-4 2016	1 798	1 411
T-4 2017	2 246	1 206
T-4 2018 ([1]) (susp.)	2 618	N/A
T-1 2017	1 283	443
T-1 2018 (susp.)	2 124	N/A
T-1 2019 (condiționată)	1 333	203
LT 2015	619	475
LT 2016	373	312

([1]) Licitațiile T-1 2018 și T-4 2018 au fost suspendate în urma hotărârii Tribunalului în cauza T-793/14. Capacitatea înregistrată ca „Participând la licitație" este volumul de capacitate care s-a precalificat inițial pentru aceste licitații viitoare (o parte din acest volum poate fi retras chiar înainte de licitație), a se vedea trimiterea la „susp." din text.

(32) Piața de capacități exclude furnizorii de capacitate care primesc deja sprijin din alte măsuri. Următorii furnizori nu sunt eligibili să participe pe piața de capacități:

(a) centralele electrice cu emisii reduse de dioxid de carbon, care primesc sprijin prin contracte pe diferență (CpD) sau prin tarif fix la scară mică;

(b) producătorii de energie din surse regenerabile, care primesc sprijin prin obligația referitoare la energia regenerabilă (OER), cu excepția cazului în care aceștia optează pentru renunțarea la primirea plăților OER (ei pot să participe după expirarea contractelor lor OER);

(c) centralele care primesc stimulentul pentru energie termică din surse regenerabile (SETR) – deoarece SETR a fost conceput pentru a completa OER și CpD pentru sursele regenerabile de energie;

(d) centralele care primesc finanțare din Concursul de comercializare a captării și stocării dioxidului de carbon (CSC) din Regatul Unit – deoarece CpD pentru CSC au fost concepute pentru a le oferi sprijinul suplimentar necesar pentru a fi viabile din punct de vedere comercial;

(e) tehnologiile care primesc finanțare din rezerva UE pentru instalațiile nou-intrate 300, care urmărește să sprijine tehnologiile emergente cu emisii reduse de dioxid de carbon, precum CSC și energia maremotrică, deoarece acestea sunt eligibile, de asemenea, pentru a primi sprijin în temeiul CpD;

(f) centralele cărora NG le-a atribuit contracte pe 15 ani pentru a face parte din rezerva operațională pe termen scurt („STOR pe termen lung") imediat înainte de propunerile inițiale de politică privind reforma pieței energiei electrice (RPEE) din 2010 și care optează pentru menținerea acestora.

(33) Întreprinderile care au participat la programele Enterprise Investment Scheme (EIS – Programul de investiții în întreprinderi) și la Venture Capital Trust (VCT – Fondul de capital-risc) nu sunt excluse de la participarea pe PC, dar sunt supuse unui test pentru a asigura faptul că acestea nu primesc „subvenție dublă" (pentru a evita cumularea ajutoarelor de stat).

(34) Deși participarea directă a capacităților străine nu este autorizată, capacitățile de interconectare au fost eligibile pentru participarea pe piața de capacități de la a doua licitație organizată în 2015, în calitate de CMU, în condiții de egalitate cu producătorii din Regatul Unit și cu furnizorii răspunsului din partea cererii, fiind supuse, în esență, aceluiași regim de recompense și sancțiuni și cu capacitate redusă pentru a reflecta contribuția lor la siguranței alimentării cu energie ([15]). În tabelul 2 este prezentată participarea CMU ale capacităților de interconectare (denumite în continuare „CMU IC") la licitațiile organizate până în prezent.

Tabelul 2

Participarea CMU ale capacităților de interconectare la licitațiile pe PC organizate până în prezent

Tip de licitație	T-4				T-1	
Anul licitației	2015	2016	2017	2018 (susp.)	2018 (susp.)	2019 (condiționată)
Anul de furnizare	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2019/2020	2019/2020
Numărul de CMU IC precalificate	3	5	6	8	3	3
Numărul de CMU IC câștigătoare	2	4	6	NA	NA	3
Dintre care nou-construite	0	0	3	NA	NA	1
Dintre care existente	2	4	3	NA	NA	2
Capacitatea CMU IC câștigătoare (GW)	1,86	2,34	4,56	NA	NA	1,025

(35) În decizia din 2014, s-a acordat permisiunea de a nu include capacitatea interconectată pentru prima licitație (decembrie 2014) din cauza următoarelor constrângeri:

(a) capacitatea de achiziționat: era necesară o nouă metodologie de a reduce contribuția capacităților de interconectare la licitație. Era necesară o cooperare mai strânsă cu alte state membre cu privire la evaluarea caracterului adecvat al capacității de producție, pentru a elimina parazitismul potențial în cazul în care țările aveau standarde de fiabilitate diferite;

(b) precalificare: la momentul respectiv, Organismul de furnizare nu avea posibilitatea de a finaliza în mod independent etapa de precalificare pentru un furnizor de capacitate extern. Ar fi fost necesară cooperarea cu operatorii de transport și de sistem cu privire la măsurare și verificare, dispecerizarea pentru testare și platformele pentru schimb de date;

(c) licitație: licitația ar fi fost deschisă mizării în cazul în care s-ar fi permis participarea capacităților străine. Ar fi fost necesară o nouă metodologie pentru a limita volumul de capacități străine până la capacitatea redusă de interconectare. În plus, era probabil ca pragul de preluare a prețurilor să fie diferit pe o altă piață, ceea ce înseamnă că prețul de închidere al licitației stabilit în MB ar fi putut să nu fie adecvat pentru capacitatea de pe altă piață și ar fi putut fi necesară o licitație zonală;

([15]) Un factor de reducere este un factor aplicat la capacitatea unei CMU, prezentată în cadrul unei licitații de capacitate, pentru a obține capacitatea redusă a acesteia. Orice capacitate licitată pe PC trebuie să fie „redusă" pentru a fi adaptată la riscul că aceasta, parțial sau integral, nu va fi disponibilă pentru a răspunde într-o situație de presiune asupra rețelei. Și în cazul capacităților de interconectare, factorii de reducere sunt stabiliți în mod individual, pentru fiecare capacitate de interconectare, de către secretarul de stat, pe baza unei evaluări a fiabilității tehnice și a unei analize a fluxurilor de țară probabile în perioadele de presiune asupra rețelei.

(d) furnizare: obligația de furnizare impune producătorilor să producă atunci când se emite un avertisment de 4 ore pe piața de capacități. Pe o altă piață, acest lucru ar fi condus la o dispecerizare în afara ordinii de merit, cauzând distorsiune pe piață ([16]). Acest lucru nu ar fi adus Regatului Unit un beneficiu suplimentar în materie de siguranță a alimentării cu energie, într-o lume în care cuplarea piețelor este pusă pe deplin în aplicare, fluxurile de energie electrică răspunzând deja tarifării în condiții de deficit.

(36) Numai pentru 2014, în lipsa unei participări directe a capacității interconectate, contribuția preconizată a interconectării în perioadele de presiune asupra rețelei în MB a fost reflectată în volumul de capacitate licitat. De exemplu, dacă se preconizează că vor fi disponibile importuri de 1 GW în perioadele de presiune asupra rețelei în MB, volumul de capacitate licitat pe piața de capacități ar fi redus cu 1 GW. Contribuția interconectării din afara PC a fost evaluată inițial de NG la zero (float) atunci când a recomandat obiectivul T-4 pentru anul de furnizare 2018/2019, însă aceasta a fost revizuită ulterior la o contribuție netă de 2,1 GW pentru licitația T-1.

2.3.2. *Procesul de precalificare*

(37) Participarea pe piața de capacități nu este obligatorie. Totuși, este obligatoriu ca orice capacitate autorizată, eligibilă să participe la procesul de precalificare, chiar dacă nu este destinată licitării. Procesul de precalificare are scopul de a asigura faptul că participanții la licitație pot să furnizeze capacitatea pe care o oferă și că operatorul de sistem poate să adapteze volumul de capacitate care trebuie licitat pe baza volumului de capacitate care nu participă la licitație.

(38) Nicio capacitate eligibilă care nu participă la licitația de capacitate nu este expusă sancțiunilor pentru nefurnizare de pe piața de capacități și nici nu este eligibilă pentru nicio plată pentru furnizare excedentară. Această capacitate poate să participe din nou la licitațiile ulterioare, precum și pe piața secundară. La fel ca în cazul centralelor neeligibile, volumul licitat este redus pentru a justifica volumul de capacitate al centralelor care nu participă.

(39) Pentru a asigura faptul că este pregătită o capacitate fiabilă pentru anul de furnizare, operatorul de sistem efectuează verificări de precalificare înainte de licitație pentru a confirma eligibilitatea și starea de ofertare a oricărei capacități potențiale. Cerințele de precalificare variază pentru diferite tipuri de capacitate (de exemplu, pentru producție și răspunsul părții de consum).

(40) Ca parte a cererii lor de precalificare, solicitanții trebuie să îndeplinească atât cerințe de precalificare generice, cât și specifice, care variază în funcție de tipul unității, și anume dacă unitatea este o unitate de producție existentă sau prospectivă sau o unitate de răspuns din partea cererii. Cerințele generice includ detalii administrative de bază (date de contact, starea de autorizare, structura corporativă, amplasarea și diverse declarații ale administratorilor), în timp ce unitățile de producție existente trebuie să își demonstreze, de asemenea, performanța istorică. Unitățile prospective trebuie să prezinte dovezi privind autorizația de urbanism și acordul de conectare, un plan de construire detaliat și detalii privind cheltuielile lor de capital preconizate, în raport cu durata contractului de capacități urmărit. De asemenea, acestea trebuie să depună o formă de susținere a creditului (și anume, garanție sau „garanție de participare la licitație") drept dovadă a seriozității lor privind participarea la licitație și să furnizeze o unitate operațională până la începutul anului de furnizare.

(41) Noile unități de producție și capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii (spre deosebire de capacitățile confirmate de răspuns din partea cererii ([17])) trebuie să depună o garanție de participare la licitație în valoare de 5 000 GBP (aproximativ 5 650 EUR) per megawatt pentru licitațiile prevăzute cu patru ani înainte și pentru licitațiile prevăzute cu un an înainte și de 500 GBP (aproximativ 565 EUR) per megawatt pentru licitațiile tranzitorii. În ceea ce privește unitățile de răspuns din partea cererii, măsura prevede că garanția de participare la licitație este pierdută proporțional cu volumul de capacitate care nu a fost furnizat efectiv de operatorii răspunsului din partea cererii, cu condiția ca aceștia să furnizeze cel puțin 90 % din volumul de capacitate pentru care s-au angajat. Deși operatorii răspunsului din partea cererii au posibilitatea de a agrega mai multe amplasamente pentru a atinge pragul minim de 2 MW, ar trebui remarcat că aceștia trebuie să plătească o garanție de participare la licitație cu privire la capacitatea totală de 2 MW, chiar dacă doar o mică parte a acestui volum este constituită din capacități neconfirmate de răspuns din partea cererii. Potrivit Regatului Unit, o CMU poate fi confirmată doar ca unitate unică, confirmată în aceeași zi din aceeași perioadă de decontare. Această cerință de a fi confirmată ca unitate ar trebui să reducă la minimum riscul de mizare. În caz contrar, solicitanții ar putea fi confirmați în momente diferite și ar putea să creeze o unitate care ar putea să nu fie capabilă să funcționeze ca un tot unitar într-o situație de stres, ceea ce ar genera riscul legat de siguranța alimentării cu energie.

([16]) O obligație de a furniza capacitate (și anume, un risc de sancțiune) pe piața de capacități poate să stimuleze o centrală electrică străină să vândă energie electrică pe piața din Regatul Unit și nu pe piața sa națională, chiar la un cost mai mic decât costul său marginal. Acest lucru contravine ordinii de merit în care participanții pe piață și-ar vinde energia electrică exclusiv pe baza costurilor marginale.

([17]) Unitatea confirmată de răspuns din partea cererii este diferită de unitatea neconfirmată de răspuns din partea cererii prin faptul că respectiva capacitate a acesteia a fost confirmată printr-un certificat de testare în cadrul părții de consum, emis pentru CMU de răspuns din partea cererii în cauză de către Organismul de furnizare (National Grid).

(42) În urma consultării din martie 2016, guvernul Regatului Unit a majorat cuantumul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru unitățile de producție nou-construite la 10 000 GBP/MW pentru a contribui la garantarea expunerii la obligația privind tariful de reziliere majorat, precum și pentru a contribui la descurajarea cererilor speculative, impunând un nivel mai înalt al angajamentului prealabil licitației. Totuși, nivelul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii a rămas la 5 000 GBP/MW în urma feedbackului primit de la părțile interesate în timpul consultării potrivit căruia este, comparativ, mult mai costisitor pentru agregatorii răspunsului din partea cererii să obțină acoperirea creditelor de la creditori.

(43) Operatorul de sistem publică factori de reducere specifici tehnologiei înainte de fereastra de precalificare. Pentru majoritatea claselor de tehnologie, acești factori se bazează pe performanța istorică a tipului de clasă din perioada de șapte ani anterioară și reprezintă contribuția medie preconizată a centralelor în perioadele de presiune asupra rețelei în funcție de tehnologia specifică. Pentru unele clase în care dovezile istorice fie lipsesc, fie sunt mai puțin relevante ca indicator solid pentru performanța viitoare (de exemplu, capacitățile de interconectare sau tehnologiile inovatoare, precum acumulatorii) se folosește o metodologie diferită. Factorii relevanți se aplică tuturor centralelor cu o tehnologie specifică, indiferent de vechimea sau starea acestora. Furnizorii de capacitate câștigători la licitația de capacitate primesc plăți (la prețul de închidere al licitației) proporționale cu factorul lor de reducere înmulțit cu capacitatea lor de conectare (volumul pe care racordările lor fizice la rețea le permite să îl exporte în sistem). Unul dintre scopurile regimului de sancțiuni este acela de a adapta nivelul de plăți de la acest nivel de performanță estimat la nivelul de performanță real al centralelor individuale.

2.4. **Procesul de licitație**

2.4.1. *Stabilirea volumului de capacitate care trebuie licitat*

(44) Decizia de a organiza licitațiile de capacitate este adoptată anual și are la bază o evaluare independentă a capacității de energie electrică efectuată de către operatorul de sistem. În perspectiva următorilor 15 ani, NG evaluează evoluția probabilă a viitoarelor marje de capacitate, contribuția capacității interconectate și a capacității de răspuns din partea cererii și recomandă volumul de capacitate necesar pentru a atinge standardul de fiabilitate durabil. În acest mod, guvernul poate să evalueze anual dacă este necesară o licitație de capacitate.

(45) Decizia privind volumul de capacitate care trebuie contractat prin fiecare licitație de capacitate are la bază un standard de fiabilitate durabil. Standardul de fiabilitate este un nivel obiectiv de siguranță a alimentării cu energie electrică și constituie baza pentru stabilirea curbei de cerere înainte de fiecare licitație de capacitate.

(46) UK observă că niciun sistem electroenergetic nu poate fi niciodată 100 % fiabil și că există întotdeauna un anumit compromis între costul furnizării unei capacități suplimentare de rezervă și nivelul de fiabilitate obținut. Stabilirea unui standard de fiabilitate permite realizarea acestui compromis, deoarece identifică punctul în care beneficiile suplimentare în materie de siguranță sunt contrabalansate de costurile furnizării capacității. Acest standard are scopul de a le oferi investitorilor și participanților pe piață claritate asupra obiectivelor pe termen lung ale guvernului în materie de siguranță a alimentării cu energie și de a contribui la reducerea costurilor pentru consumatori. De asemenea, acesta are scopul de a asigura faptul că guvernul nu poate să contracteze un nivel mai mare decât nivelul de capacitate eficient din punct de vedere economic, ceea ce împiedică achiziția excesivă de capacitate în MB.

(47) Guvernul Regatului Unit a stabilit un standard de fiabilitate durabil pentru piața energiei electrice din MB egal cu o previziune a pierderilor de sarcină de 3 ore/an. Acest lucru înseamnă un nivel de siguranță a sistemului de 99,97 %. Previziunea pierderilor de sarcină este numărul de ore/perioade pe an în care, pe termen lung, se preconizează din punct de vedere statistic că oferta nu va satisface cererea și care reflectă un nivel de capacitate eficient din punct de vedere economic. Standardul de fiabilitate a fost stabilit în mod durabil, însă guvernul va avea posibilitatea de a-l revizui, dacă acest lucru se va dovedi necesar.

(48) În fiecare an, operatorul de sistem stabilește volumul de capacitate necesar pentru respectarea standardului de fiabilitate și oferă consultanță guvernului, până la 30 mai, în cadrul unui Raport privind capacitatea electrică (ECR). Recomandarea privind volumul de capacitate care trebuie contractat în cadrul licitațiilor de capacitate pentru a respecta standardul de fiabilitate se bazează pe evaluarea de către NG a unor scenarii diferite pentru nivelul cererii de energie electrică și volumul de capacitate furnizat de centrale electrice care nu sunt eligibile pentru plăți de capacități, de exemplu, producția cu emisii reduse de dioxid de carbon și, astfel, stabilește recomandarea NG privind necesitatea de a asigura capacitate și volumul acesteia pentru anul de furnizare în cauză prin intermediul PC. Raportul NG este examinat de către un grup de experți tehnici (PTE), care oferă guvernului consultanță privind soliditatea analizei și a recomandărilor.

(49) Operatorul de sistem utilizează o serie de scenarii privind cererea, precum și sensibilități pentru a explica incertitudinile legate de condițiile meteorologice, disponibilitatea centralelor, fluxurile de interconectare și nivelurile de producție integrată. Apoi, operatorul de sistem exclude capacitatea care nu poate să participe la licitație (de exemplu, centrala cu emisii reduse de dioxid de carbon care primește alt tip de sprijin) și capacitatea care are contracte de capacități în curs (de exemplu, în cazurile în care un furnizor de capacitate are un contract multianual care acoperă anul de furnizare relevant).

(50) Operatorul de sistem utilizează, apoi, o metodologie de „optimizare solidă”, care reduce la minimum rezultatul cel mai nefavorabil posibil în ceea ce privește costul capacității și cererea nesatisfăcută din cadrul scenariilor și al sensibilităților. Modelarea conduce la o serie de opțiuni pentru un singur volum care trebuie achiziționat și o recomandare.

(51) În notificarea din 2014, UK a prezentat predicția ilustrată în figura 1 pentru o gamă de capacități care trebuie achiziționate și care ar putea fi necesare în perioada 2018-2030. Figura 2 prezintă o predicție actualizată din decembrie 2018.

Figura 1

Estimările din 2014 ale capacității care trebuie achiziționată în diferite scenarii (GW)

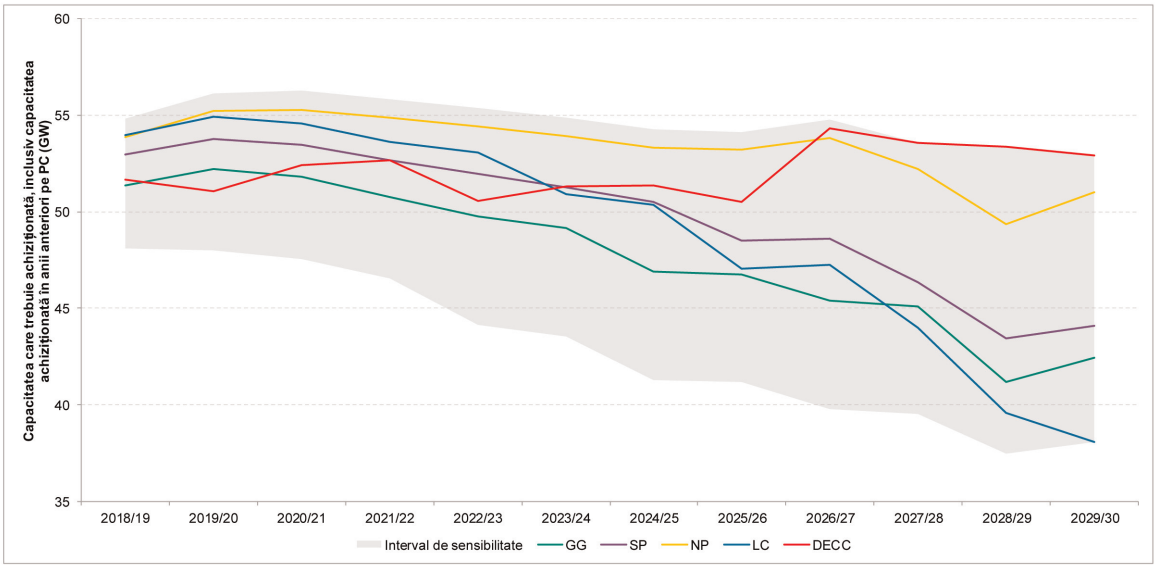
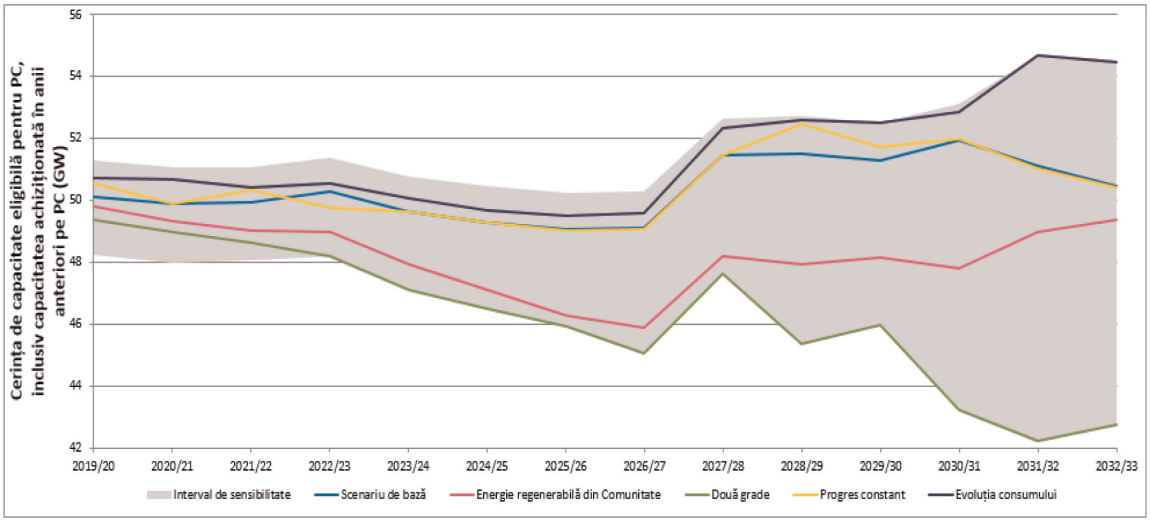


Figura 2

Estimările din 2018 ale capacității care trebuie achiziționată în diferite scenarii (GW)



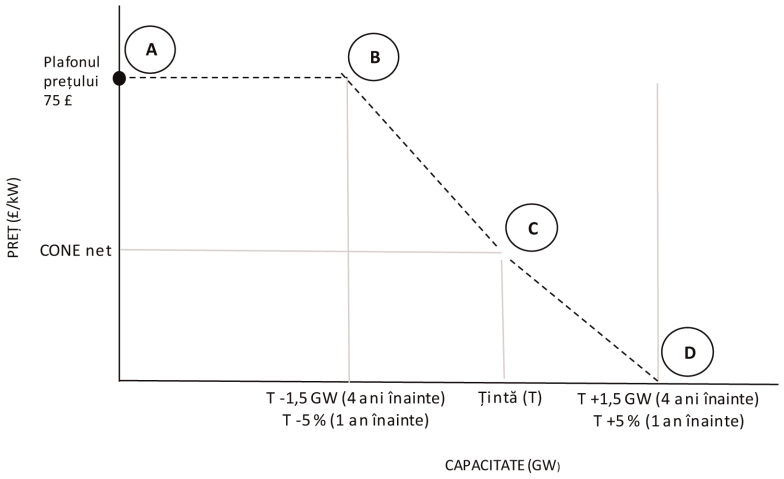
(52) Guvernul adoptă decizia finală privind volumul de capacitate care trebuie achiziționat în cadrul fiecărei licitații pe baza unei curbe de cerere, care este derivată în conformitate cu metodologia stabilită în considerentele de mai jos.

(53) Curba de cerere acordă guvernului o oarecare flexibilitate privind volumul de capacitate care trebuie contractat de la un an la altul în funcție de cost. Curba de cerere înclinată permite realizarea unui compromis între fiabilitate și cost, astfel încât să se achiziționeze mai puțină capacitate într-un an dat, dacă prețul este foarte ridicat. De asemenea, aceasta contribuie la atenuarea riscurilor de mizare, deoarece asigură un plafon al prețului de licitație, precum și flexibilitate pentru a achiziționa mai puțină capacitate dacă prețul este ridicat – ambele reducând oportunitățile participanților de a mări prețurile prin exercitarea puterii de piață.

(54) Guvernul publică această curbă de cerere înainte de fiecare licitație de capacitate. Curba de cerere dă relația dintre prețul capacității și volumul de capacitate din cadrul licitației solicitate de operatorul de sistem. Fiecare curbă de cerere este construită în jurul nivelului-țintă de capacitate necesar pentru a respecta standardul de fiabilitate indicat de operatorul de sistem și în jurul unei estimări a costului rezonabil al capacității noi (costul net al unei noi intrări sau „CONE net"). Intersectarea dintre această capacitate-țintă și CONE net fixează un punct pe curba de cerere. Figura 3 de mai jos prezintă un exemplu de curbă de cerere de capacitate.

Figura 3

Curba ilustrativă a cererii de capacitate



Sursă: Autoritățile britanice.

(55) CONE net este determinat pe baza prețului de închidere preconizat al capacității în cadrul licitației și este revizuit, dacă este necesar, pentru fiecare licitație, de exemplu, pe baza unor noi estimări ale costului de inginerie pentru unitățile nou-construite și pe informațiile obținute din licitațiile anterioare. Costul unei noi intrări se bazează pe estimări ale costului de investiție al capacității nou-construite furnizate printr-un raport ([18]) comandat de autoritățile britanice, presupunând un prag minim acceptabil de rentabilitate de 7,5 % și o perioadă de recuperare a investiției de 25 de ani.

(56) Alături de nivelul-țintă de capacitate și de CONE net, alți parametri-cheie ai curbei de cerere sunt: plafonul prețului de licitație (prețul maxim la care guvernul este dispus să achiziționeze capacitate), pragul de preluare a prețurilor [prețul maxim la care centralele existente pot să ofere capacitate în cadrul licitației ([19])] și nivelul minim de furnizare necesar pentru a organiza licitația (o cerință minimă de concurență). Guvernul confirmă parametrii finali ai licitației pentru fiecare licitație de capacitate chiar înainte de deschiderea ferestrei de precalificare relevante.

(57) Plafonul prețului de licitație stabilește punctul superior al curbei de cerere – și anume, prețul la care nu va mai fi licitată altă capacitate. Plafonul prețului are scopul de a proteja consumatorii britanici de probleme neprevăzute privind licitația, cum ar fi lipsa concurenței sau abuzul de putere de piață din partea participanților. Totuși, potrivit autorităților britanice, stabilirea unui plafon al prețului de licitație prea scăzut ar putea să îndepărteze ofertanții și

([18]) Model bazat pe costul de producție a energiei electrice. Actualizarea din 2013 a tehnologiilor neregenerabile. Aprilie 2013. Elaborat de Parsons Brinckerhoff pentru Department of Energy and Climate Change (Ministerul Energiei și Schimbărilor Climatice). Număr PIMS: 3512649A.

([19]) A se vedea considerentele 70 și 71.

să reducă concurența, așadar este important ca plafonul prețului să fie stabilit la un nivel care să încurajeze concurența în cadrul licitației de capacitate și să permită pieței să stabilească un preț eficient pentru capacitatea nouă, pe baza aprecierii de către participanți a riscurilor și a potențialelor rentabilități pe piața energiei electrice și pe piața de capacități. Obținerea nivelului adecvat al plafonului prețului depinde de o evaluare a gradului de incertitudine din jurul estimării centrale a CONE net.

(58) În 2014, guvernul Regatului Unit a stabilit plafonul prețului la nivelul de 75 GBP/kW. UK a explicat că acest plafon al prețului se situează peste prețul de închidere din cadrul licitației prevăzut în model într-o serie de scenarii credibile, însă nu este atât de ridicat încât să permită centralelor să exercite o putere de piață semnificativă, dacă participarea unităților nou-construite este limitată. De asemenea, acesta acționează pentru a asigura faptul că unitățile nou-construite nu pot să încerce să își recupereze toate costurile fixe în cadrul ofertei lor din licitație – pentru ca proiectul să fie viabil, acestea trebuie să ia în considerare, cel puțin într-o anumită măsură, veniturile de pe piața energiei și plățile de pe piața de capacități dincolo de durata inițială a contractului.

(59) De asemenea, guvernul are o altă posibilitate, înainte de licitație, de a se convinge că există concurență suficientă în cadrul licitației. Părțile precalificate pentru a participa la licitație trebuie să se angajeze cu două săptămâni înainte de licitație dacă vor oferi capacitate în cadrul licitației. Apoi, guvernul poate să revizuiască lista de unități de capacitate care vor participa la licitație – luând în considerare, de exemplu, volumul de furnizare oferit, mixul de tehnologii și proprietatea unităților oferite – și poate să anuleze licitația dacă nu este convins că procesul va fi suficient de competitiv pentru a obține valoare pentru consumatori.

2.4.2. *Frecvența și formatul licitațiilor*

(60) Licitația de capacitate este organizată în fiecare an pentru furnizarea peste patru ani: de exemplu, licitația din 2014 a fost organizată pentru furnizare în 2018/2019, anul de furnizare fiind cuprins între 1 octombrie 2018 și 30 septembrie 2019. De la punerea în aplicare a măsurii din 2014, au avut loc patru licitații prevăzute cu patru ani înainte: în 2014, 2015, 2016 și 2017. Licitația prevăzută cu patru ani înainte planificată pentru 2018 cu furnizare în 2022 a fost oprită de UK în urma anulării Deciziei Comisiei din 2014 prin hotărârea Tribunalului. Pentru a asigura furnizarea în 2022, autoritățile britanice au afirmat, în decembrie 2018, că, în cadrul măsurii notificate, vor organiza în mod excepțional, în 2019, o licitație prevăzută cu trei ani înainte [a se vedea considerentul 18 litera (d) de mai sus].

(61) O altă licitație prevăzută cu un an înainte este organizată în anul imediat anterior anului de furnizare al licitației principale. Procesul pentru stabilirea curbei de cerere pentru această licitație este același ca cel pentru licitația principală (prevăzută cu patru ani înainte) – decizia finală fiind adoptată de guvern pe baza unei analize puse la dispoziție de operatorul de sistem. Licitația prevăzută cu un an înainte asigură achiziționarea volumului adecvat de capacitate atunci când sunt disponibile previziuni mai exacte privind cererea și este importantă pentru a permite capacității răspunsului din partea cererii (pentru care este dificil să participe la o licitație cu patru ani înainte de furnizare) să participe în mod activ la mecanism. De la punerea în aplicare a măsurii din 2014, a avut loc o licitație prevăzută cu un an înainte, la începutul anului 2018, pentru anul de furnizare 2018/2019 ([20]). Astfel cum s-a menționat la considerentul 18 litera (a) de mai sus, în iunie 2019, a fost organizată o licitație T-1 înlocuitoare de suplimentare și condiționată, pentru anul de furnizare 2019/2020.

(62) Un anumit volum de capacitate este împiedicat să participe la licitația prevăzută cu patru ani înainte și este „rezervat" pentru licitația prevăzută cu un an înainte. În 2014 și 2015, volumul de capacitate rezervată s-a bazat pe o evaluare a volumului capacității de răspuns din partea cererii eficientă din punctul de vedere al costurilor care ar putea participa la o licitație și a fost făcut public atunci când a fost publicată curba de cerere pentru licitația prevăzută cu patru ani înainte (2,5 GW). O revizuire a metodologiei utilizate pentru a determina capacitatea rezervată în T-1 a fost efectuată de guvernul Regatului Unit în martie 2016. În urma acestei revizuiri, s-a stabilit și utilizat, începând din 2016, o nouă metodologie de „rezervare" bazată pe aplicarea unui interval de încredere de 95 % în jurul recomandării de capacitate anuală T-4 a National Grid prezentată în ECR. La modelarea procesului Least Worst Regrets (LWR – regretul cel mai mic) în ECR, National Grid stabilește un interval de încredere de 95 % în jurul recomandării de capacitate. Tabelul 3 de mai jos prezintă volumul rezervat pentru licitațiile T-1.

([20]) În plus, UK a introdus o licitație de capacitate suplimentară, în ianuarie 2017, pentru a contracta capacitate pentru furnizarea de la 1 octombrie 2017 până la 30 septembrie 2018. Această licitație suplimentară a fost aprobată printr-o Decizie a Comisiei privind ajutorul de stat C(2016) 7757 final cu privire la SA.44475 (2016/N).

Tabelul 3

Capacitate rezervată T-1 și capacitate de achiziționat la T-1 (GW)

(GW)

Anul de furnizare	Obiectivul pentru achiziționări la licitația T-4	Capacitatea rezervată pentru T-1	Obiectivul pentru achiziționări la licitația T-1	Volumul achiziționat la licitația T-1
2018/2019	48,6	2,5	4,9	5,79
2019/2020 (licitație condiționată)	44,7	2,5	2,7	3,68
2020/2021	51,7	0,6	N/A	N/A
2021/2022	49,2	0,4	N/A	N/A

(63) În cazul în care cererea scade între licitația prevăzută cu patru ani înainte și cea prevăzută cu un an înainte, volumul de capacitate licitat în cadrul licitației prevăzute cu un an înainte este redus. Totuși, deoarece licitațiile prevăzute cu un an înainte asigură o mai bună cale de acces pe piață pentru capacitatea de răspuns din partea cererii, în 2014, guvernul Regatului Unit s-a angajat să achiziționeze în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme. În cadrul licitației T-1 pentru anul de furnizare 2018/2019, s-a achiziționat mai mult decât dublul capacității rezervate cu patru ani mai devreme (4,9 GW în comparație cu 2,5 GW cât s-a preconizat inițial), în timp ce în cadrul licitației condiționate T-1 pentru anul de furnizare 2019/2020, ținta de achiziționat a fost, de asemenea, mai mare decât capacitatea rezervată inițial (2,7 GW în comparație cu 2,5 GW).

(64) Guvernul Regatului Unit preconizează că vor fi organizate licitații de capacitate T-4 și T-1 în fiecare an, dar acest lucru se va realiza numai după ce este finalizată precalificarea pentru o licitație, atunci când guvernul poate să adopte o decizie finală cu privire la organizarea unei licitații de capacitate.

(65) Guvernul Regatului Unit are autoritatea de a anula sau amâna licitația în orice moment până la începerea primei etape a licitației. În cazul în care guvernul nu optează să anuleze licitația, aceasta va continua în mod automat. După ce licitația a început, guvernul are doar autoritatea de a respinge rezultatul licitației dacă există motive rezonabile să suspecteze că NG, în calitate de organism de furnizare, trebuie să organizeze licitația în conformitate cu reglementările și cu normele. În cazul în care guvernul nu optează să anuleze licitația, aceasta este validată în mod automat. După începerea licitației, guvernul nu are nicio autoritate pentru a influența rezultatul acesteia.

(66) Fiecare licitație de pe piața de capacități este o licitație descendentă (descending-clock), la preț discriminatoriu (pay-as-clear), în care toți participanții câștigători primesc plata pentru ultima ofertă acceptată. Licitația este organizată pe baza normelor predefinite. Adjudecătorul anunță un preț ridicat la începutul licitației și participanții eligibili depun oferte pentru a indica volumul de capacitate pe care sunt dispuși să îl furnizeze la acest preț. Acest proces se repetă de mai multe ori conform unui calendar prestabilit, până când se identifică prețul cel mai scăzut la care cererea este egală cu oferta. Toți participanții câștigători sunt plătiți la același preț de închidere (modelul pay-as-clear). În plus, există o serie de măsuri care vizează reducerea la minimum a riscurilor de mizare și asigurarea unui rezultat eficient.

(67) Atunci când decid volumul de capacitate pe care să îl furnizeze la fiecare preț dat al capacității, se preconizează că participanții vor ține seama de posibilitatea de a obține venituri pe piața energiei. Veniturile preconizate pe piața energiei variază de la un furnizor la altul, în funcție de factorii lor de încărcare preconizați, de prețurile angro și de costurile cu combustibilul și costurile emisiilor de CO_2.

(68) În 2014, capacitatea „redusă” de răspuns din partea cererii, capacitatea de răspuns din partea cererii bazată pe producție și producția integrată (sau conectată la distribuție) (până la 50 MW) au fost considerate de către Regatul Unit sectoare emergente care necesită sprijin suplimentar pentru a le ajuta să se pregătească pentru concurența din principalele licitații de pe PC. Prin urmare, pentru a sprijini aceste sectoare, au fost organizate două licitații tranzitorii (LT) pentru 2016 și 2017. Deși prima licitație tranzitorie a fost deschisă într-adevăr celor trei categorii de capacitate descrise mai sus, nivelul de succes al producției integrate (sau conectate la distribuție) și al capacității de răspuns din partea cererii bazate pe producție la prima licitație LT, precum și la licitațiile T-4 din 2014 și 2015, a permis Regatului Unit să considere că acești participanți sunt suficient de maturi pentru a concura cu succes la principalele licitații de pe PC cu alte tipuri de capacitate fără alt tip de sprijin dedicat. Prin urmare, Regatul Unit a exclus aceste resurse din a doua licitație LT (finală), astfel încât numai capacitatea „redusă” de răspuns din partea cererii a putut să participe. În plus, pentru a doua LT, Regatul Unit a indicat că a decis să testeze dacă un prag mai mic de participare (și anume, 500 kW în loc de 2 MW) ar putea fi o modificare benefică a regimului durabil de pe piața de capacități pentru toți participanții. În tabelul 4 sunt prezentate rezultatele LT.

Tabelul 4

Contracte de asigurare a capacității (redusă, MW) prin licitațiile cu dispoziții tranzitorii

	Prima licitație LT	A doua licitație LT
Producție conectată la distribuție	328	n/a
Capacitate totală de răspuns din partea cererii, din care:	475	312
— Capacitate de răspuns din partea cererii bazată pe producție	322	n/a
— Capacitate „redusă" de răspuns din partea cererii: — *Inclusiv capacitatea < 2MW*	153 — *n/a*	312 — *8,5 (reprezentând 8 CMU)*
Total	**803**	**312**

(69) În tabelul 5 este prezentat, pentru fiecare licitație organizată începând din 2014, volumul recomandat de NG care trebuie achiziționat, volumul-țintă aprobat de secretarul de stat și volumul achiziționat în cele din urmă la licitațiile T-4 și T-1.

Tabelul 5

Cerințe de capacitate (GW)

(GW)

	Volumul recomandat de National Grid în ECR care trebuie achiziționat	Recomandarea adaptată a National Grid privind volumul care trebuie achiziționat la licitație în urma precalificării	Volumul care trebuie achiziționat Volumul-țintă aprobat de secretarul de stat	Volumul achiziționat la licitație
T-4 2014	53,3	48,6	48,6	49,3 ([1])
T-4 2015	47,9	44,7	45,4	46,4
T-4 2016	49,7	51,1	51,7	52,4
T-4 2017	50,5	49,2	49,2	50,4
T-1 2017	6,3	4,9	4,9	5,79
T-1 2019 (licitație condiționată)	4,6	4,3 (noiembrie 2018) 2,3 (mai 2019)	2,7	3,6

([1]) În urma reziliierilor din februarie 2018, capacitatea este de 47,53 GW.

2.4.3. *Entități care preiau prețurile*

(70) Pentru a atenua puterea de piață în cadrul licitației, furnizorii de capacitate potențiali care s-au precalificat cu succes sunt clasificați fie ca „entități care preiau prețurile" (care nu pot să oferteze peste un prag relativ scăzut), fie ca „entități care stabilesc prețurile" (care pot să oferteze peste acest prag). Furnizorii de capacitate existenți sunt, în mod implicit, entități care preiau prețurile. Furnizorii nou-intrați și resursele de răspuns din partea cererii sunt clasificați ca entități care stabilesc prețurile și sunt liberi să oferteze până la plafonul general al prețului de licitație. Potrivit Regatului Unit, această distincție consolidează stimulentele pentru ca participanții să oferteze la valoarea reală a capacității lor și atenuează riscul ca centralele existente, cu costuri mai scăzute, să încerce să stabilească un preț mare în anii în care nu este necesară o nouă intrare. Regatul Unit susține că pragul de preluare a prețurilor ar

trebui să fie stabilit la un nivel care să cuprindă majoritatea centralelor existente, fiind, în același timp, la un preț suficient de scăzut pentru a atenua riscul de mizare. Pragul de preluare a prețurilor a fost stabilit la 25 GBP/kW (CONE net de 50 %). Acesta este suficient de ridicat pentru a cuprinde majoritatea centralelor existente. În 2014, modelarea de către Regatul Unit a sugerat că acest prag ar cuprinde aproximativ 80 % dintre centralele existente. Tabelul 6 arată că, în realitate, pragul de preluare a prețurilor a cuprins aproximativ 60 % dintre centralele existente. De asemenea, pragul de 25 GBP/kW este în mod semnificativ sub costul preconizat al unei noi intrări. Prin urmare, un prag de preluare a prețurilor de 25 GBP/kW atenuează, de asemenea, riscul de mizare.

Tabelul 6

Centralele existente cuprinse în pragul de preluare a prețurilor începând cu anul 2014

Licitație	Centrala existentă cuprinsă în pragul de preluare a prețurilor		
	Capacitate (MW)	%	Preț de închidere (GBP/kw)
T-4 2014	25 007	67	19,40
T-4 2015	39 286	80	18,00
T-4 2016	29 548	56	22,50
T-4 2017	31 099	57	8,40
T-1 2017	2 306	29 ([1])	6,00
T-1 2019 (condiționată)	1 758 ([2])	49	0,77

([1]) Procentul ridicat de capacitate existentă care participă ca entități care stabilesc prețurile la licitația T-1 se datorează cel mai probabil faptului că o mare parte a acestei capacități existente provine de la centrala cea mai veche și mai marginală, care nu se poate angaja, prin licitațiile T-4, că va rămâne deschisă cu atât de mult timp înainte de anul de furnizare.

([2]) Contracte de capacități atribuite pentru capacitate de producție existentă. După precalificare, un volum de capacitate de 6 803 MW (72 %) s-a calificat entități care preiau prețurile.

(71) Centralele existente, cu costuri deosebit de ridicate, pot primi permisiunea de a participa ca entități care stabilesc prețurile (și pot să oferteze peste pragul de preluare a prețurilor), însă trebuie să prezinte o justificare pentru faptul că necesită un nivel mai ridicat al plății (de exemplu, un certificat al consiliului de administrație și un plan de afaceri prezentat consiliului de administrație al furnizorului). Această justificare trebuie să fie prezentată către Ofgem și poate fi utilizată în cadrul oricărei investigații privind abuzul de putere de piață.

(72) Orice furnizori existenți care oferteză la un preț peste pragul de „stabilire a prețurilor” și care nu primesc un contract de capacități în cadrul licitației, dar funcționează în continuare în anul de furnizare, cel mai probabil vor fi anchetați de Ofgem, care poate utiliza informațiile furnizate alături de oferta din licitație de stabilire a prețului.

(73) Furnizorii nou-intrați pot să stabilească un preț fără a-și justifica oferta, deși, dacă se observă că aceștia încearcă să exercite putere de piață, acest lucru poate face obiectul unei investigații a Ofgem în cadrul rolului său normal de aplicare a legii. În orice caz, nivelul ofertei este plafonat prin plafonul prețului stabilit în curba de cerere pusă la dispoziție înainte de licitație.

2.4.4. *Durata contractului de capacități*

(74) În cazul în care sunt câștigători în cadrul licitației, furnizorilor de capacitate li se atribuie un contract de capacități la prețul de închidere. Durata contractelor de capacități disponibile variază pentru a asigura condiții de concurență echitabile între furnizorii de capacitate.

(75) Majoritatea furnizorilor de capacitate existenți au acces la contracte cu o durată de un an; furnizorii de capacitate de producție care își asumă cheltuieli de capital peste un prag inițial de 125 GBP/kW (centrale aflate în renovare) sunt eligibili pentru contracte de capacități cu o durată maximă de trei ani; furnizorii de capacitate de producție care își asumă cheltuieli de capital peste un prag inițial de 250 GBP/kW (centrale noi) sunt eligibili pentru contracte de capacități cu o durată maximă de 15 ani. Aceste praguri pot fi revizuite în fiecare an și au fost supuse, de-a lungul timpului, unor ușoare creșteri, în decembrie 2018 fiind de 135 GBP/kW și, respectiv, de 270 GBP/kW. Contractele cu o durată mai mare de un an sunt disponibile numai pentru participanții la licitația prevăzută cu patru ani înainte.

(76) Pentru a asigura certitudine în materie de reglementare și pentru a stimula încrederea investitorilor în mecanisme, termenele-cheie ale unui contract de capacități sunt supuse unei „clauze de anterioritate" ([21]) (sub rezerva oricărei reglementări viitoare contrare, deși, până în prezent, nu au fost efectuate astfel de modificări). Aceste termene-cheie sunt:

(a) durata contractului;

(b) prețul capacității și dreptul la plată;

(c) obligația care acoperă incidente de capacitate și cifra de reducere;

(d) etapele de finalizare și tarifele de reziliere aplicabile;

(e) răspunderea maximă pentru sancțiuni.

(77) Regatul Unit susține că raționamentul pentru contractele pe termen mai lung pentru furnizorii nou-intrați este acela de a contribui la promovarea unei intrări noi competitive pe piață. Posibilitatea ca furnizorii nou-intrați să primească un contract pe termen lung le permite acestora să obțină o finanțare la un cost mai scăzut pentru investiția lor. Regatul Unit consideră că acest lucru poate contribui la atenuarea barierelor la intrare pentru firmele independente, care nu pot finanța investiția în noi capacități prin intermediul veniturilor provenite de la alte centrale din portofoliul lor. Prin urmare, prin încurajarea concurenței pe piață, contractele pe termen mai lung pot contribui la reducerea costurilor pentru consumatori, atât pe piața energiei, cât și pe piața de capacități. De asemenea, potrivit autorităților britanice, contractele pe termen mai lung ar trebui să reducă riscul ca participanții care au costuri de investiții sau de renovare ridicate să încerce să recupereze în totalitate aceste costuri într-un contract cu durata de un an.

2.5. **Piața secundară (tranzacționare)**

(78) Între licitație și furnizare și în anul(anii) de furnizare, participații pot să își adapteze poziția prin tranzacționare, de exemplu, asumându-și o obligație mai mare sau mai mică sau găsind capacități alternative pentru a face față deficitelor temporare. Tranzacționarea pe piața secundară este un instrument important pentru ca părțile să își gestioneze riscul de expunere la sancțiuni pe piața de capacități. Există forme diferite de tranzacționare pe piața secundară, care sunt permise pe piața de capacități: tranzacționarea financiară, realocarea volumelor și tranzacționarea obligațiilor.

2.6. **Furnizare**

(79) Piața de capacități urmează un model de „energie furnizată": furnizorii de capacitate au obligația de a furniza energie ori de câte ori este necesar pentru a garanta siguranța alimentării cu energie, și anume, în situații reale de presiune asupra rețelei. În caz contrar, li se aplică sancțiuni. Modelul include, de asemenea, o testare fizică suplimentară a capacității. Imposibilitatea de a demonstra capacitatea la nivelul necesar în numărul necesar de ocazii conduce la pierderea plăților de capacități până la demonstrarea cu succes a acesteia.

2.6.1. *Obligația prevăzută în contractul de capacități*

(80) Conform obligației prevăzute în contractul de capacități, situațiile de presiune asupra rețelei sunt definite ca intervale de decontare de o jumătate de oră în care are loc fie un reglaj al tensiunii, fie o descărcare controlată a sarcinii în orice punct din sistem, timp de 15 minute sau mai mult. Furnizorii au obligația de a-și stabili propria reacție în astfel de moment și să evite încălcarea oricărui cod sau a oricăror condiții de licență existente. Până în prezent, au existat doar două notificări privind piața de capacități, emise de operatorul de sistem la 31 octombrie 2016 și la 7 noiembrie 2016. Perioada de iarnă (2018/2019) urma să fie primul an de funcționare deplină a măsurii.

(81) Pentru a asigura faptul că participanții pot să gestioneze în mod adecvat riscul de expunere la sancțiuni, de exemplu, riscul ca o serie de centrale să se declanșeze în mod simultan, operatorul de sistem a publicat o notificare de presiune asupra rețelei prin intermediul unui „avertisment pe piața de capacități", pe baza metodologiei stabilite în Normele privind piața de capacități (8.4.6) ([22]). Cu excepția cazului în care a fost emis acest avertisment, o situație de deficit nu va declanșa sancțiuni pe piața de capacități sau plăți pentru „furnizare excedentară".

(82) Contractele de capacități obligă participanții să furnizeze o cantitate specificată de energie electrică. Obligația unui furnizor în momentele de presiune asupra rețelei este calculată din obligațiile asumate de acesta prin licitațiile prevăzute cu patru ani înainte și cu un an înainte, plus orice obligații secundare tranzacționate, asumate de acesta pentru perioadele de decontare specifice în care se produce o situație de presiune asupra rețelei.

([21]) O clauză de anterioritate este o dispoziție în care o normă veche se aplică în continuare unor situații existente, în timp ce o normă nouă se va aplica tuturor cazurilor viitoare.

([22]) https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/capacity-market-cm-rules

(83) În perioadele de presiune asupra rețelei precedate de un avertisment pe piața de capacități cu o notificare de cel puțin patru ore, obligațiile furnizorilor sunt de tip „load following” (urmărire a sarcinii). Acest lucru înseamnă că furnizorii trebuie să producă energie electrică sau să reducă cererea până la nivelul total al obligației lor dacă, pentru a satisface cererea, este necesară toată capacitatea pentru care au fost încheiate contracte de capacități pe piață. Într-o situație de presiune asupra rețelei în care doar 70 % din această capacitate totală este necesară pentru a satisface cererea, fiecare furnizor trebuie să producă energie electrică sau să reducă cererea numai până la 70 % din obligația lor integrală care acoperă incidente de capacitate.

(84) Potrivit autorităților britanice, obligațiile de tip „load following” sunt adecvate pentru a asigura faptul că producătorii dispun de stimulente pentru a funcționa în mod eficient pe piață și sunt proporționale cu prejudiciul cauzat consumatorilor de pierderile de sarcină. Dacă fiecare participant ar risca să fie sancționat pentru obligația sa totală de capacitate ori de câte ori există o situație de presiune asupra rețelei, piața de capacități ar crea semnale pentru ca centralele să funcționeze chiar și atunci când acest lucru este ineficient din punct de vedere economic pentru ele – crescând atât emisiile, cât și facturile consumatorilor.

2.6.2. *Sancțiuni*

(85) Regimul de sancțiuni are scopul de a le oferi furnizorilor de capacitate stimulente pentru a furniza energie atunci când este necesar. Unitățile a căror performanță este sub nivelul preconizat de performanță sunt sancționate, în timp ce unitățile care depășesc nivelul preconizat primesc plăți pentru furnizare excedentară, astfel că, la sfârșitul anului, plățile de capacități ale fiecărei unități reflectă în mare măsură performanța acesteia. Regimul de sancțiuni este format din trei elemente principale:

(a) un plafon de răspundere lunară de 200 % din veniturile lunare din capacități ale unui furnizor, care, având în vedere ponderea plăților lunare conform cererii din sistem, poate să expună furnizorii la sancțiuni de până la 20 % din veniturile lor anuale în decursul oricărei luni;

(b) un plafon anual general de 100 % din veniturile anuale;

(c) o rată de sancționare stabilită la 1/24 din plățile de capacități anuale ale unui furnizor.

2.6.3. *Sistemul de testare*

(86) Regimul de sancțiuni este completat de un sistem riguros de demonstrări ale performanței pentru a asigura faptul că furnizorii de capacitate pot să furnizeze energie atunci când este necesar și primesc plăți de capacități numai dacă sunt fiabili. Acest lucru este deosebit de important pentru anii de furnizare fără situații de presiune asupra rețelei, în care testarea performanței furnizorilor asigură faptul că furnizorii sunt capabili din punct de vedere fizic să furnizeze conform obligațiilor lor care acoperă incidente de capacitate.

2.7. **Buget, finanțarea măsurii și fluxuri de plăți**

(87) În tabelul 7 de mai jos este prezentat un rezumat al rezultatului diverselor licitații de pe piața de capacități, care au avut loc începând cu anul 2014, inclusiv al licitațiilor tranzitorii (LT).

Tabelul 7

Rezumatul rezultatului licitațiilor de pe piața de capacități

Licitație	Capacitatea achiziționată la licitație GW	Prețul de închidere GBP/kW	Bugetul total pentru capacitatea angajată la licitație [1] milioane GBP
T-4 2014	49,3	19,40	1 734
T-4 2015	46,4	18,00	1 082
T-4 2016	52,4	22,50	2 012
T-4 2017	50,4	8,40	500
T-1 2017	5,8	6,00	35
T-1 2019 (condiționată)	3,6	0,77	3
TA 2016	0,8	27,50	22
TA 2017	0,3	45,00	14

[1] Registrele PC sunt actualizate periodic pentru a reflecta capacitatea care nu mai are contract. Totalul prezentat aici reprezintă volumul angajat în cadrul licitației. Acesta nu a fost ajustat la capacitatea care a fost retrasă de la data licitației și care nu mai este eligibilă pentru plăți de capacități. Valorile nu au fost ajustate la inflație.

(88) Conform articolului 6 alineatul (1) din Reglementările privind capacitatea de energie electrică din 2014 (plățile către furnizori etc.), toți furnizorii autorizați trebuie să plătească o taxă aplicată furnizorilor pe piața de capacități pentru a finanța costurile pieței de capacități (și anume, cele suportate pentru a finanța plățile de capacități către furnizori) conform următorului proces:

(a) se stabilește profilul plăților conform cererii din sistem – prin urmare, furnizorii de capacitate primesc un procent mai mare din plățile lor în lunile cu cerere ridicată (și anume, în perioada de iarnă) și un procent mai mic în perioadele cu cerere scăzută;

(b) cu trei luni înainte de începerea anului de furnizare, furnizorii își estimează cererea între orele 16.00-19.00 în fiecare zi a săptămânii, de la începutul lunii noiembrie până la sfârșitul lunii februarie și notifică aceste estimări organismului de decontare;

(c) taxele aplicate furnizorilor se stabilesc pe baza cotei lor de piață preconizate și furnizorilor autorizați le sunt impuse taxe lunare pentru a corela profilul de plată cu furnizorii de capacitate. Taxele aplicate furnizorilor sunt calculate pe baza cererii înregistrate între orele 16.00-19.00 în fiecare zi a săptămânii în timpul iernii pentru a stimula furnizorii să reducă cererea de energie electrică a clienților lor în perioadele în care aceasta este, în general, cea mai mare. Acest lucru ar trebui să reducă volumul de capacitate necesar și, prin urmare, va reduce costul de pe piața de capacități;

(d) taxele aplicate furnizorilor sunt actualizate pentru a reflecta datele reale privind cota de piață după ce acestea devin disponibile, cum ar fi în cazul procesului de reconciliere a Codului de echilibrare și decontare (CED). Acest proces de reconciliere continuă pentru o perioadă de 14 luni după primirea datelor revizuite privind cererea.

(89) Toate fluxurile de plăți asociate cu piața de capacități, pentru toți participanții, sunt calculate și administrate de organismul de decontare, asistat de un prestator de servicii de decontare (Elexon). Rolul și responsabilitățile organismului de decontare și ale Elexon sunt prezentate în secțiunea 2.2.

(90) Plățile de capacități sunt determinate de volumele prevăzute în contractul de capacități al fiecărui furnizor, în urma rezultatului licitației relevante pentru fiecare an de furnizare: plățile de capacități sunt egale cu volumul de capacitate pe care furnizorii de capacitate câștigători l-au licitat în cadrul licitației de capacitate, înmulțit cu prețul de închidere.

(91) Fondurile primite de organismul de decontare sunt depuse într-un cont bancar nepurtător de dobândă al Government Banking Service (Serviciul bancar al guvernului). Organismul de decontare este responsabil, de asemenea, pentru colectarea, deținerea și (dacă este necesar) returnarea oricărei garanții care a fost depusă de producătorii noi sau de furnizorii răspunsului din partea cererii în cadrul procesului de precalificare înainte de fiecare licitație de capacitate.

(92) Principalele fluxuri financiare către și dinspre organismul de decontare sunt următoarele:

(a) furnizorii au obligația de a plăti lunar organismului de decontare așa-numitele „taxe ale organismului de decontare” începând cu exercițiul financiar 2015/2016. „Taxa organismului de decontare” acoperă cheltuielile administrative pentru menținerea funcției de decontare pe piața de capacități suportate de organismul de decontare (și agentul său). Colectarea acestor plăți are loc conform exercițiului financiar aprilie-martie din Regatul Unit, așadar conform unui calendar separat de alte fluxuri de plăți de pe piața de capacități, corelat cu anul de capacitate octombrie-septembrie;

(b) furnizorii au obligația de a prezenta o acoperire a creditelor înainte de începutul fiecărei luni din anul de furnizare. Această acoperire trebuie să fie egală cu 110 % din taxa lor lunară aplicată furnizorilor și are scopul de a asigura faptul că fluxurile de plăți către furnizorul de capacitate pot fi efectuate în continuare în cazul în care un furnizor nu își îndeplinește obligațiile;

(c) furnizorii au obligația de a plăti o „taxă lunară aplicată furnizorilor” către organismul de decontare în termen de cel mult 24 de zile lucrătoare de la sfârșitul fiecărei luni din anul de furnizare. Taxa lunară aplicată furnizorilor este o obligație a furnizorilor (printr-o condiție prevăzută în autorizația lor de furnizare) de a finanța piața de capacități;

(d) în cazul oricărei îndepliniri insuficiente a obligațiilor lor care acoperă incidente de capacitate într-o situație de presiune asupra rețelei care are loc în anul de furnizare, furnizorii de capacitate au obligația de a plăti organismului de decontare o „taxă de penalizare”. Aceasta trebuie să fie plătită în termen de cel mult 24 de zile lucrătoare de la sfârșitul lunii;

(e) organismul de decontare efectuează către furnizori o „plată de capacități”. Aceasta este o sumă stabilită în conformitate cu obligația lor care acoperă incidente de capacitate (suma stabilită în cadrul licitației de capacitate) în termen de 29 de zile de la sfârșitul fiecărei luni din anul de furnizare. Toate plățile efectuate furnizorilor sunt finanțate din veniturile provenite din taxele impuse furnizorilor autorizați. În cazul în care un furnizor de capacitate nu și-a plătit taxa de penalizare, plata pentru furnizorul în cauză este reținută până la recuperarea taxei de penalizare necesare. Pentru plățile efective către furnizori se ia în considerare orice tranzacționare de obligații care a avut loc între data licitației și perioada de furnizare;

(f) în cazul în care furnizorii de capacitate furnizează în plus față de obligațiile lor care acoperă incidente de capacitate într-o situație de presiune asupra rețelei care are loc în anul de furnizare, organismul de decontare efectuează o „plată pentru furnizare excedentară”. Plățile pentru furnizare excedentară datorate fiecărui furnizor de capacitate sunt calculate la sfârșitul anului de capacitate și sunt efectuate utilizând fondurile care au fost colectate ca sancțiuni în cursul anului. Acest lucru nu determină creșterea nivelului general al plății de capacități dintr-un an dat – deoarece plățile pentru furnizare excedentară compensează sancțiunile colectate pentru nefurnizare;

(g) dacă este cazul, organismul de decontare returnează furnizorilor o „valoare reziduală a sancțiunii pentru furnizori”. Aceasta reprezintă veniturile rămase după ce au fost efectuate plățile pentru furnizare excedentară care s-au acumulat în cursul anului, la tariful necesar.

2.8. **Adecvarea capacității de producție din Regatul Unit**

2.8.1. *Piața energiei electrice din Regatul Unit*

(93) La 1 aprilie 2005, Regatul Unit a introdus în Regatul Unit o serie unică de dispoziții privind tranzacționarea angro și transportul energiei electrice cunoscute ca BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements – Mecanismele Regatului Unit de tranzacționare și transmisie a energiei electrice). BETTA se bazează pe tranzacționarea bilaterală dintre producători, furnizori, consumatori și comercianți și pe autodispecerizarea participanților în locul dispecerizării la nivel central.

(94) Conform BETTA, contractele pentru energie electrică sunt încheiate pe piețe la termen, cu câțiva ani până la 24 de ore înainte de o perioadă dată de furnizare de jumătate de oră. Bursele de energie electrică pe termen scurt și brokerii de energie le oferă participanților posibilitatea de a-și adapta pozițiile contractuale cu 1 până la 24 de ore înainte de furnizare. Toate operațiunile sunt bilaterale și se decontează la prețul înregistrat pe bursa de energie electrică sau convenit în mod bilateral sau prin intermediul unui broker.

(95) Conform BETTA, prețul angro al energiei electrice recompensează producătorii pentru energia electrică și capacitatea acestora, iar investitorii trebuie să decidă să investească pe baza previziunii lor privind recuperarea costurilor acestei investiții prin vânzarea energiei electrice pe piața angro a energiei electrice.

(96) În apropierea datei de furnizare, există un mecanism de echilibrare prin care operatorul de sistem acceptă oferte și licitează pentru energie electrică aproape în timp real. Acest lucru permite operatorului de sistem să echilibreze oferta și cererea. La „închiderea porților”, cu o oră înainte de fiecare perioadă de furnizare de jumătate de oră, producătorii trebuie să informeze operatorul de sistem cu privire la energia pe care s-au angajat să o furnizeze și la producția preconizată a fiecărei centrale. Furnizorii (detailiștii) trebuie să declare volumul pe care s-au angajat să îl cumpere, care ar trebui să fie volumul pe care aceștia preconizează că îl vor consuma clienții lor. În cele din urmă, printr-un proces de decontare a dezechilibrelor se efectuează plăți către și dinspre participanții pe piață ale căror poziții contractate nu corespund producției lor reale contorizate sau consumului lor real contorizat de energie electrică. De asemenea, acest proces decontează alte costuri de echilibrare a sistemului. În cazul în care pozițiile lor contractate nu corespund consumului lor real sau producției lor reale, participanții pot plăti un preț aferent dezechilibrului („cash-out”) care are un caracter relativ penal. Prin urmare, decontarea dezechilibrelor sau prețul cash-out stimulează participanții să contribuie la echilibrarea sistemului în timp real.

(97) La sfârșitul lunii decembrie 2017, Regatul Unit avea o capacitate totală de producție de energie electrică de 81,3 GW. În plus, Regatul Unit are patru capacități de interconectare care permit schimburile comerciale cu Europa: Anglia-Franța (capacitate de 2 GW), Anglia-Țările de Jos (1 GW), Irlanda de Nord-Irlanda (0,6 GW) și Țara Galilor-Irlanda (0,5 GW) ([23]). Capacitatea de interconectare NEMO dintre Anglia și Belgia (1 GW) a intrat în funcțiune la 31 ianuarie 2019.

([23]) Aceste cifre sunt preluate din Digest of United Kingdom Energy Statistics 2018 https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2018-main-report

2.8.2. *Probleme de adecvare a capacității de producție*

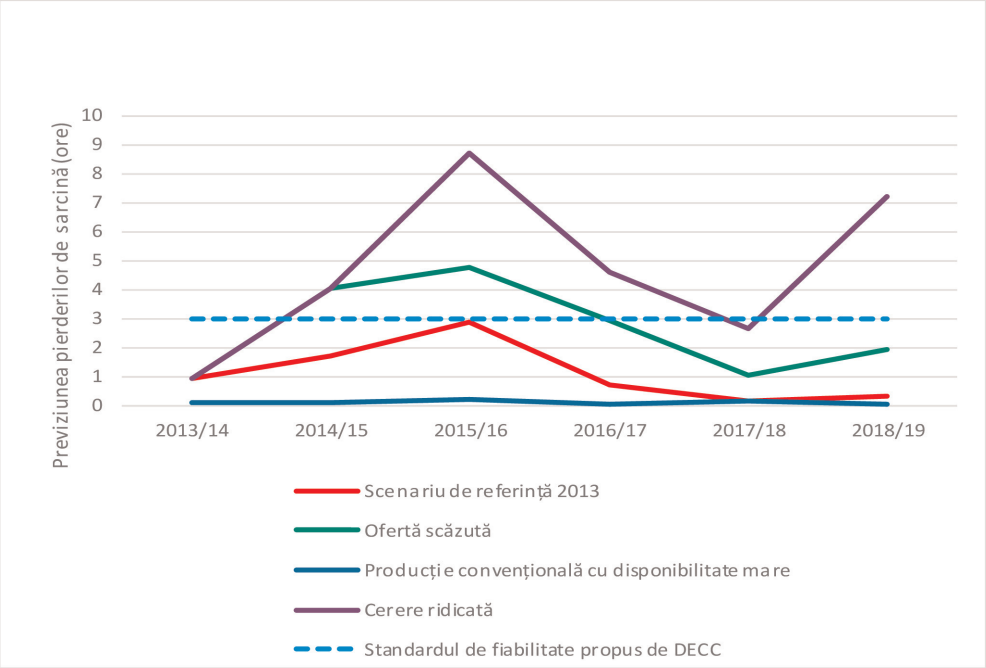
(98) Standardul de fiabilitate este exprimat sub formă de previziuni privind pierderile de sarcină(LOLE – Loss of Load Expectation). Aceasta implică stabilirea unui standard care prevede numărul mediu de ore pe an în care se preconizează că cererea nu va fi satisfăcută de ofertă într-un an tipic. LOLE reprezintă numărul de ore pe an în care, pe termen lung, se preconizează din punct de vedere statistic că oferta nu va satisface cererea. Aceasta este o abordare probabilistică, ceea ce înseamnă că volumul real va varia în funcție de circumstanțele dintr-un anumit an, de exemplu, în funcție de cât de frig va fi în timpul iernii; dacă un număr neobișnuit de mare de centrale electrice nu vor funcționa din cauza avariilor la un moment dat; puterea produsă de parcurile eoliene în perioadele de cerere maximă; precum și orice alți factori care afectează echilibrul dintre oferta și cererea de energie electrică. La interpretarea acestui indicator este însă important de remarcat că un anumit nivel de pierderi de sarcină nu este echivalent cu același nivel de pană generalizată de energie electrică; în majoritatea cazurilor, pierderile de sarcină sunt gestionate fără un impact semnificativ asupra consumatorilor. Nivelul critic stabilit de Regatul Unit este o LOLE mai mare de trei ore.

(99) În notificare, guvernul a observat că, indiferent de abordarea aleasă a modelării, perspectivele de viitor ale siguranței alimentării cu energie electrică sunt extrem de dificil de prevăzut cu încredere deplină din cauza sensibilității ipotezelor-cheie, inclusiv a cererii de energie electrică, a deciziilor de scoatere din uz, a unităților nou-construite, a contribuției interconectării, precum și din cauza factorilor de disponibilitate ai diferitelor tehnologii.

(100) La data notificării măsurii, în 2014, Regatul Unit a afirmat că, în evaluarea capacității de energie electrică din 2013 efectuată de Ofgem, s-a arătat că LOLE va crește la 9 ore în 2015/2016 (observând, totuși, că exista un impact mic în cazul disponibilității mari a producției convenționale) și că, ulterior, LOLE se va redresa înainte de a crește din nou în 2018/2019. La momentul respectiv, Regatul Unit a considerat că seria de scenarii a demonstrat incertitudinea, limita superioară a seriei crescând la peste 3 ore în 2018/2019, ceea ce reprezintă, potrivit Regatului Unit, o necesitate clară de intervenție. Scenariul de referință al Ofgem a presupus exporturi nete de 0,75 GW în sezonul de iarnă.

Figura 4

Previziuni privind pierderile de sarcină și standardul de fiabilitate, furnizate de Regatul Unit în notificarea sa din 2014



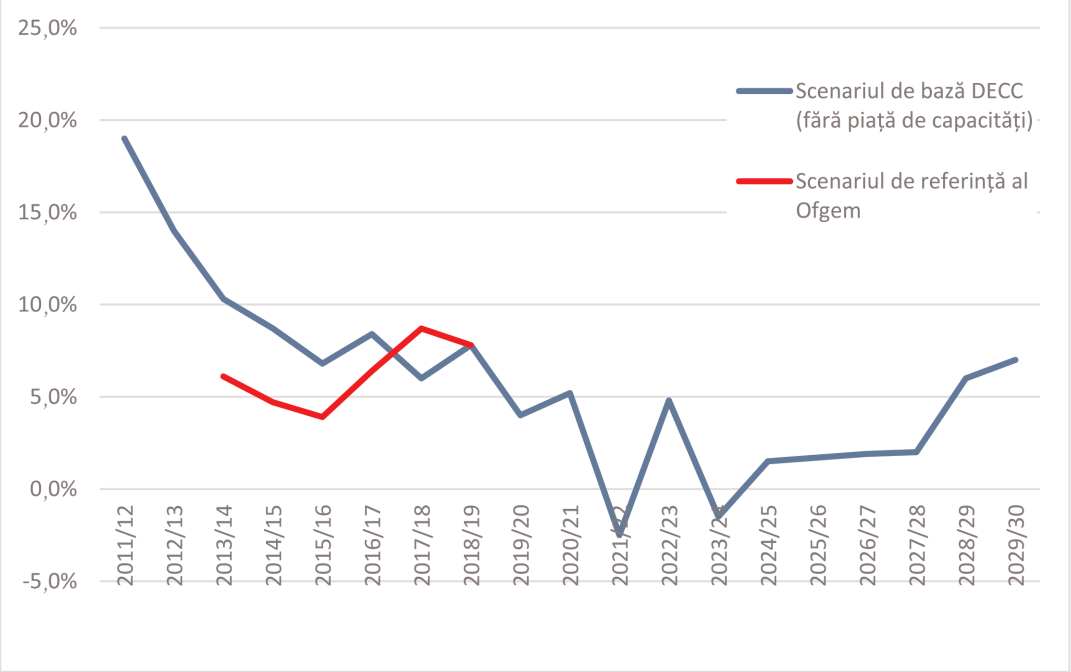
Sursă: Ofgem, analiza DECC.

(101) Regatul Unit a afirmat, de asemenea, că Department of Energy and Climate Change (DECC – Ministerul Energiei și Schimbărilor Climatice) din Regatul Unit a efectuat și simulări de investiții în producție până în 2030. Scenariul de bază al DECC fără o piață de capacități a prezentat o tendință similară cu analiza Ofgem până în 2016/2017. După

2016/2017, scenariul de bază al DECC a prezentat o tendință descendentă a marjelor de capacitate, care continuă până la începutul anilor 2020. Modelarea DECC a presupus un volum suplimentar de 2,9 GW de interconectare care apare până în 2030 și a presupus că capacitățile de interconectare, la nivel net (și anume, luând în considerare toată capacitatea de interconectare), nici nu importă, nici nu exportă în perioade de cerere maximă.

Figura 5

Estimările pe termen lung ale marjelor de capacitate redusă, furnizate de Regatul Unit în notificarea sa din 2014



Sursă: Ofgem 2013, analiza DECC 2013.

(102) Regatul Unit estimează că analiza efectuată de guvernul Regatului Unit, precum și o analiză separată pusă la dispoziție de National Grid, demonstrează că PC este necesară, în prezent, pentru a asigura respectarea standardului de fiabilitate de LOLE de 3 ore. Atunci când PC este exclusă din modelare, este probabil ca standardul de fiabilitate să fie încălcat în fiecare an inclus în modelare.

(103) NG produce un scenariu de bază privind RPEE pe cinci ani ca parte a scenariilor energetice pentru viitor [Future Energy Scenarios ([24])] pentru a evalua capacitatea de a asigura licitațiile pe piața de capacități. În decembrie 2018, NG a stabilit o serie revizuită de ipoteze pentru a evalua impactul potențial asupra scenariului de bază în cazul în care nu există o piață de capacități în Regatul Unit. Evaluarea efectuată de NG este aceea că, fără piața de capacități, LOLE ar varia între 3 și 7 ore în perioada 2019/2020-2023/2024.

(104) Department of Business, Energy, and Industrial Strategy (BEIS – Ministerul Afacerilor, Energiei și Strategiei Industriale) din Regatul Unit a efectuat o analiză în mod independent față de National Grid, utilizând recomandările din cel mai recent ECR al National Grid (ECR2018) în coroborare cu cunoștințele comerciale ale BEIS și cu evaluarea economiei centralelor electrice efectuată de BEIS. Această analiză concluzionează că intervalul LOLE preconizat încalcă standardul de fiabilitate LOLE de 3 ore în toți anii până în 2030 (LOLE cuprinsă între 3 și 345 de ore în perioada 2019/2020-2029/2030).

2.8.3. *Motivele care stau la baza problemelor de adecvare a capacității de producție*

(105) Regatul Unit afirmă că două disfuncționalități principale ale pieței explică problema adecvării capacității de producție descrisă în secțiunea anterioară.

(106) Prima disfuncționalitate a pieței este aceea că fiabilitatea este un bun public. Consumatorii nu pot să își aleagă nivelul dorit de fiabilitate, deoarece operatorul de sistem nu îi poate deconecta în mod selectiv și consumatorii nu

([24]) http://fes.nationalgrid.com/

răspund la modificările în timp real ale prețului angro. Prin urmare, se poate preconiza că furnizorii de capacitate nu vor asigura nivelul de fiabilitate optim din punct de vedere social în lipsa unei intervenții. Acest lucru poate să conducă, de asemenea, la costuri ridicate pentru societate, ca urmare a unei aprovizionări nefiabile cu energie electrică. Acestea ar fi costuri externe, dacă nu sunt imputate producătorilor.

(107) A doua disfuncționalitate a pieței este problema banilor lipsă („missing money"). Acest concept a fost identificat și descris în literatura științifică și afectează piețele energetice exclusive ([25]). În teorie, incapacitatea consumatorilor de a-și selecta nivelul dorit de fiabilitate ar putea fi soluționată pe o piață exclusiv a energiei permițând creșterea prețurilor la un nivel care să reflecte valoarea medie a pierderilor de sarcină, și anume prețul la care consumatorii nu ar mai fi dispuși să plătească pentru energie și care ar permite producătorilor să primească rentă de deficit. Totuși, în practică, o piață exclusiv a energiei poate să nu reușească să transmită semnalele corecte de piață pentru a asigura o siguranță optimă a alimentării cu energie și pentru a permite investitorilor să obțină finanțarea proiectelor pentru construirea unor noi capacități. Acest lucru înseamnă că veniturile de pe piața energiei pot să nu reușească să atragă investiții suficiente în capacitate din cauza problemei „banilor lipsă". Acest lucru se poate întâmpla din două motive:

(a) incapacitatea prețurilor de a reflecta deficitul: prețurile angro actuale ale energiei nu cresc suficient pentru a reflecta valoarea capacității suplimentare în perioade de deficit. Acest lucru se datorează faptului că taxele pentru producătorii care se află în dezechilibru în mecanismul de echilibrare (cash-out) nu reflectă costul integral al măsurilor de echilibrare adoptate de operatorul de sistem (cum ar fi scăderea tensiunii);

(b) lipsa certitudinii că prețurile vor crește, chiar dacă acestea pot crește: în situațiile în care prețurile angro de pe piața energiei ar trebui să atingă niveluri ridicate, investitorii sunt preocupați că guvernul/autoritatea de reglementare a pieței va acționa conform unui abuz perceput de putere de piață, de exemplu, prin introducerea unui plafon al prețului. De asemenea, aceștia sunt preocupați că prețurile pur și simplu nu vor crește – de exemplu, în cazul în care capacitatea eoliană are o performanță mai bună decât cea preconizată, reducând posibilitățile de funcționare a unei capacități dispecerizabile mai costisitoare.

(108) Regatul Unit afirmă că problema „banilor lipsă" nu este o problemă teoretică. Din punct de vedere istoric, prețurile cash-out din Regatul Unit nu au depășit 938 GBP/MWh. Regatul Unit afirmă că dovezile provenite din situațiile recente de deficit de pe piața din Regatul Unit indică, de asemenea, că prețurile nu au crescut la nivelurile care ar fi fost preconizate. Guvernul Regatului Unit și Ofgem au comandat un studiu independent pentru estimarea valorii pierderilor de sarcină (VoLL), care a concluzionat că valoarea medie pentru consumatori a prevenirii deconectărilor în perioadele de sarcină maximă a sistemului este de aproximativ 17 000 GBP/MWh ([26]).

(109) Regatul Unit afirmă că disfuncționalitățile pieței sunt agravate, pe termen scurt și mediu, de planurile de închidere foarte rapidă a capacității existente: conform scenariului central al NG, în cazul în care nu mai sunt disponibile veniturile de pe PC, până la 8 GW ai centralelor pe cărbune și gaze naturale disponibile în 2018/2019 s-ar putea închide în 2019/2020.

2.8.4. *Măsuri suplimentare pentru a asigura adecvarea capacității de producție*

(110) Pe lângă măsura notificată, Regatul Unit a adoptat și adoptă în continuare o gamă de măsuri pe piața energiei electrice din Regatul Unit care ar putea contribui la abordarea disfuncționalităților pieței enumerate în secțiunea anterioară. Cele trei inițiative principale din notificarea Regatului Unit sunt prezentate mai jos.

(111) Prima măsură citată de Regatul Unit vizează reducerea cerințelor generale de energie electrică și creșterea capacității de răspuns din partea cererii. Regatul Unit a afirmat că adoptă măsuri pentru reducerea cerințelor generale de energie electrică, de exemplu prin Pactul ecologic (Green Deal) și Energy Company Obligation. De asemenea, Regatul Unit urmărește posibilități de a încuraja atât reducerea de durată a cererii (pe care guvernul o numește Electricity Demand Reduction – reducerea cererii de energie electrică – sau EDR), cât și reducerea pe termen scurt a cererii, precum limitarea/modificarea cererii în perioadele de vârf (pe care guvernul o numește răspuns din partea cererii). În special, Regatul Unit se angajează să asigure faptul că fiecărei gospodării și mici întreprinderi din țară i se oferă un contor inteligent până la sfârșitul anului 2020 ([27]). Contoarele inteligente fac posibile tarifele în funcție

([25]) Cramton și Stoft (2006): „The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity" (Convergența concepțiilor de piață pentru o capacitate de producție adecvată); Joskow (2006): „Competitive Energy Markets and Investment in New Generating Capacity" (Piețe energetice competitive și investiții în noi capacități de producție); Cramton, Ockenfels și Stoft (2013): „Capacity Market Fundamentals" (Elemente de bază ale pieței de capacități).

([26]) London Economics „The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain" (Valoarea pierderilor de sarcină în Regatul Unit) (2013).

([27]) Numărul de contoare inteligente de uz casnic pentru energie electrică utilizate de marii furnizori de energie s-a înmulțit cu 26 între T2-2014 și T3-2018. Numărul de contoare de tip avansat și de tip inteligent pentru energie electrică utilizate de marii furnizori de energie, în amplasamente mai mici ale unor clienți nerezidențiali a crescut cu 12 % între T2-2014 și T3-2018. Totuși, în T3-2018, contoarele inteligente și de tip inteligent (care funcționează în modul inteligent) au reprezentat mai puțin de 30 % din numărul total de contoare de uz casnic pentru energie electrică utilizate de marii furnizori de energie. Sursă: https://www.gov.uk/government/statistics/statistical-release-and-data-smart-meters-great-britain-quarter-3-2018

de ora de consum (ToU time-of-use), care înseamnă prețuri mai mici ale energiei în afara orelor de vârf. Primul tarif ToU static din Regatul Unit a fost introdus de Green Energy la începutul anului 2017, oferind clienților săi cu contoare inteligente un tarif mult mai mic pentru energie electrică pe durata nopții în timpul săptămânii. Totuși, acest lucru nu reflectă costurile angro reale, care ar permite consumatorilor să răspundă în timp real ([28]). Mai mult, în urma activității anterioare și a unei cereri de contribuții, în iulie 2017, guvernul Regatului Unit și Ofgem au publicat în comun un plan de sisteme inteligente și de flexibilitate (Smart Systems & Flexibility Plan) ([29]). Acest plan prezintă principiile care stau la baza abordării Regatului Unit pentru a permite tranziția la un sistem inteligent și flexibil, urmate de 29 de măsuri pentru guvern, Ofgem și/sau industrie.

(112) A doua măsură este reforma mecanismelor cash-out. Prețurile dezechilibrului sau prețurile cash-out oferă participanților pe piață stimulente pentru a asigura faptul că volumele de energie electrică pe care aceștia le vând sau le consumă corespund volumelor pe care s-au angajat să le vândă sau să le consume. Regatul Unit afirmă că o reformă a modului în care funcționează piața contribuie la asigurarea siguranței alimentării cu energie.

(113) În 2012, Ofgem a lansat Electricity Balancing Significant Code Review (EBSCR - Revizuirea semnificativă a codului de echilibrare în materie de energie electrică) ([30]) pentru a aborda câteva preocupări persistente privind factorii care au determinat scăderea prețurilor cash-out. Ofgem a adoptat și a publicat decizia sa politică finală în mai 2014 ([31]). Reformele puse în aplicare pentru cash-out sunt următoarele:

(a) prețurile cash-out au fost făcute „marginale" prin calcularea acestora utilizând cea mai costisitoare măsură pe care operatorul de sistem (OS) o adoptă pentru a echilibra sistemul. Acest lucru a fost introdus în etape, prima etapă fiind aceea că prețurile urmau să fie calculate utilizând o medie a celor mai importante măsuri de 50 MWh ale OS (în loc de 500 MWh) din noiembrie 2015. Din noiembrie 2018, prețurile au fost calculate utilizând limita superioară de 1 MWh;

(b) un cost al deconectărilor și al scăderii tensiunii a fost inclus în calculul prețului cash-out pe baza valorii pierderilor de sarcină (VoLL) pentru consumatori. Acest cost a fost introdus în etape, începând de la 3 000 GBP/MWh din noiembrie 2015 și de la 6 000 GBP/MWh din noiembrie 2018;

(c) modul în care sunt estimate costurile rezervei a fost îmbunătățit prin reflectarea valorii pe care rezerva o oferă consumatorilor în perioadele de presiune asupra rețelei. Pentru a realizat acest lucru, a fost introdusă o funcție de tarifare în condiții de deficit al rezervei, care stabilește prețurile pentru rezervă atunci când aceasta este utilizată pe baza raritării predominante din sistem ([32]);

(d) a fost introdusă o trecere la un preț cash-out unic pentru fiecare perioadă de decontare, pentru a simplifica mecanismele și a reduce costurile dezechilibrului, în special pentru părțile mai mici.

(114) Ofgem a publicat o revizuire a primei faze a EBSCR ([33]). De la punerea în aplicare a primei faze, prețul mediu al dezechilibrului (prețul cash-out) a scăzut. În prezent, majoritatea prețurilor dezechilibrului se situează în intervalul 20-30 GBP/MWh și nu în intervalul 30-40 GBP/MWh astfel cum s-a observat anterior. Cu toate acestea, prețul dezechilibrului a devenit mai volatil. În cei doi ani anteriori reformei, prețul maxim a fost de 429,10 GBP/MWh, în timp ce, după reformă, acesta a fost de 1 528,72 GBP/MWh.

(115) Guvernul Regatului Unit consideră că piața de capacități și reforma cash-out au roluri diferite, dar complementare, prin faptul că urmăresc să asigure siguranța alimentării cu energie electrică. Este preferabil să se urmărească piața de capacități, precum și să fie sprijinită reforma mecanismelor cash-out, decât să se recurgă pur și simplu la reforma cash-out din următoarele motive:

(a) deși reforma cash-out ar trebui să consolideze stimulentele pentru investiții pe piața energiei pe termen lung, se preconizează că aceasta va avea un impact mai limitat asupra nivelurilor generale ale investițiilor pe termen scurt și mediu ([34]). Acest lucru se datorează faptului că producătorii vând aproape toată energia lor pe piețele la termen. Totuși, în timp, reforma cash-out va conduce la creșterea prețurilor pe piețele la termen, deoarece producătorii exploatează oportunitățile de arbitraj dintre piețele la termen și prețul din mecanismul de echilibrare;

(b) reforma cash-out nu poate să abordeze gradul crescut de risc al investițiilor în capacitate calorică pe măsură ce sectorul energetic se decarbonizează: capacitatea calorică va funcționa tot mai mult ca opțiune de rezervă și va trebui să își recupereze costurile fixe prin obținerea unor prețuri ridicate în puținele ocazii în care există deficit și prețurile cresc puternic;

([28]) În decembrie 2018, a existat un singur tarif ToU dinamic, lansat de Octopus Energy în februarie 2018, care oferă consumatorilor actualizări ale prețului la fiecare jumătate de oră care reflectă costurile angro reale ale energiei.
([29]) https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/633442/upgrading-our-energy-system-july-2017.pdf
([30]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-scr-launch-statement
([31]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-significant-code-review-final-policy-decision
([32]) Utilizând probabilitatea pierderilor de sarcină (LOLP – Loss of Load Probability) și valoarea pierderilor de sarcină (VoLL).
([33]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/review-first-phase-electricity-balancing-significant-code-review
([34]) Trebuie remarcat, totuși, faptul că reforma cash-out va transmite semnale de preț pe termen scurt îmbunătățite în mod semnificativ pentru furnizare și, prin urmare, semnale îmbunătățite pentru investiții în capacitate flexibilă.

(c) în practică, investițiile pot să depindă de o piață lichidă pentru tranzacționarea „opțiunilor de fiabilitate” în jurul unui preț în timp real – prin care furnizorii plătesc producătorilor un preț fix în schimbul unei opțiuni de a cumpăra energie la un preț de exercitare. Acest lucru este puțin probabil să se producă în cadrul reformei mecanismelor cash-out efectuate de Ofgem, deoarece piața, chiar și după actualele reforme cash-out, rămâne o cvasipiață, prețul cash-out fiind stabilit prin proceduri administrative complexe, dar s-ar putea dezvolta în cazul în care este introdusă o piață de echilibrare, care să poată să acționeze ca piață solidă de referință pentru tranzacționarea de opțiuni ([35]);

(d) nu este clar dacă investitorii vor avea încredere că se vor menține orice mecanisme noi. Acest lucru se datorează faptului că, atunci când se permite ca prețurile să atingă niveluri ridicate, devine tot mai dificil ca autoritatea de reglementare să evalueze dacă prețurile foarte ridicate reprezintă o funcționare eficientă a pieței sau speculă. Acest lucru înseamnă că producătorii pot să nu fie de acord să ofere energie la un preț ridicat (de teama unei investigații privind abuzul de piață) sau aceștia pot preconiza o intervenție publică în viitor, care să atenueze creșterile puternice mai frecvente ale prețurilor;

(e) în cazul în care reformele cash-out sunt puse în practică și funcționează bine pentru a aborda disfuncționalitățile pieței, prețurile cash-out mari au potențialul de a reduce costurile de achiziție de capacitate prin piața de capacități, astfel că prețul plătit pentru capacitate ar trebui să scadă la zero în cadrul licitației;

(f) deși, după ce este finalizată, reforma cash-out ar putea conduce la prețuri mai mari în perioadele de deficit, nivelul ridicat inerent de incertitudine cu privire la situațiile de deficit face ca dependența de renta de deficit ridicată să fie o strategie riscantă pentru investitorii în proiecte mari de unități nou-construite. PC asigură o plată stabilă, periodică pentru o perioadă de până la 15 ani pentru proiectele de unități nou-construite, ceea ce reduce riscurile pentru investitori și încurajează investițiile în capacități noi și existente.

(116) A treia măsură citată de Regatul Unit completează piața internă a energiei și sprijină niveluri mai ridicate de interconectare. Regatul Unit a pus în aplicare cel de al treilea pachet privind energia în legislația națională și a afirmat că acesta contribuie la dezvoltarea codurilor de rețea. În special, codurile de rețea din UE legate de piață, care armonizează intervalele de timp în care capacitatea este alocată sau tranzacționată, vor introduce o serie standard de norme ale pieței în toată Europa și vor promova punerea în aplicare a unei piețe paneuropene concurențiale a energiei. Regatul Unit afirmă că aceste modificări au potențialul de a îmbunătăți situația pentru investițiile în capacități de interconectare printr-o utilizare mai eficientă a activelor. De asemenea, Regatul Unit observă că, în Regatul Unit, nivelul de interconectare a crescut de la o capacitate totală instalată de 4 % în 2014 la 6 % în 2019, în special deoarece, la 31 ianuarie 2019, a intrat în funcțiune capacitatea de interconectare NEMO și are potențialul de a crește la 9 % până în 2021 ([36]).

(117) Regatul Unit a afirmat, de asemenea, că a participat în mod activ la procesul UE pentru identificarea proiectelor transfrontaliere prioritare o dată la doi ani, astfel cum se prevede în „Regulamentul TEN-E”. Aceste proiecte prioritare au primit statutul de „proiecte de interes comun” (PIC), care le permite să beneficieze de proceduri de planificare și de autorizare potențial mai rapide, de potențiale stimulente în materie de reglementare și de un posibil acces la sprijin financiar din Mecanismul pentru interconectarea Europei.

(118) Proiectul Integrated Transmission Planning and Regulation (ITPR - Planificarea și reglementarea integrate ale transportului) al Ofgem s-a încheiat în 2015 ([37]). Acesta a instituit procesul de evaluare a opțiunilor de rețea (NOA - Network Options Assessment) și publicarea rapoartelor NOA anuale. Analiza efectuată de operatorul de sistem oferă informații îmbunătățite dezvoltatorilor de capacități de interconectare, inclusiv privind amplasamentele unde poate fi instalată cel mai ușor noua capacitate de interconectare. Noul rol include, de asemenea, luarea în considerare a propunerilor specifice de capacitate de interconectare și pune la dispoziția Ofgem evaluări ale impactului acestora.

2.9. **Durată**

(119) Legea privind energia electrică din 2013 nu conține o dată de încheiere pentru piața de capacități. Totuși, autorizarea pentru ajutorul de stat este valabilă pentru o perioadă de 10 ani ([38]) începând de la data primei puneri în aplicare a măsurii din 2014 ([39]).

([35]) Conform dispozițiilor mecanismului actual de echilibrare de tip „pay-as-bid” (plată la licitație), părțile pot obține rentă de raritate numai dacă oferă cu succes energie la acest preț înainte de închiderea porților (caz în care acestea riscă să nu fie luate dacă nu se materializează o situație de presiune asupra rețelei) sau dacă se află în dezechilibru (caz în care există riscul ca prețul să fie sub costul lor marginal pe termen scurt, dacă nu se materializează o situație de presiune asupra rețelei). Pentru dezvoltarea unei piețe lichide cu opțiuni tranzacționate la prețul pieței de echilibrare, ar fi necesar ca mecanismul de echilibrare să devină o piață de tip „pay-as-clear”, în care tuturor producătorilor să li se plătească prețul de referință.

([36]) Aceste cifre presupun că capacitatea de producție de energie electrică din Regatul Unit rămâne constantă la 81,3 GW.

([37]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/integrated-transmission-planning-and-regulation-itpr-project-final-conclusions

([38]) A se vedea articolul 21 alineatul (8) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (JO L 158, 14.6.2019, p. 54).

([39]) Data punerii în aplicare se consideră a fi 16 decembrie 2014, când a avut loc prima licitație în cadrul pieței de capacități.

2.10. **Motive pentru inițierea procedurii**

(120) Deși piața de capacități a fost notificată de autoritățile britanice înainte de a fi pusă în aplicare, decizia din 2014 de autorizare a schemei a fost anulată de Tribunal. Având în vedere hotărârea Tribunalului de anulare a deciziei din 2014, punerea în aplicare a ajutorului în cauză până la pronunțarea hotărârii Tribunalului trebuie să fie considerată ilegală ([40]).

(121) În conformitate cu Comunicarea Comisiei privind stabilirea regulilor aplicabile pentru evaluarea ajutorului de stat ilegal ([41]), Comisia a evaluat compatibilitatea măsurii cu piața internă, din decembrie 2014 până în noiembrie 2018 și în viitor, pe baza condițiilor stabilite în secțiunea 3.9 din Orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie („EEAG") ([42]), care stabilesc condiții specifice pentru ajutoarele pentru adecvarea capacității de producție și care sunt aplicabile de la 1 iulie 2014.

(122) Procedura pentru adoptarea unei noi decizii poate fi reluată chiar din punctul în care a apărut nelegalitatea ([43]).

(123) Având în vedere concluziile din hotărârea Tribunalului potrivit cărora Comisia ar fi trebuit să aibă îndoieli cu privire la compatibilitatea anumitor aspecte ale măsurii cu piața internă, Comisia a decis să inițieze procedura oficială de investigare.

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

(a) adecvarea măsurii:

1. dacă măsura era suficient de deschisă tuturor furnizorilor de capacitate relevanți, în special furnizorilor răspunsului din partea cererii, din cauza diferențelor dintre duratele aplicabile ale contractelor, a garanției limitate pentru volumul din licitația T-1 și a nivelului minim de participare;

2. dacă participarea capacității interconectate ar trebui să fie limitată în continuare prin utilizarea unui model bazat pe interconectare;

(b) proporționalitatea măsurii:

1. dacă măsura a fost proporțională din cauza unor diferențe potențial discriminatorii în ceea ce privește tratamentul aplicat operatorilor răspunsului din partea cererii în comparație cu producătorii sub forma duratei contractelor;

2. dacă metoda recuperării costurilor nu a reușit să stimuleze suficient consumatorii să își reducă consumul în perioadele de vârf ale cererii și, prin urmare, nu a redus la minimum cuantumul total al ajutorului;

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

1. dacă măsura a permis evitarea acestor efecte, deoarece contractele pe termen lung au fost rezervate pentru unitățile de producție, limitând deschiderea măsurii și deoarece participarea directă a capacităților străine nu a fost permisă la acel moment în mecanismul de asigurare a capacității din Regatul Unit.

3. **OBSERVAȚIILE PĂRȚILOR INTERESATE**

(125) În prezenta secțiune sunt sintetizate observațiile primite de Comisie în perioada de consultare de la 35 de părți interesate, în special de la părțile interesate active în sectorul energetic (cum ar fi întreprinderi active în producția convențională, în capacități de interconectare, în producția de energie din surse regenerabile și operatori răspunsului din partea cererii, precum și organisme profesionale și organizații neguvernamentale), de la Ofgem și National Grid.

3.1. **Obiectivul de interes comun și necesitatea măsurii**

(126) Deși, în decizia de inițiere a procedurii, Comisia nu a abordat în mod explicit problema obiectivului comun sau a necesității măsurii, unele părți interesate au formulat observații în mod specific cu privire la aceste probleme. Majoritatea părților interesate au sprijinit obiectivul și necesitatea măsurii. Unele dintre acestea pur și simplu au fost de acord cu concluzia preliminară a Comisiei din decizia de inițiere a procedurii, în timp ce altele:

(a) au citat analize efectuate de ENTSO-E, de guvernul Regatului Unit, de National Grid și de terțe părți, care demonstrează că, fără piața de capacități, standardul de fiabilitate al Regatului Unit ar fi încălcat;

([40]) A se vedea cauza C-199/06, CELF, ECLI:EU:C:2008:79, punctele 61 și 64.
([41]) Comunicarea Comisiei privind stabilirea regulilor aplicabile pentru evaluarea ajutorului de stat ilegal (JO C 119, 22.5.2002, p. 22).
([42]) JO C 200, 28.6.2014, p. 1.
([43]) Cauza 34/86, Consiliu/Parlament, Rec., 1986, p. 2155, punctul 47; cauza C-415/96, Spania/Comisia, Rec., 1998, p. I-6993, punctul 31; și cauza C-458/98 P, Industrie des poudres sphériques/Consiliul, Rec., 2000, p. I-8147, punctul 82.

(b) au afirmat că, având în vedere chiar și evoluțiile recente de pe piața energiei (de exemplu, introducerea contoarelor inteligente), piața de capacități rămâne necesară; sau

(c) au explicat că piața de capacități transmite un semnal important, care sprijină investițiile în capacități noi și menținerea capacităților existente.

(127) În ceea ce privește rolul și potențialul capacității de răspuns din partea cererii, unele părți interesate au menționat volumul tot mai mare de capacitate de răspuns din partea cererii care participă la licitații ca o dovadă a faptului că piața de capacități a fost concepută în mod adecvat și ca dovadă a lipsei barierelor pentru capacitatea de răspuns din partea cererii. Câteva părți interesate au subliniat, de asemenea, rolul pozitiv pe care îl joacă licitațiile tranzitorii pentru încurajarea creșterii capacității de răspuns din partea cererii, cu atât mai mult cu cât acestea s-au închis la prețuri mai mari și nu au fost deschise altor furnizori de capacitate.

(128) Alte părți interesate au pus sub semnul întrebării necesitatea pieței de capacități, afirmând că:

(a) pe piața din Regatul Unit ar exista un exces de ofertă. Observațiile au remarcat abordarea conservatoare adoptată de National Grid în ceea ce privește previziunile în materie de cerere și ofertă, marjele mari de capacitate pentru iarna anului 2018/2019, nivelul scăzut al LOLE, asigurările date de Regatul Unit cu privire la siguranță a alimentării cu energie în iarna respectivă, prețurile mici de închidere și creșterea semnificativă a interconectării;

(b) piața exclusiv a energiei ar asigura mai bine adecvarea capacității de producție, în special în urma punerii în aplicare de către Regatul Unit a unor reforme precum introducerea contoarelor inteligente, reformele cash-out și perioadele de decontare la jumătate de oră. O parte interesată a citat piața exclusiv a energiei din Australia ca exemplu în care volatilitatea prețului angro transmite semnale clare de a investi în capacitatea de răspuns din partea cererii;

(c) PC ar perpetua problema „banilor lipsă” prin reducerea tarifării în condiții de deficit, care este necesară pentru a încuraja investițiile în capacitatea de răspuns din partea cererii și în stocare. Câteva observații au citat modificări ale prețurilor energiei electrice în urma hotărârii Tribunalului ca dovadă a acestui efect de reducere;

(d) Comisia ar trebui să evalueze temeinic potențialul capacității de răspuns din partea cererii, pe o perioadă de 10 ani, precum și impactul PC asupra acestui potențial. Făcând trimitere la studii, acestea indică faptul că (i) dacă ar fi utilizate pe scară largă contoare inteligente și alte dispozitive, o capacitate 15 GW din cererea internă ar putea fi transferată într-o zi de vârf din timpul iernii în 2025; (ii) într-un model din 2012, s-a estimat că consumatorii industriali asigură o capacitate de 4-5 GW din capacitatea de răspuns din partea cererii; deși (iii) potențialul pentru capacitate de răspuns din partea cererii din partea tuturor clădirilor nerezidențiale și neindustriale s-a estimat a fi cuprins, pentru 2012, între 1,2 GW și 4,4 GW într-o zi de vârf din timpul iernii; (iv) în Londra ar putea fi disponibilă o capacitate de răspuns din partea cererii de 1 GW în 2050. Acestea consideră, de asemenea, că participarea capacității de răspuns din partea cererii la licitațiile de pe piața de capacități este scăzută, capacitatea de răspuns din partea cererii obținând 1,37 % din capacitatea totală licitată. În cele din urmă, unele părți interesate au criticat licitațiile tranzitorii (LT) ca nefiind suficiente pentru a promova capacitatea de răspuns din partea cererii, din cauza excluderii furnizorilor răspunsului din partea cererii cu contracte din licitațiile durabile și deoarece a doua LT a fost limitată la capacitatea redusă de răspuns din partea cererii și, prin urmare, nu a fost suficientă pentru a promova acest tip de capacitate de răspuns din partea cererii pe termen lung. De asemenea, acestea regretă că Regatul Unit nu a extins LT pentru încă doi ani.

3.2. **Adecvarea măsurii**

3.2.1. *Alegerea instrumentului*

(129) O parte interesată a afirmat că este probabil ca PC să fie incompatibilă, în diferite moduri, cu Regulamentul (UE) 2019/943, deoarece (i) Regatul Unit va fi pus deja în aplicare majoritatea reformelor pieței energiei necesare pentru a evita o PC și, (ii) dacă există în continuare preocupări legate de capacitatea reziduală, ar fi preferabilă o rezervă strategică.

3.2.2. *Remunerație doar pentru serviciul de simplă disponibilitate a capacității*

(130) Unele părți interesate au afirmat că dispozițiile existente privind notificarea înainte de situațiile de presiune asupra rețelei (și anume, un avertisment cu patru ore înainte, calendarul și profunzimea situației de presiune asupra rețelei fiind identificate *ex post*) au dezavantajat activele descentralizate, inclusiv capacitatea de răspuns din partea cererii. Acestea au sugerat că Regatul Unit ar trebui să analizeze introducerea unui mecanism de dispecerizare sau a mai multor avertismente în perioada precedentă unei situații de presiune asupra rețelei.

(131) Unele părți interesate au indicat că este posibil ca regimul actual de sancțiuni să nu fie suficient de puternic pentru a asigura faptul că furnizorii de capacitate răspund în mod eficace în situațiile de presiune asupra rețelei.

(132) Pe de o parte, unele părți interesate au afirmat că fundamentarea definiției situațiilor de presiune asupra rețelei pe un model de „energie furnizată” încalcă dispozițiile de la punctul 225 din EEAG și permite manipularea factorilor de reducere într-o manieră discriminatorie în ceea ce privește tehnologiile cu emisii reduse de dioxid de carbon (eoliană și solară) și cele alternative (precum stocarea).

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

3.2.3.1. Discriminarea potențială a furnizorilor răspunsului din partea cererii din cauza lipsei unor contracte de furnizare cu termen fix

(133) Unele părți interesate au afirmat că cerința ca titularii de contracte de capacități să răspundă la o situație de presiune asupra rețelei în orice moment al zilei și pentru oricât de mult timp ar dura aceasta a făcut ca participarea pe PC să fie o propunere dificilă pentru furnizorii răspunsului din partea cererii. Prin urmare, acestea au afirmat că ar trebui să fie oferit prin PC contracte de capacități de furnizare cu termen fix.

3.2.3.2. Diferențele dintre duratele disponibile ale contractelor

(134) Conform normelor actuale privind piața de capacități din Regatul Unit, majoritatea furnizorilor de capacitate existenți au acces la contracte cu o durată de un an. Doar furnizorii de capacitate de producție care își asumă cheltuieli de capital (CAPEX) peste anumite praguri sunt eligibili pentru contracte de capacități pe termen mai lung, cu o durată de până la 15 ani.

(135) Pentru a justifica excluderea furnizorilor răspunsului din partea cererii din contractele pe termen mai lung, numeroase părți interesate au menționat (i) nivelurile scăzute ale CAPEX ale furnizorilor răspunsului din partea cererii ([44]), (ii) preferința acestora pentru contractele pe termen scurt din cauza portofoliilor lor volatile, (iii) necesitatea de a avea contracte pe termen mai lung pentru capacitățile renovate și cele nou-construite pentru a evita ofertele mai mari la licitațiile de pe piața de capacități, niveluri mai mari ale ajutorului și profituri excepționale pentru capacitățile existente. Unele părți interesate au indicat, de asemenea, că furnizorii răspunsului din partea cererii care utilizează producția din spatele contorului s-ar putea califica, totuși, pentru un contract pe termen mai lung dacă ating pragul CAPEX și dacă participă la licitație ca producție.

(136) Unele părți interesate au sugerat (i) să se limiteze durata contractelor la un an pentru toate capacitățile sau (ii) să se permită numai contracte cu o durată mai mică de 5 ani, dar nu pe baza CAPEX, care nu ia în considerare toate costurile financiare ale furnizorilor răspunsului din partea cererii (cum ar fi costurile operaționale) sau (iii) să se permită furnizorilor răspunsului din partea cererii să aibă acces la contracte cu o durată de 3-5 ani. Alte părți au sugerat ca sistemul să se bazeze în continuare pe pragurile CAPEX, dar să se acorde oricărei tehnologii care atinge aceste praguri (și anume, inclusiv tehnologiilor utilizate de furnizorii răspunsului din partea cererii) posibilitatea de a avea acces la contracte pe termen mai lung și să fie revizuite periodic pragurile CAPEX sau chiar să fie create mai multe praguri diferite pentru a asigura neutralitatea tehnologică.

3.2.3.3. Garanția limitată pentru volumul din licitația T-1

(137) Un anumit volum de capacitate nu este licitat cu patru ani înainte (T-4) și este „rezervat” pentru licitația prevăzută cu un an înainte (T-1). În cazul în care cererea scade între licitația prevăzută cu patru ani înainte și cea prevăzută cu un an înainte, volumul de capacitate licitat în cadrul licitației T-1 este redus. Totuși, deoarece licitațiile T-1 asigură o mai bună cale de acces pe piață pentru capacitatea de răspuns din partea cererii, în 2014, Regatul Unit s-a angajat să achiziționeze în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme.

(138) Unele observații au indicat că dispozițiile actuale nu erau satisfăcătoare, deoarece organizarea unei licitații T-1 este imprevizibilă. Guvernul Regatului Unit poate decide să anuleze o licitație sau să modifice volumul care trebuie să fie licitat în cadrul licitațiilor T-1. Unele părți interesate au sugerat ca volumul care trebuie achiziționat în cadrul licitației T-1 să fie stabilit ca procent fie din capacitatea necesară pentru anul de furnizare, fie din capacitatea licitată în cadrul licitațiilor T-4. Alte părți interesate au indicat necesitatea de a crește în mod treptat volumul licitat în cadrul licitațiilor T-1 pe o perioadă de cinci ani. În cele din urmă, unele părți au sugerat (i) să se elimine licitațiile T-4; (ii) să se organizeze licitații săptămânale suplimentare sau (iii) să se organizeze licitații T-2 suplimentare.

(139) Majoritatea părților interesate au indicat că dispozițiile actuale erau adecvate și suficiente, menționând, în special, rata de succes importantă a capacității de răspuns din partea cererii la licitațiile T-4. Acestea au afirmat că (i) toți actorii de pe piață sunt expuși în mod egal organizării sau volumelor incerte ale licitațiilor T-4 și T-1, așadar nu există o discriminare a capacității de răspuns din partea cererii; (ii) volumele mai mari de capacitate rezervată

([44]) Estimările CAPEX ale răspunsului din partea cererii incluse în observații sunt extrem de scăzute („aproape zero”, „câteva mii de lire sau mai puțin de 5 GBP/kW”, „cost mediu de 0,15 GBP/kW” în cadrul licitațiilor tranzitorii).

pentru licitațiile T-1 ar putea reduce competitivitatea licitațiilor T-1 și (iii) volumele mai mari de capacitate rezervată pentru licitațiile T-1 ar putea spori riscul de achiziție excesivă, în cazul în care necesitatea de capacitate pentru anul de furnizare a scăzut sub nivelurile stabilite anterior.

3.2.3.4. Pragul minim de participare

(140) Astfel cum se descrie la considerentele 30 și 31, un prag minim de 2 MW este aplicabil pentru participarea pe piața de capacități pentru toate tipurile de capacitate.

(141) Unele părți interesate au sugerat să se stabilească praguri de participare mult mai scăzute (100 kW, 500 kW, < 1MW), făcând trimitere la alte piețe pe care poate să participe capacitatea de răspuns din partea cererii [capacitatea de interconectare Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), piața de echilibrare și servicii auxiliare].

(142) În plus, unele părți au criticat nivelul ridicat al garanției de participare la licitație aplicabil capacității de răspuns din partea cererii și producției (5 000 GBP/MW în 2014) ca fiind discriminatoriu în ceea ce privește capacitatea de răspuns din partea cererii. Ele au afirmat că acest lucru ar putea să constituie o barieră la intrare, în special pentru noii furnizori răspunsului din partea cererii, deoarece toți participanții pe piața de capacități trebuiau să se angajeze că vor acoperi furnizarea pe durată nedeterminată și furnizorii răspunsului din partea cererii ar putea întâmpina mai multe dificultăți decât producătorii în ceea ce privește acoperirea unei perioade lungi de furnizare. Din cauza riscului de credit perceput mai mare al furnizorilor răspunsului din partea cererii, aceștia ar putea întâmpina mai multe dificultăți în ceea ce privește finanțarea sumei garanției de participare la licitație.

(143) În schimb, numeroase părți interesate au menționat relevanța unui prag de participare de 2 MW. Pe lângă necesitatea de a menține cheltuielile administrative la un nivel scăzut, unele părți interesate au indicat că (i) pragul de 2 MW nu pare a fi o barieră pentru participarea furnizorilor răspunsului din partea cererii, deoarece Regatul Unit a testat un prag de participare mai scăzut pentru a doua licitație tranzitorie (500 kW) și s-au calificat doar opt CMU sub 2 MW, furnizând mai puțin de 3 % din capacitatea totală asigurată la acea licitație și deoarece, la ultimele licitații, nu s-a observat nicio creare de clustere de CMU de răspuns din partea cererii în jurul pragului de 2 MW. De asemenea, acestea au subliniat că (ii) pragul de 100 kW utilizat de PJM se aplică achizițiilor publice regionale mai mici și, prin urmare, nu este comparabil.

(144) Câteva părți interesate au explicat că este necesară o cerință privind garanția de participare la licitație pentru a asigura o furnizare reală și pentru a descuraja proiectele speculative. O parte interesată a indicat că, în licitațiile tranzitorii pentru care cerința legată de garanția de participare la licitație era de doar 10 % din nivelul normal, o mare parte a capacității noi nu a fost furnizată (25 %).

(145) În plus, unele părți interesate au menționat avantajele acordate capacității de răspuns din partea cererii în comparație cu alte tehnologii:

(a) capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii care nu furnizează tot volumul capacității lor în timpul testelor de răspuns din partea cererii își pierd garanția de participare la licitație doar în mod proporțional, cu condiția să furnizeze totuși cel puțin 90 % din capacitatea inițială pentru care s-au angajat și, chiar și atunci, CMU de răspuns din partea cererii poate să își mențină în continuare contractul de capacități și să evite tarifele de reziliere cu condiția să rămână peste pragul de 2 MW;

(b) tarifele de reziliere sunt mai mici pentru capacitatea de răspuns din partea cererii (până la 10 000 GBP/MW) decât pentru alte forme de capacitate (până la 35 000 GBP/MW);

(c) testare în comun permite furnizorilor răspunsului din partea cererii să reducă riscurile („de-risk”) pentru testarea în cadrul părții de consum împărțind riscul de furnizare insuficientă la mai multe CMU (și anume, orice CMU care depășesc furnizare pot fi utilizate drept compensare pentru CMU care nu furnizează suficient);

(d) din 2015, furnizorii răspunsului din partea cererii trebuie să depună garanția de participare la licitație doar o singură dată pentru o CMU neconfirmată de răspuns din partea cererii și, prin urmare, se pot precalifica pentru mai multe licitații consecutive punând la dispoziție doar o garanție de participare la licitație;

(e) în 2016, guvernul Regatului Unit a majorat cuantumul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru unitățile de producție nou-construite la 10 000 GBP/MW, în timp ce nivelul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii a rămas la 5 000 GBP/MW;

(f) dreptul automat al capacității de răspuns din partea cererii de a participa la licitații ca „entitate care stabilește prețurile” și de a licita peste pragul pe care „entitățile care preiau prețurile” trebuie să îl accepte;

(g) factorul de reducere uniform de 84 % pentru capacitatea de răspuns din partea cererii, indiferent de tehnologia utilizată pentru a furniza capacitate, în timp ce alte clase de tehnologie au factori de reducere specifici, care variază de la 17 % la 96 %;

(h) posibilitatea capacității de răspuns din partea cererii de a participa la tranzacționarea pe piața secundară înainte de confirmarea capacității.

3.2.3.5. Deschiderea măsurii pentru sursele regenerabile de energie și noile tehnologii

(146) Unele părți interesate au afirmat că, în prezent, anumite surse regenerabile de energie – în special energia eoliană și solară – nu au dreptul de a participa pe PC, cu încălcarea EEAG. Deși salută adoptarea noilor norme pentru energia solară și eoliană din iunie 2019, acestea au criticat faptul că normele respective nu au existat în 2014 și că noile norme se limitează la energia eoliană și solară și nu includ alte SRE sau noile tehnologii. De exemplu, un parc eolian a fost respins în etapa de precalificare pentru licitația T-4 din 2017. De asemenea, nu există niciun mecanism pentru precalificarea surselor regenerabile de energie comerciale pentru licitația T-4 din 2018 (anulată) (pentru anul de furnizare 2022/2023). Alte observații au criticat factorii de reducere aplicabili SRE ca fiind prea restrictivi.

(147) O altă parte interesată s-a pronunțat împotriva includerii surselor regenerabile de energie intermitente pe PC – în special a celor construite și finanțate în cadrul altor măsuri de sprijin – deoarece acestea ar funcționa în continuare indiferent de plata de pe PC și ar putea să nu fie capabile să producă și să vândă energie electrică într-o situație de presiune asupra rețelei.

3.2.3.6. Participarea capacității interconectate

(148) Numeroase părți interesate au menționat obiectivul pe termen lung de participare directă a capacităților străine, insistând în același timp asupra necesității de a acorda Regatului Unit timp suficient pentru a se adapta la acesta, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2019/943.

(149) Totuși, alte părți au criticat modelul actual bazat pe interconectare utilizat în Regatul Unit și au solicitat o trecere rapidă la participarea directă a capacităților străine. Într-o observație s-a indicat că pentru capacitățile de interconectare se garantează returnări periodice prin mecanismul de „limite maxime și minime”. Prin urmare, nu ar fi adecvat ca aceste capacități de interconectare să participe pe PC dacă proiectele de producție care primesc subvenții nu au dreptul de a participa.

(150) O parte interesată a afirmat că ar fi trebuit să se permită capacităților de interconectare să participe la licitația T-1 organizată la începutul anului 2018 pentru anul de furnizare 2018/2019. De asemenea, aceasta a criticat excluderea capacităților de interconectare din contractele de capacități cu durata mai mare de un an, precum și metodologia de reducere utilizată pentru capacitățile de interconectare, care este descrisă ca fiind discriminatorie, în special deoarece este calculată în mod individual și nu în funcție de tipul de tehnologie, cum se întâmplă în cazul altor tehnologii care participă pe PC.

3.3. **Proporționalitatea măsurii**

(151) O parte interesată a pus sub semnul întrebării conformitatea pieței de capacități din Regatul Unit cu dispozițiile de la punctul 230 din EEAG, deoarece, în 2016, producătorii existenții câștigători ai licitațiilor de pe PC au primit un preț de 22,50 GBP/kW/an, în timp ce, în 2017, aceștia au primit un preț de 8,40 GBP/kW/an, indicând o supracompensare și profituri excepționale.

3.3.1. *Diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor*

(152) Observațiile legate de duratele aplicabile ale contractelor sunt sintetizate în considerentele 134-136 de mai sus.

3.3.2. *Excluderea STOR pe termen lung*

(153) O parte interesată afirmă că participarea furnizorilor STOR pe termen lung [a se vedea considerentul 32 litera (f)] pe PC ar conduce la profituri excepționale, în timp ce excluderea acestora nu ar submina situația inițială. În plus, acești operatori ar putea să participe pe PC și la licitațiile anuale pentru contracte STOR pe termen scurt și, ulterior, (dacă sunt câștigători la licitațiile de pe piața de capacități), să iasă din contractele lor STOR pe termen lung fără nicio sancțiune.

(154) O altă parte interesată afirmă că nu există perspective ca furnizorii STOR pe termen lung să obțină profituri excepționale, deoarece se consideră că PC a condus la prețuri cash-out mai mici, la prețuri angro mai mici și la o mai slabă utilizare a centralelor STOR. În plus, furnizorii STOR pe termen lung ar fi excluși *de facto*, deoarece normele finale privind piața de capacități specifică faptul că doar centralele electrice date în exploatare după 2014 s-ar califica drept unități nou-construite. În plus, băncile nu ar accepta un contract PC cu durata de un an în favoarea unui contract STOR cu durata de 15 ani. Aceasta afirmă, de asemenea, că un mecanism de recuperare ar fi mai proporțional decât excluderea completă și sugerează că centralelor acestora ar trebui să li se atribuie în mod retroactiv contractele PC pe care ar fi trebuit să le primească în 2014 și ulterior.

3.3.3. *Metoda recuperării costurilor*

(155) Metoda recuperării costurilor se bazează pe consumul de energie electrică între orele 16.00-19.00 în fiecare zi a săptămânii în timpul iernii. Astfel cum se explică la considerentul 187 din decizia de inițiere a procedurii, Regatul Unit, înainte de consultarea publică națională privind mecanismul de asigurare a capacității, a intenționat inițial să calculeze cuantumul taxelor în funcție de cota de piață a furnizorilor de energie electrică din cererea de energie electrică înregistrată în perioadele așa-numite de „triadă". Acest lucru înseamnă cele trei perioade de o jumătate de oră care înregistrează perioadele de vârf de consum anual de energie electrică cele mai ridicate din Regatul Unit în perioada cuprinsă între noiembrie și februarie.

(156) Majoritatea observațiilor primite cu privire la acest punct consideră că metodologia recuperării costurilor are un caracter proporțional. Acestea afirmă că metodologia actuală stabilește echilibrul corect între, pe de o parte, o bază previzibilă și echitabilă pentru taxare furnizorilor și, pe de altă parte, menținerea unui semnal de reducere a cererii în perioada preconizată de cerere maximă.

(157) De asemenea, unele părți interesate au exprimat o serie de preocupări cu privire la metodologia de „triadă" alternativă:

(a) aceasta nu ar obține nicio reducere substanțială a cantității de capacitate care trebuie achiziționată prin PC sau a costului acestei capacități;

(b) aceasta ar fi impus costurile PC în mod disproporționat consumatorilor casnici;

(c) aceasta ar fi oferit o bază imprevizibilă pentru calcularea taxelor – având în vedere că furnizarea în perioade de triadă este dificil de preconizat;

(d) situațiile de presiune asupra rețelei nu ar fi corelate neapărat cu cele trei perioade de o jumătate de oră care reprezintă triadele;

(e) activitatea capacității de răspuns din partea cererii și/sau a producției integrate de a evita triadele (utilizate pentru a finanța alte măsuri) a condus la decizii ineficiente de dispecerizare și la scăderea prețurilor angro în perioade de vârf.

(158) Alte părți interesate au criticat metodologia aleasă pentru recuperarea costurilor. Ele afirmă că (i) aceasta nu este în concordanță cu preconizarea că PC va fi activată numai în perioadele de cerere maximă; (ii) puțini furnizori răspunsului din partea cererii ar putea să reducă cererea în fiecare zi a săptămânii în timpul iernii între orele 16.00-19.00 și (iii) decalajul „real" de capacitate ar fi supraestimat și costurile generale pe PC ar fi mai ridicate. Aceste părți afirmă, de asemenea, că ar fi mai adecvată o metodologie bazată pe perioadele de triadă, deoarece aceasta ar crea o piață pentru evitarea costurilor pe PC. O parte interesată a invocat o serie de argumente suplimentare: metodologia pe bază de triadă nu ar afecta predictibilitatea prețurilor pentru majoritatea furnizorilor, deoarece aproape toți consumatorii casnici și toate micile întreprinderi au profilul stabilit; evitarea triadelor a încurajat cu succes consumatorii flexibili să participe la capacitatea de răspuns din partea cererii; iar metodologia pe baza intervalului orar 16.00-19.00 încurajează utilizarea producției poluante din spatele contorului pentru reducerea cererii în aceste perioade.

(159) Unele părți interesate au sprijinit poziția Comisiei explicată la considerentul 187 din decizia de inițiere a procedurii, potrivit căreia, la evaluarea acestei probleme, Comisia va ține seama, de asemenea, de punctul 25 din EEAG, care prevede că respectiva compatibilitate a măsurii ar trebui să fie evaluată exclusiv pe baza criteriilor prevăzute în secțiunea 3.9.5 din EEAG. Această dispoziție nu implică nicio trimitere la finanțarea măsurilor de asigurare a adecvării capacității de producție. În schimb, alte părți interesate au făcut trimitere la hotărârea Tribunalului pentru a critica această poziție.

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

(160) Unele părți interesate au indicat că PC ar trebui (i) să fie concepută în mod explicit pentru a reduce la minimum emisiile de gaze cu efect de seră prin sprijinirea siguranței sistemului prin tehnologii care au emisii zero; sau (ii) să sprijine mai mult energia din surse regenerabile; sau (iii) să favorizeze sursele de energie care sunt importante din punct de vedere strategic din perspectiva decarbonizării, excluzând în același timp, în mod treptat, combustibilii poluanți sau tehnologiile care nu sunt compatibile cu un sector decarbonizat al energiei electrice.

(161) Unele observații au indicat, de asemenea, că investigația efectuată de Comisie ar trebui să țină seama de noile norme pentru mecanismele de asigurare a capacității, cuprinse în Regulamentul (UE) 2019/943, în special în vederea limitării capacității cu emisii ridicate de CO_2.

3.5. **Clauza de standstill**

(162) Unele părți interesate au subliniat o serie de măsuri adoptate de Regatul Unit după pronunțarea hotărârii Tribunalului (a se vedea considerentul 18) – organizarea licitației T-1 înlocuitoare și (eventual) a unei licitații T-3 (a se vedea considerentele 53 și 156 din decizia de inițiere a procedurii). Aceste măsuri ar aplica în continuare contractele existente în schimbul perspectivei unor plăți reportate și a încasării în continuare a taxelor aplicate furnizorilor. Acest lucru ar oferi participanților pe PC un avantaj economic în perioada de standstill și, prin urmare, ar constitui un ajutor ilegal.

(163) Aceste părți au solicitat Comisiei să emită un ordin de suspendare în conformitate cu articolul 13 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2015/1589 al Consiliului ([45]), solicitând Regatului Unit să suspende acordarea oricărui ajutor ilegal până la adoptarea de către Comisie a unei decizii privind compatibilitatea.

4. **OBSERVAȚIILE PREZENTATE DE REGATUL UNIT**

(164) Prezenta secțiune sintetizează observațiile primite din partea Regatului Unit la 12 aprilie 2019 cu privire la decizia de inițiere a procedurii și cele primite la 7 iunie 2019, la 19 iulie 2019 și la 12 septembrie 2019.

4.1. **Obiectivul de interes comun și necesitatea măsurii**

(165) Potrivit Regatului Unit, analiza efectuată de acesta, sprijinită de opinia National Grid Electricity System Operator (NG ESO), demonstrează că lipsa pieței de capacități ar afecta negativ siguranța alimentării cu energie electrică din Regatul Unit și ar determina creșterea previziunii pierderilor de sarcină (LOLE) peste standardul de fiabilitate de 3 ore/an în toți anii începând cu perioada 2019/2020. La 7 iunie 2019, Regatul Unit a indicat că, împreună cu NG ESO, a revizuit analiza prezentată în decembrie 2018 și descrisă la considerentele 102-104 (și la considerentele 94-96 din decizia de inițiere a procedurii) și a confirmat că aceasta reprezintă în continuare cea mai recentă și cea mai bună opinie privind necesitatea pieței de capacități.

(166) Regatul Unit nu este de acord cu afirmația că există un exces de ofertă pe piața energiei electrice din Regatul Unit:

(a) procesul de stabilire a parametrilor utilizat de NG ESO nu este excesiv de conservator, ci, în schimb, urmărește să asigure echilibrul adecvat al riscurilor (dintre achizițiile excesive și caracterul inadecvat al capacității) în contextul unui proces incert în mod inerent. Acesta reamintește că Ofgem oferă stimulente pentru NG ESO pentru a previziona cererea în mod exact ([46]);

(b) marjele de capacitate pentru iarna anului 2018/2019 mai bune decât cele anticipate ilustrează incertitudinea semnificativă și provocările pe care le implică previzionarea cu exactitate a viitoarelor nevoi de capacitate (observând că evaluarea pentru 2018/2019 a fost finalizată la începutul anului 2014). În Raportul prospectiv pentru iarnă (Winter Outlook Report) al NG ESO se explica faptul că se preconiza că unele unități mai mari, care nu au fost câștigătoare la licitația de pe piața de capacități, vor rămâne operaționale în iarna anului 2018/2019. Acest lucru s-ar putea datora prețurilor angro mai mari determinate de creșterea prețurilor gazelor naturale și a costurilor emisiilor de CO_2;

(c) această modificare neașteptată și favorabilă a condițiilor de piață înainte de iarna anului 2018/2019 a permis, de asemenea, Regatului Unit să facă afirmații reconfortante cu privire la situația siguranței alimentării cu energie din acea iarnă, în ciuda hotărârii Tribunalului. Deși, în prezent, prețurile de închidere sunt scăzute, Regatul Unit afirmă că acesta este unul dintre succesele PC – și anume, că nivelurile ridicate ale concurenței din cadrul licitațiilor au asigurat capacitatea necesară, inclusiv un anumit volum de capacitate nouă, la un cost mai scăzut pentru consumator decât cel preconizat inițial;

(d) în legătură cu afirmația potrivit căreia o creștere semnificativă a capacităților de interconectare a condus la un exces de ofertă de capacitate, Regatul Unit observă că respectivele capacități de interconectare participă la licitațiile de capacitate astfel încât contribuția lor la nevoile de capacitate ale Regatului Unit să fie luată în considerare în mod corespunzător. Factorii de reducere pentru capacitățile de interconectare sunt revizuiți anual pentru a asigura faptul că aceștia sunt în continuare adecvați.

(167) Regatul Unit contestă ideea că piața exclusiv a energiei este mai în măsură să asigure adecvarea capacității de producție. (i) Regatul Unit reamintește disfuncționalitățile pieței descrise la considerentele 105-109 (și la considerentele 97-101 din decizia de inițiere a procedurii). (ii) În ceea ce privește introducerea contoarelor inteligente, mai puțin de o treime dintre consumatori utilizează, în prezent, contoare inteligente, iar tarifele dinamice în funcție de ora de consum (ToU) se află într-un stadiu incipient. Prin urmare, Regatul Unit nu consideră că disfuncționalitatea pieței privind fiabilitatea ca bun public s-a modificat semnificativ din 2014 și este prea devreme pentru a evalua măsura în care extinderea introducerii în viitor va afecta această disfuncționalitate a pieței. (iii) Reforma cash-out a condus la prețuri cash-out de vârf mai mari de la introducerea PC, însă nivelul ridicat inerent de incertitudine cu

([45]) Regulamentul (UE) 2015/1589 al Consiliului din 13 iulie 2015 de stabilire a normelor de aplicare a articolului 108 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (JO L 248, 24.9.2015, p. 9).

([46]) Ofgem remarcă în raportul său privind State of the Energy Market 2018 (Starea pieței energiei 2018): „Previziunile National Grid privind cererea de transport s-au situat în mod constant peste rezultate, începând din 2011, cu o medie de aproximativ 1,5 GW. Deși se poate considera ca fiind prudent ca operatorul de sistem să adopte o abordare conservatoare a previzionării cererii, aceasta trebuie să fie echilibrată față de costurile achiziționării de capacitate suplimentară. În ultimul an, National Grid a efectuat o serie de modificări ale procesului său de previzionare a cererii, care, în general, au condus la reduceri ale opiniei sale privind cererea subiacentă."

privire la situațiile de deficit face ca dependența de renta de deficit ridicată să fie o strategie riscantă pentru investitori: este puțin probabil ca reforma cash-out să rezolve singură problema „banilor lipsă”. (iv) Făcând trimitere la revizuirea din 2018 de către Agenția Internațională a Energiei a politicilor energetice din Australia, Regatul Unit observă că Australia se confruntă cu prețuri mari ale energiei electrice din cauza lipsei de concurență și a problemelor structurale și nu deoarece ar fi o piață exclusiv a energiei care funcționează în mod adecvat.

(168) De asemenea, Regatul Unit contestă ideea că PC ar perpetua problema „banilor lipsă”. (i) Prin procesul de licitație concurențial se expune amploarea problemei „banilor lipsă”. Deoarece sunt abordate problemele subiacente care au condus la problema „banilor lipsă”, iar potențialul de a asigura rentă de deficit prin piața energiei electrice crește, Regatul Unit preconizează că participanții pe piață se vor baza mai puțin pe veniturile PC, întrucât licitațiile competitive vor împinge prețurile de închidere către zero. În acest moment, este posibil ca PC să nu mai fie necesară. (ii) Spre deosebire de ceea ce afirmă unele părți interesate, Regatul Unit consideră că prețurile de pe piața energiei electrice nu au fost afectate de hotărârea Tribunalului sau de deciziile sau anunțurile ulterioare ale guvernului. Analizând tendințele pe termen mai lung, s-ar părea că prețurile medii de bază și volatilitatea prețurilor au crescut, de fapt, de la primul an de furnizare pe PC din 2017/2018. Acest lucru ar sugera că alți factori au o influență mai mare asupra prețurilor și că unele părți interesate exagerează cu privire la efectul de reducere a prețurilor al PC.

(169) Potrivit Regatului Unit, citând Raport privind capacitatea electrică RPEE al National Grid din 2018, sunt disponibile foarte puține date privind capacitatea de răspuns din partea cererii iar registrele PC reprezintă cea mai bună sursă pentru contractele de răspuns din partea cererii, astfel cum se descrie în tabelul 2 din decizia de inițiere a procedurii (a se vedea tabelul 1 din prezenta decizie). Analiza rezultatelor primelor licitații tranzitorii (a se vedea tabelul 4) indică faptul că aproximativ 70 % dintre unitățile de răspuns din partea cererii care au câștigat un contract au fost unități de producție din spatele contorului, în mod tipic generatoare diesel de rezervă. Potrivit Regatului Unit, un sondaj recent din industrie al furnizorilor răspunsului din partea cererii sugerează un nivel ridicat de participare a capacității existente de răspuns din partea cererii (70 %) pe PC. În plus, estimările privind capacitatea de răspuns din partea cererii care participă la alte servicii de energie electrică tind să fie similare: de exemplu, volumul de capacitate de răspuns din partea cererii care participă la portofoliul National Grid de produse și servicii de echilibrare din 2015 a fost de aproximativ 708 MW. Regatul Unit indică faptul că au existat numeroase tentative de a estima volumul potențial total de capacitate de răspuns din partea cererii din Regatul Unit, dar că aceste estimări sunt însoțite de rezerve semnificative, adesea legate de o lipsă de date reale, ceea ce a condus la estimări extrem de diferite. De exemplu, Regatul Unit a indicat faptul că, deși Association for Decentralized Energy (Asociația pentru energia descentralizată) a estimat, în 2016, că ar putea exista componente de până la 9,8 GW pe întregul teritoriu al Regatului Unit care ar putea fi reduse cel puțin o dată pe an până în 2020, scenariul energetic pentru viitor din 2018 al National Grid prevede o capacitate redusă de răspuns din partea cererii, industrială și comercială viabilă de până la 1 GW până în 2019/2020, care preconizează că aproape se va dubla în 10 ani.

(170) În ceea ce privește licitațiile tranzitorii (LT), Regatul Unit indică faptul că acestea au fost concepute în special pentru a sprijini sectorul capacității de răspuns din partea cererii și, în urma evaluărilor independente ale LT, s-a constatat că acestea și-au îndeplinit obiectivul cu succes, în ansamblu. Al doilea obiectiv al LT a fost acela de a contribui la îmbunătățirea înțelegerii sectorului. Dovezile colectate în cadrul acestor evaluări au identificat modalități de încurajare a participării capacității de răspuns din partea cererii pe piața de capacități, care au fost deja sau sunt puse în aplicare (a se vedea „testarea în comun” menționată la considerentul 145 și realocarea componentelor CMU de răspuns din partea cererii la considerentul 180 de mai jos). În cele din urmă, Regatul Unit indică faptul că participanții la LT au fost împiedicați să participe la licitațiile T-4 din 2014 și 2015 (acestora li se permite să participe la orice alte licitații T-4) deoarece nu aveau nevoie de sprijinul suplimentar disponibil prin intermediul LT în măsura în care erau deja suficient de maturi pentru a concura la aceste licitații. Totuși, participanților la LT li s-a permis să participe la licitațiile T-1 pentru anii de furnizare corespunzători, asigurând astfel faptul că participanții la LT au o cale de acces pe piață pentru fiecare an de furnizare.

4.2. **Adecvarea măsurii**

4.2.1. *Alegerea instrumentului*

(171) Regatul Unit nu împărtășește punctul de vedere al unor părți interesate potrivit căruia ar fi preferabilă o rezervă strategică pentru întreaga piață de capacități. Deși Regatul Unit recunoaște că rezervele strategice pot fi o modalitate eficientă de a aborda preocupările temporare privind adecvarea, acestea sunt o opțiune mai puțin adecvată pe piețele pe care preocupările legate de capacitate sunt mai acute sau prelungite, deoarece sunt asociate cu un risc mai mare de distorsiune pe piață. Potrivit Regatului Unit, acest lucru se datorează mai multor factori, cum ar fi ineficiența menținerii rezervei în afara pieței, cerința privind o gestionare la nivel mai central a unei astfel de

rezerve strategice, ceea ce ar putea conduce la achiziționarea unei capacități de rezervă insuficiente sau inadecvate, precum și riscul ca rezerva să devină tot mai mare în timp, deoarece centralele optează să „mizeze" mecanismul, preferând să stea în rezervă decât să își asume riscul de a participa pe o piață exclusiv a energiei electrice ([47]).

(172) În plus, Regatul Unit afirmă că o rezervă strategică nu ar stimula investițiile în centrale noi. Dimpotrivă, aceasta poate să creeze, de fapt, un plafon al prețului (sau percepția unui plafon al prețului) pe piață, deoarece investitorii pot fi preocupați că autoritățile britanice, în cazul unor creșteri puternice ale prețului, ar urma să fie supuse presiunii de a reduce prețul de dispecerizare a rezervei – eliminând veniturilor lor de deficit și subminând investițiile lor. Potrivit Regatului Unit, PC la nivelul întregii piețe sunt mai eficace în ceea ce privește stimularea investițiilor în noi capacități pentru a aborda preocupările pe termen mai lung legate de adecvare.

4.2.2. *Remunerație doar pentru serviciul de simplă disponibilitate a capacității*

(173) Regatul Unit afirmă că a optat pentru dispozițiile privind notificarea înainte de situațiile de presiune asupra rețelei cu scopul de a respecta EEAG, în special punctul 225 privind remunerația pentru simpla disponibilitate și nu pentru energia furnizată. Un mecanism de dispecerizare specific ar afecta piețele. În cadrul revizuirii pe cinci ani, Regatul Unit planifică să investigheze mecanismele pentru a le oferi participanților mai multe informații cu privire la situațiile de presiune asupra rețelei, deși nu preconizează că va pune în aplicare un mod de dispecerizare integrală.

(174) În ceea ce privește eficacitatea regimului de sancțiuni de pe PC, Regatul Unit va lua în considerare consolidarea regimului de sancțiuni ca răspuns la participarea tot mai mare a tehnologiilor neconvenționale, ca urmare a revizuirii pe cinci ani.

(175) Regatul Unit recunoaște că furnizorii de capacitate se pot confrunta cu sancțiuni în cazul în care aceștia nu furnizează în mod fizic energie în situațiile de presiune asupra rețelei. În această privință, se poate considera că PC urmează un model de „energie furnizată". Totuși, în contextul PC, este foarte puțin probabil să se producă, în practică, distorsiuni ale dispecerizării, deoarece situațiile de presiune asupra rețelei sunt definite prin trimitere la măsurile adoptate de NG în ultimă instanță, după ce piața nu a reușit să își atingă obiectivul. Prin urmare, PC ar fi în conformitate cu dispozițiile de la punctul 225 din EEAG.

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

4.2.3.1. Discriminarea potențială a operatorilor răspunsului din partea cererii din cauza lipsei unor contracte de furnizare cu termen fix

(176) Regatul Unit indică faptul că este disponibilă o variantă „cu interval de timp" a contractelor standard de capacități pentru furnizorii de capacitate care participă la licitațiile tranzitorii: furnizorii de capacitate ar putea opta să își pună capacitatea la dispoziție doar între orele 16.00-19.00 în schimbul unor plăți reduse de capacități. Totuși, cererea pentru acest produs în cadrul LT s-a dovedit a fi neglijabilă: doar o CMU din 89 de CMU care au fost câștigătoare la licitații a ales acest tip de contract. Prin urmare, potrivit Regatului Unit, lipsa unui produs cu interval de timp din cadrul licitațiilor principale nu poate fi considerată o barieră semnificativă pentru participare. În plus, guvernul Regatului Unit afirmă că contractele de capacități cu interval de timp nu respectă de deplin cerința de adecvare a capacității de producție (situațiile de presiune asupra rețelei nu se limitează neapărat la acest moment al zilei) și ar crea o complexitate suplimentară privind calcularea cerinței totale de capacitate pentru un an de furnizare dat.

4.2.3.2. Diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor

(177) Regatul Unit indică faptul că, fără acces la contracte pe termen lung, unitățile de producție noi, finanțate pe bază de proiect riscă să nu poată participa la licitațiile de capacitate. Fără această perioadă mai lungă de amortizare, solicitanții cu unități finanțate pe bază de proiect ar fi nevoiți să liciteze la niveluri mai ridicate, potențial peste plafonul prețului de licitație. Acest lucru ar determina creșterea inutilă a nivelurilor ofertei – crescând cuantumul general al ajutorului plătit prin PC și riscul de profituri excepționale pentru alți furnizori de capacitate. Rezultatul poate fi chiar acela că capacitățile nou-construite nu vor participa deloc la licitație, reducând astfel concurența în cadrul licitațiilor.

(178) Regatul Unit subliniază că observațiile părților interesate care menționează nivelurile reduse ale CAPEX pentru capacitatea de răspuns din partea cererii sunt în concordanță cu informațiile privind costurile de investiție ale capacității reduse de răspuns din partea cererii, colectate prin evaluarea independentă a celei de a doua licitații tranzitorii. Regatul Unit consideră că costul mediu de 0,15 GBP/kW este neglijabil atunci când este examinat în raport cu pragul minim al cheltuielilor de capital de 270 GBP/kW pentru contractele cu o durată de 15 ani. În legătură cu argumentul că agregatorii se confruntă cu cheltuieli de personal semnificative asociate cu administrarea

([47]) Aceasta din urmă este cunoscută ca problema „slippery slope" (teren alunecos).

și recrutarea clienților, Regatul Unit observă că acest argument este relevant numai pentru activitatea de agregare și nu pentru capacitatea din cadrul părți de consum în sine și că ar putea fi formulate argumente similare în legătură cu alte tipuri de capacitate. În plus, Regatul Unit indică faptul că noile capacități de răspuns din partea cererii cu producție din spatele contorului ar putea, de asemenea, să participe pe PC ca unități de producție și ar putea să liciteze pentru contracte cu o durată de 15 ani.

(179) Regatul Unit observă că principiul nediscriminării nu impune ca toate întreprinderile să fie tratate exact în același mod în toate situațiile. Diferențele de tratament pot fi justificate în mod obiectiv și, de fapt, pot fi necesare pentru a evita discriminarea. Capacitatea de răspuns din partea cererii și unitățile de producție nou-construite nu se află în aceeași poziție, de exemplu în ceea ce privește nivelul lor CAPEX. Prin urmare, acestea nu trebuie să fie tratate neapărat în același mod în ceea ce privește duratele disponibile ale contractelor. Până în prezent, rezultatele licitațiilor nu oferă indicii că accesul diferențiat la contractele pe termen mai lung distorsionează, în practică, rezultatele licitațiilor. Performanța capacității de răspuns din partea cererii este comparabilă cu (și, periodic, mai bună decât) cea a unităților de producție nou-construite: de exemplu, la cea mai recentă licitație T-4, capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii au obținut o rată de succes mai mare și un volum total mai mare decât unitățile de producție nou-construite.

(180) În cele din urmă, Regatul Unit indică faptul că normele privind PC au fost modificate în iunie 2019 pentru a permite operatorilor răspunsului din partea cererii să realoce componentele unității lor de pe PC în perioada contractuală. Regatul Unit afirmă că, fără o reglementare adecvată, dacă s-ar permite accesul operatorilor răspunsului din partea cererii la contracte pe termen mai lung, în acest caz s-ar putea crea o lacună în sistem. Operatori răspunsului din partea cererii ar putea agrega componente costisitoare pentru a atinge în mod artificial pragurile CAPEX, înainte de a le schimba cu componente mai ieftine în perioada contractuală.

(181) În ceea ce privește excluderea capacităților de interconectare din contractele pe termen mai lung, Regatul Unit observă că, în ciuda lipsei contractelor multianuale pentru capacitățile de interconectare de pe PC, există planuri pentru câteva proiecte de interconectare, ceea ce sugerează că nu sunt necesare contracte pe termen mai lung pentru a stimula astfel de investiții.

(182) Regatul Unit consideră că principiul utilizării pragurilor CAPEX pentru a determina durata contractului rămâne adecvat și ar putea fi extins. Prin urmare, la 12 septembrie 2019, Regatul Unit s-a angajat:

(a) să permită tuturor tipurilor de capacități (cu excepția capacităților de interconectare) să solicite precalificarea pentru a licita pentru diversele durate disponibile ale contractelor, dacă pot să demonstreze că ating pragurile de cheltuieli de capital (CAPEX) descrise la considerentul 75; și

(b) să revizuiască în mod constant aceste praguri CAPEX pentru a asigura faptul că rămân adecvate.

4.2.3.3. Garanția limitată pentru volumul din licitația T-1

(183) Abordarea selectată de a rezerva capacitate pentru licitația T-1 are scopul de a stabili un echilibru între reducerea la minimum a riscurilor asociate cu siguranța alimentării cu energie (care ar favoriza un volum mai mare la licitațiile T-4) față de riscurile de achiziție excesivă (care ar favoriza un volum mai mare la licitațiile T-1). În plus, licitațiile T-1 sunt considerate o cale preferabilă de acces pe piață pentru capacitatea de răspuns din partea cererii, deoarece, în general, această capacitate are termene de execuție mai scurte.

(184) Până în prezent, a fost respectat angajamentul prevăzut în decizia din 2014 privind volumul pentru licitație, volumele reale licitate în cadrul licitațiilor T-1 depășind volumul rezervat cu patru ani mai devreme.

(185) De asemenea, Regatul Unit a indicat faptul că rezervarea cu patru ani înainte pe licitațiile T-1 a unui procent fix din volumul total de capacitate pentru anul de furnizare ar reduce volumul de capacitate disponibil pentru noile instalații în cadrul licitațiilor T-4 și, prin urmare, ar fi discriminatorie. De asemenea, aceasta ar determina creșterea volumului pentru licitațiile T-1 la un nivel care nu poate fi realizat neapărat și poate conduce la licitații T-1 necompetitive, în special dacă acestea coincid cu închiderile suplimentare de centrale.

(186) Capacitatea secretarului de stat să amâne sau să anuleze o licitație de capacitate (a se vedea considerentele 65 și 138) este necesară pentru a asigura supravegherea eficace a PC și a procesului de licitație și pentru a permite guvernului Regatului Unit să ia măsuri în circumstanțe neprevăzute (de exemplu, anularea licitațiilor în urma hotărârii Tribunalului). În plus, Regatul Unit observă că aceste dispoziții afectează în aceeași măsură atât licitațiile T-4 și T-1, cât și toți participanții precalificați. Prin urmare, nu se poate afirma că acestea dezavantajează un anumit tip de furnizori de capacitate.

(187) Pentru a asigura în continuare vizibilitate pentru furnizorii de capacitate, la 12 septembrie 2019, Regatul Unit s-a angajat:

(a) să achiziționeze în continuare, în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte, cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme, în cadrul procesului de stabilire a parametrilor pentru licitația prevăzută cu patru ani înainte pentru același an de furnizare; și

(b) să utilizeze în continuare metodologia de rezervare pe baza unui interval de încredere de 95 % descris la considerentul 62, pentru a determina volumul minim de capacitate care va fi rezervat pentru o licitație prevăzută cu un an înainte.

(188) Potrivit Regatului Unit: (i) o licitație T-2 orientată către unitățile de producție mai mici, descentralizate ar fi discriminatorie în ceea ce privește centralele cu durate de construcție mai lungi. În plus, necesitatea unei licitații T-2 este neclară, deoarece unitățile de producție integrată la scară mică, cu durate de construcție mai scurte, au constituit una dintre cele mai de succes categorii de unități noi de producție din cadrul licitațiilor T-4 până în prezent; (ii) licitațiile săptămânale nu ar transmite semnalele de investiții pe termen lung care reprezintă un obiectiv al PC și nu este clar ce beneficiu ar aduce acestea cu privire la siguranța alimentării cu energie sau în ce mod s-ar deosebi de mecanismele de tranzacționare pe piața secundară existente.

4.2.3.4. Pragul minim de participare

(189) Regatul Unit observă că scopul pragului minim de 2 MW este acela ca administrarea proceselor PC să fie în continuare ușor de gestionat. Posibilitatea de agregare asigură faptul că o capacitate mai mică nu este exclusă de pe piața de capacități sau dezavantajată pe aceasta. A doua licitație tranzitorie nu a reușit să atragă un interes semnificativ din partea CMU mai mici de 2 MW (a se vedea considerentul 68). Regatul Unit indică faptul că, pentru licitațiile recente, nu a avut loc nicio creare de clustere de CMU la nivelul de 2 MW, așa cum ar fi de așteptat dacă ar exista o preferință sau o dorință pentru CMU mai mici. În plus, la fel ca în notificarea sa din 2014, Regatul Unit reamintește că pragul de 2 MW este scăzut în special deoarece serviciile de echilibrare ale National Grid din 2014 au avut praguri de participare mai ridicate [rezerva operațională pe termen scurt (STOR) și răspunsul în frecvență au fost stabilite la 3 MW] și deoarece acesta este mult mai scăzut decât cel utilizat în multe alte mecanisme europene de asigurare a capacității, în care pragurile de 10-50 MW nu sunt neobișnuite [cu trimitere la raport final privind ancheta sectorială referitoare la mecanismele de asigurare a capacității ([48])].

(190) Regatul Unit este de acord cu observațiile părților interesate menționate la considerentele 143-145.

(191) Regatul Unit indică faptul că participarea ca parte a unei CMU agregate ar trebui, în majoritatea cazurilor, să permită o protecție împotriva riscurilor de nefurnizare. Agregatorul poate să își conceapă CMU astfel încât eșecul unei componente să poată fi compensat fie de o altă componentă din cadrul aceleiași CMU, fie de o altă CMU din portofoliu, reducând astfel riscul de a fi supus unor sancțiuni sau unor tarife de reziliere.

(192) De asemenea, Regatul Unit afirmă că menținerea nivelului garanției de participare la licitație la jumătate din nivelul celei pentru unitățile de producție nou-construite este considerată adecvată pentru a asigura faptul că cerința nu creează o barieră nejustificată la intrare pentru noile capacități de răspuns din partea cererii. În ceea ce privește expunerea operatorilor răspunsului din partea cererii la nivelul integral al garanției de participare la licitație chiar dacă sunt confirmate majoritatea componentelor, modificarea regulii de realocare a componentelor (a se vedea considerentul 180) a creat un mecanism de flexibilitate pentru a aborda pe deplin această problemă.

(193) Regatul Unit recunoaște că pot exista câteva CMU mai mici de 2 MW care doresc să participe la licitație și care preferă să nu recurgă la o agregare, însă nu consideră că pragul minim de 2 MW reprezintă o barieră tehnică pentru participarea capacității de răspuns din partea cererii. Totuși, Regatul Unit recunoaște că, din 2014, a existat o tendință către praguri de intrare mai scăzute pe piețele energiei electrice, cum ar fi pragul de 1 MW pentru TERRE ([49]).

(194) Pentru a lua în considerare evoluțiile pieței descrise la considerentul 193, la 12 septembrie 2019, Regatul Unit s-a angajat:

(a) să reducă pragul minim pentru participarea pe PC astfel cum se descrie la considerentele 30 și 31 la 1 MW pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020; și

([48]) Raport final privind ancheta sectorială referitoare la mecanismele de asigurare a capacității, SWD(2016) 385 final.

([49]) Trans-European Replacement Reserve Exchange, o piață paneuropeană de servicii de echilibrare care se preconizează că va intra în vigoare la sfârșitul anului 2019.

(b) să reevalueze acest prag până în octombrie 2021 pentru a examina potențialul unei reduceri suplimentare.

4.2.3.5. Deschiderea măsurii pentru sursele regenerabile de energie și noile tehnologii

(195) Regatul Unit indică faptul că, în 2014, se preconiza că, din cauza costurilor lor mari de investiție, energia eoliană și cea solară vor necesita sprijin puternic și explicit pentru emisii reduse de dioxid de carbon, cum ar fi schema de contracte pe diferență (CpD) sau obligația referitoare la energia regenerabilă (OER) precedentă. Primirea acestor subvenții le-ar exclude, *de facto*, de la participarea pe PC. Prin urmare, s-a considerat că nu este necesar să se elaboreze și să se pună în aplicare norme care să permită participarea acestora.

(196) Regatul Unit recunoaște că costurile de investiție pentru anumite surse regenerabile de energie au scăzut dramatic în ultimii ani. După ce a devenit clar că există interes pentru construirea unor instalații eoliene și solare „fără subvenții" și pentru includerea acestora pe PC, modificările necesare au fost analizate și puse în aplicare cât mai repede posibil – inclusiv stabilind o nouă metodologie de reducere și asigurând faptul că nu există o dublare a ajutorului de stat. Modificările necesare ale normelor privind piața de capacități pentru a adăuga aceste tehnologii intermitente au fost adoptate în parlamentul Regatului Unit la 4 iunie 2019. Regatul Unit confirmă că sursele regenerabile de energie (eoliană și solară) vor putea participa la licitațiile T-1, T-3 și T-4 planificate pentru ianuarie 2020 (sub rezerva unei decizii finale pozitive privind ajutorul de stat referitoare la această schemă). În consecință, parcul eolian menționat la considerentul 146 de mai sus, care nu a putut să participe la precalificarea pentru licitația T-4 anulată din 2018, ar putea totuși să participe la viitoare licitație T-3, și anume pentru același an de furnizare (2022/2023).

(197) Pentru a asigura repetarea unei situații similare cu cea descrisă la considerentul 146 de mai sus, la 12 septembrie 2019, Regatul Unit s-a angajat să elaboreze orice norme necesare (de exemplu, dar fără a se limita la factorii de reducere) pentru a asigura participarea efectivă a oricărui tip nou de capacitate care poate să contribuie în mod eficace la abordarea problemei adecvării capacității de producție, de îndată ce această capacitate are potențialul de a contribui la abordarea problemei adecvării capacității de producție.

(198) Regatul Unit nu este de acord cu observația menționată la considerentul 147 de mai sus. Luând exemplul fenomenului meteorologic extrem din martie 2018 [așa-numita „Beast from the East" (Bestia din Est)], când s-a considerat că vântul a fost un element-cheie pentru evitarea unei situații de presiune asupra rețelei, Regatul Unit subliniază că vântul aduce o contribuție evidentă la siguranța alimentării cu energie. Prin urmare, după o analiză amplă, a fost elaborată o metodologie adecvată de reducere pentru ca aceste instalații să fie incluse pe PC.

4.2.3.6. Participarea capacității interconectate

(199) Regatul Unit indică faptul că a indicat în mod clar dintotdeauna că acesta consideră că participarea directă a capacităților străine pe PC este cea mai bună soluție pentru a contribui la siguranța alimentării cu energie. Totuși, nu a fost posibilă punerea imediată în aplicare a participării directe străine din motivele descrise la considerentul 35 (și la considerentul 28 din decizia de inițiere a procedurii).

(200) Ținând seama de faptul că, din 2014, alte state membre au pus în aplicare mecanisme de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe în perspectiva permiterii participării directe a capacităților străine și ținând seama de intrarea în vigoare, la 4 iulie 2019, a Regulamentului (UE) 2019/943, la 12 septembrie 2019, Regatul Unit s-a angajat:

(a) să depună eforturi pentru a pune în aplicare participarea directă a capacităților străine la licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020, fiind condiționată de acordurile de cooperare cu operatorii de transport și de sistem din țările învecinate în care sunt situate capacitățile participante; și, în orice caz,

(b) să aplice participarea directă a capacităților străine pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe după ce metodologiile, normele comune și condițiile menționate la articolul 26 alineatul (11) din Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică au fost aprobate de ACER și publicate pe site-ul web al acesteia în conformitate cu articolul 27 din regulamentul menționat anterior și după ce acestea devin aplicabile.

(201) Regatul Unit nu consideră că regimul de „limite maxime și minime" pentru capacitățile de interconectare le oferă un avantaj necuvenit la licitațiile de pe piața de capacități. Orice venituri de pe PC sunt luate în considerare înainte de evaluarea veniturilor capacităților de interconectare cu privire la regimul de limite maxime și minime. O capacitate de interconectare ar primi o plată minimă numai dacă veniturile totale (inclusiv veniturile de pe PC) se situează sub limita minimă predefinită. În mod similar, dacă veniturile totale se situează peste limita maximă, capacitatea de interconectare va rambursa consumatorului suma excedentară. Capacitățile de interconectare sunt fi expuse în continuare fluctuațiilor prețurilor de piață și ale veniturilor în conformitate cu regimul de limite maxime și minime.

(202) În cele din urmă, Regatul Unit a indicat că a informat în mod clar toate părțile interesate, din septembrie 2014, că capacitățile de interconectare vor putea să participe la licitațiile pentru anul de furnizare 2019/2020: așadar, nu la licitația T-1 organizată la începutul anului 2018 pentru anul de furnizare 2018/2019. Potrivit Regatului Unit, în cadrul procesului de evaluare a ajutorului de stat pentru 2014, Regatul Unit s-a angajat după cum urmează: în cazul în care evaluarea *ex-post* arată că contribuția capacităților de interconectare la licitația T-4 planificată pentru 2014 a fost subestimată, Regatul Unit va reduce în consecință volumul de capacitate din cadrul licitației T-1 2017 (a se vedea considerentul 124 din decizia din 2014). Regatul Unit a afirmat că, pentru a respecta acest angajament, a fost nevoit să reducă volumul de capacitate care trebuia achiziționat în cadrul licitației T-1 pentru anul de furnizare 2018/2019, care era incompatibil cu o creștere a volumului de capacitate care trebuia achiziționat (care ar fi fost necesar pentru a permite participarea capacităților de interconectare la această licitație T-1). În ceea ce privește metodologia de reducere utilizată pentru capacitățile de interconectare, Regatul Unit a indicat că metodologiile diferă în funcție de tipul de tehnologie pentru a asigura condiții de concurență echitabile. În special, factorii de reducere sunt stabiliți pe baza capacităților de interconectare individuale, din cauza diferențelor dintre capacitățile de interconectare și piețele conectate. În plus, în fiecare an, NG ESO stabilește o serie modelată adecvată de factori de reducere pentru fiecare țară interconectată (utilizând o metodologie paneuropeană stocastică de modelare). Ulterior, această metodologie generală este validată de PTE, care confirmă că analiza efectuată de NG ESO este corectă și adecvată și, apoi, sugerează reducerea adecvată din cadrul fiecărei serii. Secretarul de stat adoptă, apoi, valorile finale. Regatul Unit a subliniat, de asemenea, că atribuirea unor contracte pe termen mai lung capacităților de interconectare nu ar fi în concordanță cu poziția Regatului Unit potrivit căreia modelul bazat pe interconectare este o soluție pe termen scurt (a se vedea considerentul 199 de mai sus) până la introducerea participării directe străine.

4.3. **Proporționalitatea măsurii**

4.3.1. *Diferențele dintre duratele disponibile ale contractelor*

(203) Observațiile legate de duratele disponibile ale contractelor sunt sintetizate în considerentele 177-180 de mai sus.

4.3.2. *Excluderea STOR pe termen lung*

(204) Regatul Unit a afirmat că abordarea adoptată pentru furnizorii STOR pe termen lung (STOR TL) din 2014 s-a bazat pe cele mai bune dovezi disponibile la acel moment. Se preconizează că operatorii vor realiza profituri excepționale dacă li se permite să participe pe PC, ceea ce ar fi în contradicție cu dispozițiile de la punctele 228 și 230 din EEAG. La acel moment, era rezonabil să se preconizeze că operatorii STOR vor avea plăți de utilizare substanțiale în anii următori în plus față de plățile de disponibilitate fixe.

(205) Regatul Unit nu a preconizat că plățile de utilizare vor înceta efectiv în totalitate. În prezent, este probabil ca, doar în cazul unei situații de presiune asupra rețelei, furnizorii STOR TL să primească plăți de utilizare, deoarece NG va dispeceriza toate resursele de care dispune în situația respectivă.

(206) Regatul Unit a afirmat că excluderea centralelor STOR TL de la ofertarea pe PC pentru contracte pe termen lung este în concordanță cu logica oferirii unor contracte pe termen lung doar acelor centrale care, în caz contrar, s-ar confrunta cu o barieră la intrare. În plus, centralele date în exploatare până la data primei licitații pe PC din 2014 nu mai puteau fi considerate „noi”.

(207) Regatul Unit a subliniat că operatorii ar putea decide să se retragă din contractele STOR dacă sunt câștigători la o licitație pe PC, deoarece rezilierea contractelor lor STOR pe termen lung este lipsită de sancțiuni.

(208) Regatul Unit a explicat că „mecanismul de claw-back” (mecanismul de recuperare) sugerat nu a fost propus de partea interesată în 2014 și nu a fost considerat necesar deoarece veniturile disponibile pentru operatorii STOR TL se consideră că erau echivalente cu schemele de subvenții pentru emisii reduse de dioxid de carbon (CpD, OER, FiT) care au fost excluse, de asemenea, de la participarea pe PC.

(209) Regatul Unit a observat că măsura corectivă propusă de partea interesată de a atribui centralelor contracte în mod retroactiv începând din 2014 este nerezonabilă. Aceasta ar asigura operatorului venituri fără risc finanțate de consumatori pentru o perioadă în care operatorul nu a avut nicio obligație de furnizare pe PC.

(210) Deoarece condițiile de piață pot să se fi modificat din 2014, Regatul Unit dorește să analizeze dacă este adecvat să fie permisă eligibilitatea acestora pentru licitațiile viitoare.

4.3.3. *Metoda recuperării costurilor*

(211) Regatul Unit a subliniat că, în ceea ce privește evaluarea proporționalității unei măsuri, EEAG (la punctul 3.9.5) nu includ finanțarea unei măsuri de asigurare a adecvării capacității de producție drept criteriu relevant. Cu toate acestea, Regatul Unit consideră că metodologia de taxare este proporțională.

(212) Regatul Unit a indicat faptul că, indiferent de cât de mult este stimulată capacitatea de răspuns din partea cererii prin evitarea costurilor pe PC, acest lucru nu se poate reflecta într-o reducere a volumului general de pe PC. Motivul este acela că aceeași capacitate de răspuns din partea cererii este eligibilă să participe pe PC și să furnizeze volumul solicitat. Reducerea volumului general pe PC ar risca să determine dubla contabilizare a capacității furnizate de acest furnizor al răspunsului din partea cererii: în primul rând, ca o reducere preconizată a cererii bazată pe piață și, în al doilea rând, ca furnizor de capacitate de răspuns din partea cererii pe PC dacă este câștigător la licitație.

(213) În plus, există deja stimulente puternice pentru reducerea cererii în cele trei perioade de vârf de triadă de jumătate de oră (valoarea beneficiului care rezultă din dispozițiile privind taxarea utilizării sistemului de către rețeaua electrică de transport a crescut de la aproximativ 10 GBP/kW în 2005/2006 la aproximativ 47 GBP/kW în 2016/2017 și s-a preconizat că va crește la peste 70 GBP/kW până în 2020/2021). Permiterea evitării costurilor pe PC în aceeași perioadă ar fi puțin probabil să stimuleze orice activitate suplimentară de răspuns din partea cererii, dar ar putea asigura o recompensă financiară mai mare pentru furnizorii răspunsului din partea cererii care acționau deja în vederea reducerii cererii în aceste momente.

(214) Regatul Unit a observat că evenimentele de presiune asupra rețelei nu vor fi corelate neapărat cu cele trei perioade de jumătate de oră care reprezintă triadele – situațiile de presiune asupra rețelei pot fi asociate, de asemenea, cu perioadele de disponibilitate scăzută a capacității de producție (de exemplu, cea eoliană) sau pot să dureze mai mult. În plus, previzionarea ofertei (și a cotei de piață a ofertei) în perioadele de triadă este dificilă deoarece triadele sunt identificate *ex post* (și anume, calendarul acestora nu este cunoscut decât după sfârșitul sezonului de triadă). Prin urmare, furnizorii s-ar putea confrunta cu discrepanțe mari între previziunile lor și costurile lor reale pe PC, ceea ce ar putea conduce la creșterea costului pentru consumatori, deoarece furnizorii ar încerca să gestioneze incertitudinea transferând costurile cu primă de risc. În plus, dacă metodologia recuperării costurilor pe PC se bazează pe un număr mai mare de ore (și anume, intervalele de vârf între orele 16.00-19.00 în fiecare zi a săptămânii în timpul iernii), va fi mai dificil pentru consumatorii industriali mai mari să evite complet costurile pe PC și, prin urmare, aceștia ar fi tratați într-un mod mai similar cu consumatorii casnici și cu micile întreprinderi.

(215) Potrivit Regatului Unit, argumentul că metodologia actuală încurajează doar producția din spatele contorului precum capacitatea de răspuns din partea cererii se bazează pe ipoteza că perioada cuprinsă între orele 16.00-19.00 este prea mare pentru ca respectivii consumatori să reducă periodic cererea între aceste ore. Regatul Unit observă că nu este necesară reducerea cererii în toată perioada pentru a obține beneficii; acest lucru ar presupune doar că furnizorii de capacitate redusă de răspuns din partea cererii nu ar obține beneficiile complete.

(216) Deși Regatul Unit consideră că metodologia aleasă a recuperării costurilor este proporțională prin faptul că are un oarecare efect stimulativ pentru capacitatea de răspuns din partea cererii și evită sau atenuează impactul negativ asociat cu metodologia triadelor, Regatul Unit intenționează să analizeze, în cadrul procesului de revizuire pe cinci ani, dacă ar putea fi utile anumite modificări pentru a reflecta experiența și evoluția pieței.

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

(217) Regatul Unit a observat că Regulamentul (UE) 2019/943 obligă statele membre să elimine treptat contractele și plățile pentru capacitățile de producție (inclusiv pentru producătorii utilizați de operatorii răspunsului din partea cererii din spatele contorului) care au emisii mai mari de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică. O modificare corespunzătoare a Normelor privind piața de capacități a intrat în vigoare la 18 iulie 2019. Aceasta a introdus o limită a emisiilor de carbon la acel nivel pentru capacitățile nou-construite care urmăresc să se precalifice pentru licitațiile de capacitate care urmează să fie organizate la începutul anului 2020 (inclusiv pentru orice componente nou-construite care participă la licitație drept capacități neconfirmate de răspuns din partea cererii).

(218) La 12 septembrie 2019, Regatul Unit s-a angajat să respecte dispozițiile Regulamentului (UE) 2019/943 și, în special, să adopte, până la sfârșitul anului 2020, modificări normative pentru a asigura faptul că, cel târziu de la 1 iulie 2025, capacitățile de producție care au început producția comercială înainte de 4 iulie 2019 și care au emisii mai mari de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat nu sunt angajate și nici nu primesc plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul pieței de capacități.

4.5. **Clauza de standstill**

(219) Regatul Unit recunoaște că consecința hotărârii Tribunalului este aceea că, până când și cu excepția cazului în care Comisia adoptă o decizie de aprobare a acordării ajutorului de stat în cadrul schemei PC în urma unei investigări oficiale, Regatul Unit nu este autorizat să acorde ajutor. Totuși, din hotărâre nu rezultă că Regatul Unit nu poate să utilizeze elemente ale schemei care nu implică acordarea vreunui ajutor.

(220) Potrivit Regatului Unit, nu se produce o încălcare a clauzei de standstill în următoarele situații:

(a) atribuirea contractelor condiționate de capacități („JRC") în urma unei licitații T-1 de suplimentare organizate în iunie 2019 [a se vedea considerentul 18 litera (a)], deoarece JRC nu conferă furnizorilor un avantaj economic decât dacă și până când Comisia acordă aprobarea pentru ajutorul de stat. Furnizorii vor trebui să îndeplinească anumite obligații fără nicio garanție că vor primi plăți de capacități sau alt avantaj economic, deoarece plățile sunt condiționate de aprobarea Comisiei;

(b) impunerea îndeplinirii de către furnizori a obligațiilor care le revin conform contractelor de capacități existente în perioada de standstill. Din nou, furnizorii nu au nicio garanție că plățile de capacități vor fi efectuate în cele din urmă. În plus, acest lucru impune o povară asupra furnizorilor de capacitate și nu le acordă un beneficiu;

(c) permiterea efectuării de către furnizori a unor plăți voluntare către organismul de decontare de pe PC în perioada de standstill pentru a-și compensa potențialele datorii legate de taxele aplicate furnizorilor și permiterea primirii acestor plăți de către organismul de decontare. Plățile furnizorilor nu vor finanța ajutorul decât dacă și până când Comisia acordă aprobarea pentru ajutorul de stat.

4.6. **Transparență**

(221) Regatul Unit s-a angajat să aplice condițiile de transparență prevăzute în secțiunea 3.2.7 din EEAG, în măsura în care acestea sunt aplicabile ajutorului acordat în cadrul pieței de capacități.

5. EVALUAREA AJUTORULUI

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

(222) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat opinia preliminară că măsura constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din tratat. Nici Regatul Unit și nici vreo parte interesată nu au contestat această opinie.

(223) Articolul 107 alineatul (1) din tratat definește ajutorul de stat ca orice „[ajutoare] acordate de state sau prin intermediul resurselor de stat, sub orice formă".

(224) 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".

(225) La articolul 107 alineatele (2) și (3) din tratat se enumeră circumstanțele specifice în care ajutorul este sau poate fi, totuși, considerat compatibil cu piața internă. Evaluarea de către Comisie a posibilității ca oricare dintre circumstanțele respective să se aplice în acest caz este prezentată în secțiunea 6.

5.1.1. *Imputabilitatea în ceea ce privește statul și finanțarea prin intermediul resurselor de stat*

(226) Pentru ca măsurile să fie considerate ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din tratat, (a) acestea trebuie să fie imputabile statului și (b) sumele de bani trebuie să provină din fondul statului, fiind acordate, în mod direct sau indirect, de către un organism public conceput sau înființat de stat ([50]). Din motivele prezentate la considerentele 227-229 din prezenta decizie, Comisia consideră că măsura este imputabilă Regatului Unit și că plățile de capacitate constituie resurse de stat deoarece acestea se află sub controlul statului.

(227) Piața de capacități a fost instituită de secretarul de stat al Regatului Unit pentru energie și schimbări climatice în temeiul competențelor care i-au fost conferite prin Legea privind energia electrică din 2013. La 1 august 2014, Regatul Unit a adoptat legislația secundară formată din Reglementările privind capacitatea de energie electrică și din Normele privind piața de capacități, care guvernează punerea în aplicare a pieței de capacități. Statul este responsabil pentru probleme precum aprobarea volumului de capacitate care trebuie licitat, procedurile de precalificare, conținutul contractelor de capacități și obligațiile titularilor de capacități.

([50]) 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.

(228) Regatul Unit a înființat un organism de decontare care să asigure responsabilitatea, guvernanța și controlul procesului de decontare și al plăților efectuate. Organismul de decontare este deținut de stat și autoritățile britanice au afirmat că guvernul deține controlul general asupra acestuia (a se vedea considerentul 27).

(229) Astfel cum se descrie la considerentele 88 și 89, măsura este finanțată printr-o suprataxă (taxă) stabilită prin lege și impusă tuturor furnizorilor autorizați. Taxa este obligatorie și este colectată de organismul de decontare. Ulterior, organismul de decontare dispune plățile care trebuie să fie efectuate către furnizorii de capacitate. Statul, prin organismul de decontare, are competența de a dispune de fonduri.

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

(230) 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 ([51]).

(231) Comisia observă că ofertanții câștigători la licitațiile de pe piața de capacități primesc o remunerație prin PC pe care nu ar primi-o dacă ar funcționa în continuare pe piața energiei electrice în condiții economice normale, vânzând doar energie electrică și servicii auxiliare (BETTA – descrise în secțiunea 2.8). Prin urmare, măsura conferă un avantaj economic întreprinderilor care au fost câștigătoare la licitațiile de pe PC. Acest avantaj este selectiv prin faptul că favorizează doar anumite întreprinderi, și anume ofertanții câștigători la licitațiile de pe PC, care se află într-o situație comparabilă de fapt și de drept cu alți furnizori de capacitate, care fie nu au putut să participe sau nu au participat la licitațiile de pe PC, fie au participat, dar nu au fost câștigători.

(232) În plus, măsura a conferit, până acum, un avantaj selectiv numai anumitor întreprinderi care au putut să contribuie la abordarea problemei de adecvare, deoarece capacitățile mai mici de 2 MW (a se vedea considerentele 30 și 31) și capacitățile străine sunt excluse de la participarea directă pe PC (a se vedea considerentul 34), chiar dacă și acestea pot să contribuie la reducerea problemei de adecvare. În viitor, existența unui prag minim pentru participarea pe PC, chiar dacă acesta este redus în maniera descrisă la considerentul 193, va exclude în continuare unele capacități de la participarea directă (și anume, fără agregare) pe PC. În plus, cu excepția cazului în care toate capacitățile străine situate în state membre învecinate sau neînvecinate pot să participe pe PC, PC va exclude în continuare anumite întreprinderi care pot să contribuie la abordarea problemei de adecvare. În consecință, și din această perspectivă mai restrânsă, măsura conferă un avantaj selectiv.

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

(233) Măsura riscă 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 ([52]). 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 tratat*

(234) Având în vedere evaluarea prezentată în această secțiune, Comisia concluzionează că măsura constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din tratat. Articolul 107 alineatul (1) face obiectul aplicării oricăruia dintre motivele specifice de compatibilitate prevăzute la articolul 107 alineatele (2) și (3) din tratat. Singurul motiv care ar putea fi relevant în acest caz este cel menționat la articolul 107 alineatul (3) litera (c). Secțiunea 6 evaluează dacă acest motiv este îndeplinit în cazul de față.

5.2. **Legalitatea ajutorului**

(235) Deși piața de capacități a fost notificată de autoritățile britanice înainte de a fi pusă în aplicare, decizia din 2014 de autorizare a măsura a fost anulată ulterior de Tribunal. Având în vedere hotărârea Tribunalului de anulare a deciziei din 2014, punerea în aplicare a măsurii în cauză până la pronunțarea hotărârii Tribunalului trebuie să fie considerată ilegală ([53]).

([51]) 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.

([52]) A se vedea, în special, Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (JO L 211, 14.8.2009, p. 15), Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 55), Regulamentul (UE) 2019/943 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).

([53]) A se vedea cauza C-199/06, CELF, ECLI:EU:C:2008:79, punctele 61 și 64.

(236) De la pronunțarea hotărârii Tribunalului și anularea deciziei din 2014 din noiembrie 2018, Regatul Unit a instituit anumite măsuri, enumerate la considerentul 18. În această secțiune se analizează dacă măsurile în cauză constituie un nou ajutor ilegal.

(237) În primul rând, în ceea ce privește organizarea unei licitații T-1 de suplimentare în iunie 2019, nu s-a produs nicio încălcare a clauzei de standstill, deoarece contractele atribuite ca urmare a respectivei licitații au conținut o clauză de condiționalitate în sensul că acestea pot să confere drepturi numai dacă există o decizie pozitivă privind ajutorul de stat. Prin urmare, măsura instituită de Regatul Unit după noiembrie 2018 nu constituie un nou ajutor ilegal.

(238) În al doilea rând, în ceea ce privește aplicarea în continuare a contractelor de capacități atribuite la licitațiile organizate înainte de noiembrie 2018 și colectarea taxelor pe PC de la furnizori în timp ce plățile pe PC au fost suspendate, Regatul Unit nu a încălcat clauza de standstill. Nu s-ar putea considera că aceste măsuri au acordat vreun avantaj economic, deoarece ele reprezintă un cost pentru societăți, și nu un beneficiu. Prin urmare, această măsură în sine nu constituie un nou ajutor ilegal.

(239) În al treilea rând, în ceea ce privește lansarea procedurilor de precalificare la 22 iulie 2019 pentru o licitație T-1, o licitație T-3 și o licitație T-4, fiecare dintre acestea fiind planificată să aibă loc în primul trimestru din 2020, deocamdată nu a fost semnat niciun contract. Prin urmare, nici această măsură nu constituie un nou ajutor ilegal.

6. **COMPATIBILITATEA CU PIAȚA INTERNĂ ÎN TEMEIUL ARTICOLULUI 107 ALINEATUL (3) LITERA (C) DIN TRATAT**

(240) Articolul 107 alineatul (3) literele (a)-(e) din tratat specifică anumite tipuri de ajutor care pot fi considerate compatibile cu piața internă. Litera (c) acoperă 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.

(241) Orientările Comisiei privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020 ([54]) („EEAG") stabilesc condițiile în care ajutoarele pentru energie și mediu pot fi considerate compatibile cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din tratat. EEAG sunt aplicabile de la 1 iulie 2014. Secțiunea 3.9 din EEAG stabilește condițiile specifice pentru ajutoarele acordate pentru a asigura adecvarea capacității de producție.

(242) Astfel cum se menționează la considerentul 235 de mai sus, rezultatul anulării deciziei din 2014 este acela că punerea în aplicare a ajutorului până la pronunțarea hotărârii Tribunalului trebuie să fie considerată ilegală. În conformitate cu Comunicarea Comisiei privind stabilirea regulilor aplicabile pentru evaluarea ajutorului de stat ilegal ([55]), Comisia a evaluat compatibilitatea măsurii cu piața internă pe baza condițiilor stabilite în secțiunea 3.9 din Orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie (EEAG). Conform punctului (248) din EEAG, ajutoarele ilegale în domeniul energiei ar trebui să fie evaluate în temeiul regulilor în vigoare la data acordării ajutorului, și anume 16 decembrie 2014.

(243) Procedura pentru adoptarea unei noi decizii poate fi reluată chiar din punctul în care a apărut nelegalitatea ([56]).

6.1. **Obiectivul de interes comun și necesitatea măsurii**

(244) Secțiunile 3.9.1 și 3.9.2 din EEAG stabilesc condițiile specifice care trebuie să fie aplicate atunci când se evaluează măsura în care ajutoarele contribuie la un obiectiv de interes comun bine definit și măsura în care există necesitatea intervenției statului.

(245) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a ajuns la concluzia preliminară că piața de capacități contribuie la un obiectiv de interes comun și este necesară.

6.1.1. *Obiectivul de interes comun*

(246) În 2014, Regatul Unit a instituit o metodologie de identificare a preocupării privind adecvarea capacității de producție pe baza unui model care utilizează standardul de adecvare și de fiabilitate durabil ca indicator pentru adecvarea capacității de producție. În notificarea sa din 2014, Regatul Unit a demonstrat că standardul de adecvare și de fiabilitate durabil nu putea să atingă niveluri critice patru ani mai târziu, și anume, începând din 2018/2019. Aceste constatări au fost, în linii mari, în concordanță cu cele publicate de ENTSO-E în cel mai recent raport privind adecvarea sistemului, disponibil la acel moment ([57]). În 2014, ENTSO-E a estimat că, în scenariul A pentru Regatul Unit (care a luat în considerare doar evoluțiile capacității de producție care au fost considerate sigure), capacitățile rămase după 2016 ar fi putut fi insuficiente pentru a acoperi o marjă de referință a adecvării în lipsa importurilor de capacități de interconectare.

([54]) JO C 200, 28.6.2014, p. 1.
([55]) Comunicarea Comisiei privind stabilirea regulilor aplicabile pentru evaluarea ajutorului de stat ilegal (JO C 119, 22.5.2002, p. 22).
([56]) Cauza 34/86, Consiliu/Parlament, Rec., 1986, p. 2155, punctul 47; cauza C-415/96, Spania/Comisia, Rec., 1998, p. I-6993, punctul 31; și cauza C-458/98 P, Industrie des poudres sphériques/Consiliul, Rec., 2000, p. I-8147, punctul 82.
([57]) ENTSO-E (2014), „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030" (Perspective privind scenariul și previziuni privind adecvarea pentru perioada 2014-2030), 2 iunie 2014.

(247) Conform celor mai recente constatări ale ENTSO-E din Mid-term Adequacy Forecast 2018 (Previziuni intermediare privind adecvarea 2018 – MAF 2018) ([58]), nivelul LOLE (ore/an) pentru Regatul Unit din scenariul de bază este estimat la 1,29 în 2020 și la 1,30 în 2025, cu mult sub obiectivul LOLE de 3 ore stabilit de Regatul Unit, astfel cum se descrie la considerentul 98. MAF 2018 indică faptul că „rezultatele îmbunătățite prevăzute în MAF 2018 pot fi atribuite, de asemenea, mecanismelor existente de asigurare a capacității". MAF 2018 a fost publicat la 3 octombrie 2018, și anume înainte de hotărârea Tribunalului de anulare a deciziei din 2014. Prin urmare, pentru calculul din MAF 2018 s-a ținut seama de efectele existenței PC în Regatul Unit. Într-adevăr, în apendicele 2 la MAF 2018, Regatul Unit indică faptul că „Regatul Unit a instituit o piață de capacități (PC) pentru a asigura faptul că avem suficientă capacitate disponibilă pentru a ne îndeplini standardul de fiabilitate pentru previziunea pierderilor de sarcină (LOLE) de 3 ore/an. Rezultatele pentru MAF sunt în conformitate cu aceste previziuni și, prin urmare, nu anticipăm preocupări legate de adecvare în Regatul Unit."

(248) Identificarea unei necesități persistente pentru o PC în viitor trebuie să se bazeze pe scenarii contrafactuale, presupunând că nu există o PC în Regatul Unit. Astfel cum se descrie la considerentele 102-104, analizele arată că, atunci când PC este exclusă din modelare, este probabil ca standardul de fiabilitate (LOLE) să fie încălcat în fiecare an inclus în modelare. În special, analiza efectuată de NG, descrisă la considerentul 103, se bazează pe scenariul de bază privind RPEE utilizat în scenariile energetice pentru viitor ale NG. Scenariile energetice pentru viitor stau, de asemenea, la baza ipotezelor utilizate în MAF 2018 pentru Regatul Unit. Prin urmare, în conformitate cu punctul 221 din EEAG, analiza efectuată de NG este în concordanță cu analiza efectuată de ENTSO-E.

(249) PC poate avea ca rezultat sprijinirea producției pe bază de combustibili fosili. Totuși, astfel cum se descrie în secțiunea 2.8.4, Regatul Unit a pus deja în aplicare, pune în aplicare sau ia în considerare măsuri suplimentare pentru a aborda disfuncționalitățile pieței identificate de Regatul Unit, și anume faptul că fiabilitatea este bun public, precum și așa-numita problemă a „banilor lipsă". Aceste măsuri suplimentare au scopul de a îmbunătăți participarea capacității de răspuns din partea cererii, reformarea mecanismelor cash-out și promovarea unor niveluri crescute de interconectare. Comisia consideră că aceste măsuri suplimentare ar trebui să conducă la o reducere a volumelor de capacitate care trebuie să fie achiziționate pe PC. În plus, Comisia observă că Regatul Unit propune măsuri ad-hoc pentru a sprijini producția cu emisii reduse de dioxid de carbon (de exemplu, contracte pe diferență) și a adoptat standarde de performanță riguroase în materie de emisii pentru a împiedica darea în exploatare a unităților de producție cu factor de emisie de CO_2 mare. Regatul Unit raportează că acest lucru a condus la o scădere puternică a numărului de generatoare diesel nou-construite care au câștigat contracte de capacități din 2014 ([59]). În plus, Comisia observă că evaluarea anuală a adecvării capacității de producție ia în considerare volumul de producție, contribuția capacităților de interconectare, fiind în același timp deschisă tuturor tipurilor de furnizori de capacități, inclusiv operatorilor răspunsului din partea cererii. Prin urmare, Comisia consideră că Regatul Unit a explorat suficient mijloace de atenuare a impactului negativ pe care măsura îl poate avea asupra obiectivului de eliminare treptată a subvențiilor dăunătoare mediului, în conformitate cu punctul 220 din EEAG.

(250) Măsura vizează achiziționarea volumului de capacitate necesar pentru îndeplinirea standardului de fiabilitate. Prin urmare, măsura are un obiectiv bine definit. În schimbul primirii plăților de capacitate, furnizorii de capacitate se angajează să furnizeze energie în perioadele de presiune asupra rețelei. Metodologia pentru stabilirea volumului de capacitate care trebuie licitat are la bază o evaluare anuală a siguranței alimentării cu energie efectuată de operatorul de sistem.

6.1.2. *Necesitatea măsurii*

(251) Natura și cauzele problemei privind adecvarea capacității de producție au fost analizate și cuantificate, astfel cum se prezintă în secțiunile 2.8.2 și 2.8.3 de mai sus. Unitatea de măsură pentru cuantificare (și anume, standardul de fiabilitate) a fost descrisă și metoda sa de calcul a fost pusă la dispoziție (a se vedea considerentele 46 și 47 de mai sus). Prin urmare, Comisia concluzionează că punctul 222 din EEAG este respectat.

(252) Astfel cum se explică la considerentul 128, unele părți interesate au exprimat preocupări cu privire la necesitatea PC.

(253) În ceea ce privește pretinsa stare actuală de exces de ofertă de pe piața energiei electrice din Regatul Unit semnalată de unele părți interesate, Comisia a analizat argumentele prezentate de părțile interesate [a se vedea considerentul 128 litera (a)] și de Regatul Unit (a se vedea considerentul 166). Comisia consideră că criticile aduse de părțile interesate nu pun sub semnul întrebării necesitatea PC. În special, la fel ca orice alt mecanism de asigurare a capacității, PC se confruntă cu incertitudini importante, care necesită stabilirea unui echilibru între riscul de achiziție excesivă, pe de o parte și caracterul inadecvat al sistemului, pe de altă parte. În această privință,

([58]) https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/

([59]) Potrivit Regatului Unit, în 2015, peste 500 MW de capacitate diesel nou-construită a câștigat contracte de capacități (în principal, centrale de vârf mici, fiind identificat un număr total de 36 de CMU). Acest volum a scăzut la doar 5 MW (1 CMU) până la licitația din 2017. Regatul Unit raportează că s-ar putea preconiza că producția diesel existentă va scădea semnificativ la licitația T-4 din 2019, deoarece controlul emisiilor pentru centralele existente intră în vigoare pentru centralele existente în ianuarie 2024 (pentru centralele cu capacitate cuprinsă între 5 și 50 MW).

marjele de capacitate mai bune decât cele preconizate din iarna anului 2018/2019 reflectă această incertitudine ([60]). În plus, astfel cum a explicat Ofgem în raportul său final menționat în considerentul 21, cifrele marjelor calculate înainte de punerea în aplicare a schemei PC începând din 2017 au inclus rezerva de echilibrare pentru contingențe („REC") și, fără aceste măsuri, marjele de capacitate ar fi fost mult mai scăzute ([61]). În raportul său, Ofgem a explicat, de asemenea, că previziunile privind LOLE pentru cei cinci ani de furnizare anteriori au sprijinit, de asemenea, opinia Ofgem potrivit căreia este imperios necesar să se mențină PC. În plus, prețurile mici de închidere de la licitațiile de pe PC pot fi considerate o dovadă a nivelului ridicat de concurență din cadrul licitațiilor de pe PC și nu neapărat un semn de capacitate în exces. În cele din urmă, astfel cum se explică la considerentul 34, capacitățile de interconectare au putut să participe la licitațiile de pe PC începând de la a doua licitație din 2015, astfel încât a fost luată în considerare contribuția lor la siguranța alimentării cu energie.

(254) În ceea ce privește ideea avansată de unele părți interesate potrivit căreia adecvarea capacității de producție ar fi asigurat mai bine printr-o piață exclusiv a energiei, Comisia observă argumentele unor părți interesate [a se vedea considerentul 128 litera (b)] și ale Regatului Unit (a se vedea considerentul 167). Comisia nu consideră că există motive pentru modificarea concluziilor formulate în tabelul 8 din decizia de inițiere a procedurii și le menține: Comisia acceptă că, atât timp cât nu sunt disponibile contorizarea individuală în timp real și contractele cu preț dinamic semnate de majoritatea utilizatorilor, fiabilitatea prezintă multe dintre caracteristicile unui bun public. În viitorul apropiat, este puțin probabil ca respectivii consumatori să își gestioneze consumul în mod sistematic ca răspuns la semnalele de deficit de pe piețe, astfel că se va menține caracterul de bun public al siguranței alimentării cu energie electrică.

(255) În mod similar, în ceea ce privește problema legată de disfuncționalitatea pieței denumită „problema banilor lipsă", Comisia observă argumentele prezentate de unele părți interesate [a se vedea considerentul 128 litera (c)] și de Regatul Unit (a se vedea considerentul 168). Comisia nu consideră că există motive pentru modificarea concluziilor formulate în tabelul 8 din decizia de inițiere a procedurii și le menține. În special, Comisia reafirmă că punerea în aplicare a unei piețe de capacități nu poate să fie în detrimentul piețelor pe termen scurt funcționale. Reformele menționate în secțiunea 2.8.4 de mai sus contribuie la îmbunătățirea funcționării piețelor energiei electrice din Regatul Unit, însă nu elimină problema „banilor lipsă".

(256) Pe baza evaluării de la considerentele 254 și 255 de mai sus, Comisia concluzionează că Regatul Unit a demonstrat în mod clar motivele pentru care nu se poate preconiza că piața va furniza capacitatea adecvată în lipsa pieței de capacități, în conformitate cu punctul 223 din EEAG.

(257) În ceea ce privește estimarea potențialului capacității de răspuns din partea cererii, Comisia subliniază că, în conformitate cu punctul 224 litera (b) din EEAG, Comisia trebuie să ia în considerare, printre altele și dacă este cazul, numai elementele care îi sunt prezentate și care au legătură cu evaluarea impactului participării capacității de răspuns din partea cererii. Comisia observă estimările extrem de diferite prezentate de părțile interesate [a se vedea considerentul 128 litera (d)] și de Regatul Unit (a se vedea considerentul 169) ca răspuns la decizia de inițiere a procedurii. Comisia observă, de asemenea, că, astfel cum se prezintă în tabelul 1, volumul de capacitate de răspuns din partea cererii care participă la licitațiile de pe PC a continuat să crească, ajungând la 2,6 GW în cadrul licitației T-4 organizate în 2018.

(258) Dintre diversele măsuri adoptate de Regatul Unit pentru a încuraja răspunsul părții de consum în conformitate cu punctul 224 litera (b) din EEAG, doar licitațiile tranzitorii au fost criticate de unele părți interesate ca fiind insuficiente pentru a promova participarea capacității de răspuns din partea cererii [a se vedea considerentul 128 litera (d)]. Comisia ia act de argumentele Regatului Unit, prezentate în considerentul 170, precum și de observațiile altor părți interesate, prezentate în considerentul 126. În special, Comisia consideră că licitațiile tranzitorii au fost concepute pentru a promova capacitatea de răspuns din partea cererii, prin excluderea aproape a oricăror altor tipuri de capacitate. În mod semnificativ, aceste licitații s-au închis la prețuri mai mari decât licitațiile obișnuite de pe PC.

([60]) Conform raportului Ofgem privind State of the Energy Market 2019: „PC a contribuit la sprijinirea unor marje zilnice pentru iarna anului 2018/2019 mai ridicate decât în anii anteriori și a continuat să reducă și să stabilizeze prețurile cash-out prin creșterea capacității sistemului". În raportul său final menționat în considerentul 21, Ofgem prevede, de asemenea, că: „În primul an complet de funcționare a PC (2017/2018), marjele zilnice de capacitate în sezonul de iarnă au fost mai mari decât în iarna anului 2016/2017. Acest lucru sugerează că PC a fost eficace până în prezent în ceea ce privește îmbunătățirea marjelor de capacitate. PC a făcut acest lucru combinând reducerea tarifului la care se închide capacitatea existentă cu stimularea investițiilor în noi capacități."

([61]) REC este formată din rezerva de echilibrare suplimentară (RES), în care centralele electrice au fost contractate de NGESO în afara pieței pentru a fi pregătite să producă energie electrică suplimentară și din rezerva de echilibrare a răspunsului din partea cererii („REPC"), în care societățile au fost contractate de NGESO să își reducă perioadele de cerere maximă de utilizare a energiei electrice. Potrivit Ofgem, de exemplu, „în 2016/2017, NGESO a achiziționat aproximativ 3,5 GW din REC, așadar, fără utilizarea acestui instrument suplimentar de achiziții publice, marja s-ar fi situat, de fapt, peste zero".

(259) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC contribuie la un obiectiv de interes comun bine definit și că aceasta este necesară în conformitate cu secțiunile 3.9.1 și 3.9.2 din EEAG.

6.2. **Adecvarea măsurii**

(260) Secțiunea 3.9.3 din EEAG prezintă condițiile pentru a evalua dacă o măsură este un instrument de politică adecvat pentru a aborda obiectivul de interes comun.

6.2.1. *Alegerea instrumentului*

(261) Astfel cum se menționează la considerentele 129 și 171, unele părți interesate au indicat faptul că o rezervă strategică ar fi mai adecvată decât o piață de capacități la nivelul întregii piețe pentru a aborda problema adecvării capacității de producție în Regatul Unit. În schimb, Regatul Unit a considerat că o rezervă strategică nu ar soluționa disfuncționalitățile subiacente ale pieței (a se vedea considerentele 171 și 172).

(262) Astfel cum se explică în Raportul final privind ancheta sectorială referitoare la mecanismele de asigurare a capacității ([62]), nu este necesară o intervenție pe termen lung dacă evaluările adecvării arată și factorii de decizie sunt convinși că, pe termen lung, piața poate fi reformată pentru a asigura stimulente suficiente pentru investiții și că există capacitate disponibilă suficientă pentru a asigura siguranța alimentării cu energie până atunci. Totuși, ar putea fi necesar să se asigure faptul că acea capacitate existentă nu se închide în mod prematur. În aceste circumstanțe, este probabil ca o rezervă strategică să fie cel mai adecvat răspuns, deoarece poate să contribuie la controlul volumului de capacitate existentă care iese de pe piață. În cazul în care sunt identificate preocupări pe termen lung legate de adecvare, este probabil ca mecanismul de asigurare a capacității cel mai adecvat pentru a aborda această problemă să fie o schemă bazată pe volum, la nivelul întregii piețe.

(263) O rezervă strategică nu ar soluționa problema investițiilor identificată pentru centralele noi. În schimb, mecanismele de asigurare a capacității la nivelul întregii piețe sunt mai eficace în ceea ce privește încurajarea investițiilor pentru a aborda preocupările pe termen mai lung legate de adecvare.

(264) PC a fost concepută pentru a sprijini și a completa evoluția în curs pe piață și pentru a fi coerentă cu piața internă a energiei și cu politicile energetice ale Uniunii, și anume, elaborarea unui răspuns activ din partea cererii, creșterea concurenței și a investițiilor în capacitățile interconectate.

(265) Prin urmare, Comisia concluzionează că instrumentul ales este adecvat pentru a soluționa disfuncționalitatea subiacentă a pieței care împiedică investițiile pe termen lung.

6.2.2. *Remunerație numai pentru serviciul de simplă disponibilitate a capacității*

(266) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat opinia preliminară că măsura remunerează serviciul de simplă disponibilitate a capacității. Totuși, astfel cum se explică la considerentele 130-132 din prezenta decizie, unele părți interesate au exprimat preocupări cu privire la acest aspect.

(267) În ceea ce privește preocuparea exprimată de părțile interesate cu privire la dispozițiile privind notificarea pentru situațiile de presiune asupra rețelei (a se vedea considerentul 130), Comisia consideră că punerea în aplicare a unui mecanism de dispecerizare ar putea să afecteze semnalele pieței și, prin urmare, ar putea fi considerată incompatibilă cu punctul 225 din EEAG.

(268) În ceea ce privește consolidarea propusă a regimului de sancțiuni (a se vedea considerentele 131 și 174) și, de asemenea, preocupările exprimate de părțile interesate cu privire la modelul de „energie furnizată" al PC (a se vedea considerentele 132 și 175), beneficiarii primesc compensație pentru unitățile de capacitate pe care le pun la dispoziție (GBP/MW) și nu pentru energia furnizată (GBP/MWh). Acest lucru este în conformitate cu punctul 225 din EEAG. Acestea fiind spuse, Comisia observă că PC urmează un model de „energie furnizată" (a se vedea secțiunea 2.6 de mai sus), prin care furnizorii de capacitate se pot confrunta cu sancțiuni dacă nu furnizează în mod fizic energie în situațiile de presiune asupra rețelei, indiferent de semnalele transmise de piața angro. Comisia consideră că, în principal, cuplarea piețelor (atât piața pentru ziua următoare, cât și piața intrazilnică) și piețele de echilibrare au rolul de a asigura utilizarea eficientă a resurselor disponibile sistemului, inclusiv la nivelul capacităților de interconectare. Un model de energie furnizată are potențialul de a submina acest lucru, deoarece poate să conducă la dispecerizarea de către furnizorii de capacitate chiar și atunci când aceasta nu este profitabilă doar pe baza prețurilor pieței, pentru a evita sancțiunile. Totuși, este foarte puțin probabil să se producă, în practică, distorsiuni ale dispecerizării pe PC, având în vedere că situațiile de presiune asupra rețelei sunt definite prin trimitere la măsuri adoptate, de obicei, în ultimă instanță de către operatorul de sistem, după ce piața nu a reușit să asigure siguranța alimentării cu energie.

([62]) Raport final privind ancheta sectorială referitoare la mecanismele de asigurare a capacității, SWD(2016) 385 final.

(269) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC remunerează serviciul de simplă disponibilitate a capacității, în conformitate cu orientările prevăzute în secțiunea 3.9.3 din EEAG.

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

6.2.3.1. Discriminarea potențială a operatorilor răspunsului din partea cererii din cauza lipsei unor contracte de furnizare cu termen fix

(270) Deși Comisia nu a abordat în mod explicit acest aspect în decizia de inițiere a procedurii, unele părți interesate au afirmat că, pentru a evita discriminarea furnizorilor răspunsului din partea cererii, PC ar trebui să ofere contracte care prevăd o furnizare cu termen fix (a se vedea considerentul 133).

(271) Pe baza dovezilor furnizate de Regatul Unit și sintetizate în considerentul 176, Comisia consideră că lipsa contractelor de furnizare cu termen fix nu este discriminatorie. În special, faptul că doar o CMU din 89 a optat, în cadrul licitației tranzitorii, pentru contractul de furnizare cu termen fix demonstrează că dispozițiile existente nu reprezintă o barieră pentru participarea furnizorilor răspunsului din partea cererii.

6.2.3.2. Diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor

(272) Hotărârea Tribunalului a constatat că diferența dintre duratele contractelor oferite pentru capacitățile diferite de cele de producție, în special pentru operatorii răspunsului din partea cererii, pe de o parte și pentru producători, pe de altă parte, poate să indice că Comisia ar fi trebuit să aibă îndoieli cu privire la compatibilitatea măsurii cu piața internă. Prin urmare, Comisia a examinat dacă lipsa contractelor de capacități pe termen mai lung pentru operatorii răspunsului din partea cererii reduce posibilitatea acestora de a participa pe PC.

(273) Punctul 226 din EEAG prevede stabilirea unui echilibru între două obiective concurente: pe de o parte, deschiderea mecanismului la toate tipurile de capacitate și, pe de altă parte, necesitatea de a oferi stimulente adecvate atât capacităților existente, cât și celor noi.

(274) Astfel cum se indică în decizia de inițiere a procedurii, Comisia consideră că, pe de o parte, contractele de capacități cu o durată mai mare de un an pot fi justificate în cazul cheltuielilor mari de capital și al dificultăților de asigurare a finanțării, promovând astfel noile intrări competitive pe piață. Astfel cum a explicat Regatul Unit (a se vedea considerentul 177), acest lucru este valabil în special pentru unitățile de producție nou-construite. În afară de sugestiile generale care susțin duratele mai scurte ale contractelor [a se vedea considerentul 136 literele (i), (ii) și (iii)], Comisia nu a primit nicio observație care să conteste relevanța contractelor pe termen mai lung (până la 15 ani) în ceea ce privește acordarea de stimulente pentru capacități noi, în conformitate cu punctul 226 din EEAG. În special, Comisia consideră că utilizarea pragurilor CAPEX pentru a stabili eligibilitatea pentru contractele pe termen mai lung este adecvată, deoarece aceasta este un bun indiciu în ceea ce privește dificultatea de a obține finanțare: cu cât suma investițiilor este mai mare, cu atât mai dificilă este obținerea finanțării. Pe de altă parte, Comisia consideră că excluderea capacităților diferite de cele de producție de la accesul la contracte pe termen mai lung nu a fost discriminatorie, deoarece centralele existente și capacitatea de răspuns din partea cererii, având în vedere cerințele lor mai mici de costuri de investiție (care indică o importanță mai mică a asigurării finanțării), nu au nevoie de contracte pe termen mai lung pentru a obține finanțare. Prin urmare, Comisia consideră că contractele pe termen mai scurt nu au constituit un dezavantaj concurențial pentru unitățile de producție existente sau capacitatea de răspuns din partea cererii în comparație cu unitățile noi de producție. Astfel, se stabilește un echilibru adecvat între cele două obiective concurente menționate la considerentul 273.

(275) Comisia consideră că există câteva indicii că diferențele dintre duratele contractelor nu au condus, în practică, la nicio discriminare a operatorilor răspunsului din partea cererii. În primul rând, rezultatele licitațiilor nu indică faptul că accesul diferențiat la contractele pe termen mai lung a distorsionat, în practică, rezultatele licitațiilor până în prezent. Dimpotrivă, performanța capacității de răspuns din partea cererii este comparabilă cu (și, periodic, mai bună decât) cea a unităților de producție nou-construite (a se vedea considerentul 179). În al doilea rând, Comisia nu a găsit dovezi că vreun operator al răspunsului din partea cererii a atins pragul CAPEX pentru contractele pe termen mai lung, dar nu a putut să participe pe PC. În al treilea rând, estimările CAPEX reale ale răspunsului din partea cererii puse la dispoziție de părțile interesate sunt extrem de scăzute, unele părți interesate, care acționează în calitate de operatori ai răspunsului din partea cererii, estimând că CAPEX al răspunsului din partea cererii se situează mult sub praguri și chiar că sunt aproape zero (a se vedea considerentul 135). CAPEX ale capacității de răspuns din partea cererii identificate în cadrul celei de a doua licitații tranzitorii au fost, în medie, de 0,15 GBP/kW (a se vedea considerentul 178). În al patrulea rând, producția aferentă răspunsului din partea cererii din spatele contorului (și anume, 60 %-70 % din capacitatea de răspuns din partea cererii care participă în mod activ pe piețele flexibile) poate să aibă acces la contracte pe termen mai lung dacă participă la licitație ca producție (a se vedea considerentele 135 și 178). În al cincilea rând, pragurile CAPEX pentru licitații au fost actualizate periodic (a se vedea considerentul 75).

(276) În consecință, în ceea ce privește acțiunile din trecut, Comisia consideră că diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor nu au condus, în practică, la nicio discriminare a operatorilor răspunsului din partea cererii.

(277) Situația actuală, în care accesul la contracte pe termen mai lung este limitat la producători, nu a condus la niciun tratament discriminatoriu. Totuși, participarea furnizorilor răspunsului din partea cererii la licitațiile de pe PC crește (a se vedea tabelul 2) și nu se poate exclude posibilitatea ca, în viitor, furnizorii răspunsului din partea cererii să atingă nivelurile CAPEX corespunzătoare pragurilor. Prin urmare, pentru a asigura faptul că, în viitor, niciunei capacități care atinge aceste praguri nu îi este împiedicat accesul la contracte pe termen mai lung pe baza tipului de capacitate, Comisia salută angajamentele Regatului Unit (i) de a permite tuturor tipurilor de capacități (cu excepția capacităților de interconectare) să solicite precalificarea pentru a licita pentru diversele durate disponibile ale contractelor, dacă pot să demonstreze că ating pragurile de cheltuieli de capital (CAPEX) descrise la considerentul 75 și (ii) de a revizui în mod constant aceste praguri CAPEX pentru a asigura faptul că rămân adecvate (a se vedea considerentul 182). Această modificare ar fi în conformitate cu raportul Comitetului pentru știință și tehnologie al Camerei Comunelor din Regatul Unit, menționat la considerentul 21, în care se recomandă că furnizorii de capacități diferite de cele de producție, care ofertează pentru contracte pe piața de capacități, ar trebui să fie eligibili pentru a licita pentru contracte cu o durată de până la 15 ani, în conformitate cu instalațiile noi de producție.

6.2.3.3. Garanția limitată pentru volumul din licitația T-1

(278) Astfel cum se explică la considerentele 161-163 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a dorit clarificări cu privire la situația juridică, la punerea în aplicare practică și la efectul stimulativ al licitațiilor T-1, în special în ceea ce privește CMU de răspuns din partea cererii, deoarece licitația T-1 asigură o cale mai bună de acces pe piață pentru capacitatea de răspuns din partea cererii.

(279) În ceea ce privește situația juridică a licitațiilor T-1 privind acțiunile din trecut, Comisia reamintește că, în 2014, autoritățile britanice s-au angajat să achiziționeze în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme. În temeiul deciziei din 2014, acest angajament era obligatoriu. Așadar, Regatului Unit îi revenea sarcina de a pune în aplicare măsura astfel cum aceasta a fost aprobată în legislația națională, inclusiv observațiile relevante și să respecte decizia Comisiei în toate privințele ([63]).

(280) De asemenea, Comisia observă că, astfel cum se explică la considerentul 162 din decizia de inițiere a procedurii și astfel cum se descrie în tabelul 3 și în considerentul 63 din prezenta decizie, din 2014, capacitatea-țintă care trebuie să fie asigurată și volumul asigurat în mod efectiv la licitația T-1 au depășit întotdeauna capacitatea „rezervată” inițial în etapa T-4.

(281) Comisia recunoaște că, astfel cum se menționează la considerentul 162 din decizia de inițiere a procedurii și astfel cum au subliniat unele părți interesate (a se vedea considerentul 138 de mai sus), secretarul de stat poate să decidă să nu organizeze licitații T-1. Totuși, astfel cum au menționat alte părți interesate (a se vedea considerentul 139) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 186), atât licitațiile T-4, cât și cele T-1 pot fi amânate sau anulate de către secretarul de stat: prin urmare, nu este evidentă nicio discriminare a capacității de răspuns din partea cererii. În plus, în practică, niciuna dintre licitații nu a fost anulată, cu excepția licitațiilor care au avut loc după hotărârea Tribunalului, când autoritățile britanice au suspendat PC în ansamblu.

(282) În ceea ce privește nivelul volumului de capacitate care trebuie rezervat, Comisia este de acord cu observațiile primite de la unele părți interesate și de la Regatul Unit care menționează echilibrul dintre, pe de o parte, necesitatea de a asigura o cale de acces pe piață pentru capacitatea de răspuns din partea cererii prin licitațiile T-1 și, pe de altă parte, necesitatea de a evita orice achiziții excesive sau licitațiile supradimensionate, necompetitive. Ținând seama de nivelul mare și în creștere de participare a furnizorilor răspunsului din partea cererii la licitațiile T-4 (a se vedea tabelul 1), acest risc din urmă a dobândit importanță. Într-adevăr, în cazul în care nevoia de capacitate scade între licitația T-4 și licitația T-1, ținta va fi ajustată în sens descrescător pentru a evita un astfel de risc. Această flexibilitate este necesară, de asemenea, pentru a asigura compatibilitatea cu punctele 231 și 232 litera (c) din EEAG. Prin urmare, Comisia concluzionează că metodologia de rezervare actuală, descrisă la considerentul 62, este adecvată.

(283) Unele părți interesate au sugerat ca licitațiile T-4 să fie eliminate sau să se organizeze licitații săptămânale suplimentare sau licitații T-2. Totuși, organizarea licitațiilor T-4 este necesară pentru a asigura respectarea punctului 226 din EEAG, și anume, pentru a acorda un termen de execuție suficient pentru noi investiții. Comisia este de acord cu argumentul Regatului Unit (a se vedea considerentul 188) că necesitatea unor licitații T-2 în plus față de licitațiile T-4 și T-1 nu este justificată. De asemenea, licitațiile săptămânale nu ar transmite semnalul adecvat de investiții pe termen lung necesar pentru realizarea obiectivelor PC.

([63]) Hotărârea Curții din 13 iunie 2013, C-287/12 P, Ryanair/Comisia, EU:C:2013:395, punctele 67 și 68.

(284) Pentru o mai mare securitate juridică a participanților la licitații, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 187, (i) de a achiziționa în continuare, în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte, cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme, în cadrul procesului de stabilire a parametrilor pentru licitația prevăzută cu patru ani înainte pentru același an de furnizare și (ii) de a utiliza în continuare metodologia de rezervare pe baza unui interval de încredere de 95 % descris la considerentul 62 de mai sus, pentru a determina volumul minim de capacitate care va fi rezervat pentru o licitație prevăzută cu un an înainte.

6.2.3.4. Pragul minim de participare

(285) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a dorit să clarifice dacă pragul minim de 2 MW (descris la considerentele 30 și 31) ar putea să constituie o barieră la intrarea pe PC pentru operatorii noi răspunsului din partea cererii. În special, deși operatorii răspunsului din partea cererii au posibilitatea de a agrega mai multe amplasamente pentru a atinge pragul minim de 2 MW, aceștia trebuie să plătească o garanție de participare la licitație cu privire la capacitatea totală de 2 MW, chiar dacă doar o parte a acestui volum este constituită din capacități neconfirmate de răspuns din partea cererii.

(286) În ceea ce privește nivelul pragului în sine, Comisia consideră că pragul de 2 MW era prea scăzut în 2014, în comparație cu pragurile de participare aplicate în cadrul altor măsuri utilizate de National Grid și al celor aplicate în alte țări europene (a se vedea considerentul 189). În plus, pragul de 100 kW utilizat de PJM se aplică achizițiilor publice regionale mai mici și, prin urmare, nu este comparabil (a se vedea considerentul 143). De asemenea, astfel cum se explică la considerentul 68 din prezenta decizie, Regatul Unit a testat un prag de participare mai scăzut pentru a doua licitație tranzitorie. Doar opt CMU sub 2 MW s-au calificat, furnizând mai puțin de 3 % din capacitatea totală asigurată la acea licitație. Dealtfel, dacă ar exista o cerere mai mare din partea CMU mai mici de a participa, licitațiile ar fi trebuit să prezinte o creare de clustere de CMU la nivelul de 2 MW, însă nu s-a întâmplat acest lucru (a se vedea considerentul 189). Ambele elemente arată că nu a existat o dorință puternică a CMU mai mici de a participa pe PC.

(287) În ceea ce privește cerința legată de garanția de participare la licitație, Comisia este de acord că această cerință este utilă pentru a asigura furnizarea reală și pentru a descuraja proiectele speculative, astfel cum au indicat unele părți interesate (a se vedea considerentul 144) și Regatul Unit (a se vedea considerentele 40 și 42).

(288) Comisia a evaluat dacă nivelul garanției de participare la licitație ar putea fi considerat o barieră la intrare pentru participarea noilor capacități de răspuns din partea cererii pe PC. În primul rând, Comisia a concluzionat, la considerentul 271, că lipsa contractelor de capacități de furnizare cu termen fix nu este discriminatorie, în sine, față de capacitățile de răspuns din partea cererii. În al doilea rând, astfel cum au explicat unele părți interesate (a se vedea considerentul 145) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 190), operatorii noi ai răspunsului din partea cererii beneficiază de o serie de avantaje pe PC în comparație cu alte tehnologii. În special, Comisia observă că, astfel cum se descrie la considerentul 42, în urma consultării din martie 2016, guvernul Regatului Unit a majorat cuantumul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru unitățile de producție nou-construite la 10 000 GBP/MW. În același timp, nivelul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii a rămas la 5 000 GBP/MW, ușurând povara în termeni relativi. În plus, din 2015, furnizorii răspunsului din partea cererii trebuie să depună o garanție de participare la licitație doar o singură dată pentru o CMU neconfirmată de răspuns din partea cererii și, prin urmare, se pot precalifica pentru mai multe licitații consecutive punând la dispoziție o garanție de participare la licitație doar o singură dată. În plus, trebuie să se țină seama de alte caracteristici ale PC atunci când se evaluează dacă o caracteristică, și anume cerința legată de garanția de participare la licitație, este discriminatorie sau nu în ceea ce privește capacitatea de răspuns din partea cererii. Printre cele citate de părțile interesate și sintetizate în considerentul 145, tarifele de reziliere sunt citate ca exemplu de caz în care cerințele sunt mai mici pentru capacitatea de răspuns din partea cererii (până la 10 000 GBP/MW) decât pentru alte forme de capacitate (până la 35 000 GBP/MW). În cele din urmă, astfel cum explică Regatul Unit (a se vedea considerentul 192), modificarea regulii de realocare a componentelor (a se vedea considerentul 180) pusă în aplicare în iunie 2019 a limitat în mod considerabil expunerea operatorilor neconfirmați ai răspunsului din partea cererii la nivelul integral al garanției de participare la licitație (chiar dacă sunt confirmate majoritatea componentelor).

(289) Prin urmare, Comisia concluzionează că pragul minim de participare de 2 MW, inclusiv cerința privind garanția de participare la licitație legată de acesta, până în prezent nu au constituit, în practică, o barieră la intrarea pe PC pentru operatorii noi ai răspunsului din partea cererii. Astfel cum explică Regatul Unit (a se vedea considerentul 193), realitatea pieței progresează și, în viitor, unii operatori ai răspunsului din partea cererii cu capacitate sub

2 MW ar putea să prefere să participe la licitațiile de pe PC fără agregare. Prin urmare, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 193, de a reduce pragul minim pentru participarea pe PC astfel cum se descrie la considerentele 30 și 31 la 1 MW pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020, precum și angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 193, de a reevalua acest prag până în octombrie 2021 pentru a examina potențialul unei reduceri suplimentare.

6.2.3.5. Deschiderea măsurii pentru sursele regenerabile de energie și noile tehnologii

(290) Punctul 226 din EEAG indică faptul că o măsură ar trebui să fie deschisă operatorilor care utilizează tehnologii substituibile. Sursele regenerabile de energie pot să contribuie la abordarea problemei de adecvare a capacității de producție. Prin urmare, Comisia respinge ideea exprimată de o parte interesată potrivit căreia aceste tehnologii nu ar trebui să fie incluse pe PC (a se vedea considerentul 147). Astfel cum se explică în secțiunea 2.3, factorii de reducere sunt utilizați pentru adaptarea la riscul că respectiva capacitate, parțial sau integral, nu va fi disponibilă pentru a răspunde într-o situație de presiune asupra rețelei. Metodologia utilizată pentru a stabili factorii de reducere aplicabili energiei eoliene și solare a fost aprobată de PTE ([64]) și conduce la factori proporționali cu cei utilizați pe alte piețe de capacități din UE ([65]). Prin urmare, spre deosebire de unele părți interesate (a se vedea considerentul 146), Comisia consideră că factorii de reducere sunt adecvați.

(291) Deși Comisia nu a abordat în mod explicit acest aspect în decizia de inițiere a procedurii, unele părți interesate au afirmat că excluderea tehnologiilor nesubvenționate de la participarea pe PC nu este compatibilă cu EEAG. Astfel cum se menționează la considerentul 146, o parte interesată a explicat că parcul său eolian nesubvenționat a fost împiedicat să participe la licitația T-4 din 2017, deși nu a existat nicio cale de precalificare pentru licitația T-4 anulată din 2018 (pentru anul de furnizare 2022/2023).

(292) Comisia consideră că normele descrise la considerentele 32 și 33 sunt solide pentru a evita cumularea ajutoarelor de stat. Totuși, acestea nu ar trebui să conducă la excluderea furnizorilor de capacitate, care nu primesc un astfel de ajutor. Comisia ia act de argumentele Regatului Unit menționate la considerentul 195 și recunoaște că Regatul Unit a adoptat măsuri rapid. Comisia salută intrarea în vigoare, în iunie 2019, a noilor norme privind piața de capacități, care permit participarea tehnologiilor eoliene și solare pe PC descrise la considerentul 196. Aceste norme vor fi aplicabile începând cu licitațiile T-1, T-3 și T-4 planificate pentru ianuarie 2020. Prin urmare, acestea vor permite operatorului parcului eolian menționat la considerentul 291 să participe la viitoarea licitație T-3 (anul de furnizare 2022/2023). În același timp, Comisia observă că există un singur caz în care un furnizor nu a putut să participe la nicio licitație, și anume un parc eolian nu a putut să participe la licitația T-4 din 2017, de unde rezultă un efect neglijabil asupra pieței de capacități în ansamblu.

(293) Costurile de investiție pentru anumite tehnologii au scăzut dramatic în ultimii ani, prin urmare este posibil ca acestea să nu mai necesite sprijin din cadrul măsurilor descrise la considerentul 32. Prin urmare, pentru a evita, în viitor, excluderea furnizorilor de capacitate care nu primesc un astfel de ajutor, ca în situația descrisă la considerentul 291, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 197, de a elabora orice norme necesare (de exemplu, dar fără a se limita la factorii de reducere) pentru a asigura participarea eficace a oricărui tip nou de capacitate care poate să contribuie în mod eficace la soluționarea problemei de adecvare a capacității de producție, de îndată ce această capacitate are potențialul de a contribui la soluționarea acestei probleme.

6.2.3.6. Participarea capacității interconectate

(294) Punctul 226 din EEAG prevede că o măsură ar trebui, de asemenea, să țină cont de măsura în care capacitatea de interconectare ar putea remedia eventualele probleme de adecvare a capacității de producție.

(295) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a explicat că Regatul Unit a prezentat dovezi, în 2014, privind faptul că, în acea etapă, nu era posibilă includerea capacităților străine pe PC fără punerea în aplicare a unor dispoziții transfrontaliere suplimentare. Comisia recunoaște complexitatea procesului de permitere efectivă a participării transfrontaliere pe PC de la acel moment. În schimb, Regatul Unit a permis capacităților interconectate să participe în mod direct pe PC începând de la a doua licitație din 2015. Totuși, Comisia a avut îndoieli cu privire la limitarea în continuare în viitor a participării transfrontaliere pe PC la capacitățile de interconectare.

([64]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([65]) Factorii de reducere utilizați pentru precalificarea pentru viitoarele licitații T-4, T-3 și T-1 [a se vedea considerentul 18 litera (d)] sunt următorii: pentru energia eoliană onshore, între 7,42 % și 8,98 %; pentru energia eoliană offshore, între 10,55 % și 14,45 %; pentru energia solară fotovoltaică, între 2,34 % și 3,22 %. Acești factori de reducere sunt comparabili cu cei utilizați în Irlanda (de exemplu, pentru licitația de capacitate T-1 2019/2020, a se vedea http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) și în Italia [a se vedea Decizia C(2018) 617 final].

(296) Conform articolului 26 din Regulamentul (UE) 2019/943, care se va aplica de la 1 ianuarie 2020, mecanismele de asigurare a capacității trebuie să fie deschise participării directe transfrontaliere a furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru. În acest context, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 200:

(a) să depună eforturi pentru a pune în aplicare participarea directă a capacităților străine la licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020, fiind condiționată de acordurile de cooperare cu operatorii de transport și de sistem din țările învecinate în care sunt situate capacitățile participante; și

(b) în orice caz, să aplice participarea directă a capacităților străine pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe după ce metodologiile, normele comune și condițiile menționate la articolul 26 alineatul (11) din Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică au fost aprobate de ACER și publicate pe site-ul web al acesteia în conformitate cu articolul 27 din regulamentul menționat anterior și după ce acestea devin aplicabile.

(297) În ceea ce privește observațiile unor părți interesate privind sistemul de remunerație „cu limite maxime și minime" aplicabil capacităților de interconectare (a se vedea considerentul 149), Comisia consideră că această situație este diferită de cele descrise la considerentele 32-33 cu privire la cumularea ajutoarelor. Astfel cum a explicat Regatul Unit (a se vedea considerentul 201), orice venituri de pe PC sunt luate în considerare înainte de evaluarea veniturilor capacităților de interconectare cu privire la regimul de limite maxime și minime. Prin urmare, o capacitate de interconectare ar primi o plată minimă numai dacă veniturile totale (inclusiv veniturile de pe PC) se situează sub limita minimă, în timp ce, dacă veniturile totale se situează peste limita maximă, capacitatea de interconectare ar rambursa consumatorul. Prin urmare, regimul de „limite maxime și minime" este diferit de o măsură de sprijin care ar implica o cumulare a ajutoarelor. În consecință, Comisia nu consideră că capacitățile de interconectare ar fi trebuit să fie excluse de la participarea pe PC pe acest temei.

(298) În ceea ce privește observația părții interesate privind excluderea capacităților de interconectare de la licitația T-1 organizată la începutul anului 2018 pentru anul de furnizare 2018/2019 (a se vedea considerentul 150), Comisia ia act de argumentele prezentate de Regatul Unit la considerentul 202. În special, astfel cum se explică la considerentele 143 și 144 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia recunoaște că Regatul Unit și-a revizuit estimările în sensul majorării cu privire la contribuția capacităților de interconectare în situațiile de presiune asupra rețelei, în urma recomandării PTE și în scopul respectării considerentului 124 din decizia din 2014. Contribuția netă a acestora a crescut de la 0 GW la 2,1 GW pentru anul de furnizare 2018/2019 (a se vedea considerentul 36). În consecință, Regatul Unit a ajustat în sens descrescător volumul de capacitate care trebuie să fie achiziționat la această licitație T-1. Totuși, pentru a permite capacităților de interconectare să participe la această licitație T-1, ar fi fost necesară o creștere a volumului de capacitate care trebuie licitat, contrar previziunilor pieței bazate pe condițiile din cadrul licitației T-4 din 2014.

(299) În ceea ce privește factorii de reducere aplicați capacităților de interconectare, Comisia consideră că metodologia bazată pe capacitățile de interconectare individuale nu este discriminatorie. Astfel cum a explicat Regatul Unit la considerentul 202, această abordare specială a capacităților de interconectare este justificată pentru a lua în considerare gradul semnificativ de diversitate al capacităților de interconectare și al piețelor conectate. Această diversitate impune NG ESO să utilizeze o serie modelată de factori de reducere pentru fiecare țară interconectată (utilizând o metodologie paneuropeană stocastică de modelare). În plus, grupul de experți tehnici examinează în mod independent dacă cifrele de reducere sunt adecvate.

6.2.4. *Concluzie privind adecvarea măsurii*

(300) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC respectă orientările prevăzute în secțiunea 3.9.3 din EEAG.

6.3. **Efectul stimulativ**

(301) Comisia a evaluat dacă măsura are efect stimulativ conform secțiunii 3.9.4 din EEAG, care face trimitere la condițiile prevăzute în secțiunea 3.2.4 din EEAG. Există un efect stimulativ atunci când un ajutor determină schimbarea comportamentului beneficiarului pentru a îmbunătăți funcționarea unei piețe a energiei sigure, durabile și cu prețuri abordabile și această schimbare a comportamentului este una care nu s-ar produce în absența ajutorului respectiv.

(302) În notificarea sa din 2014, Regatul Unit a prezentat estimări privind adecvarea capacității de producție, care arată că, într-un scenariu contrafactual fără măsura în cauză, adecvarea capacității de producție ar fi atins niveluri critice până în 2018/2019, astfel cum se prezintă în considerentul 100 și în figura 4. 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 Regatul Unit pentru furnizarea de energie în perioadele de presiune asupra rețelei. Astfel cum se explică la considerentul 126 litera (c), unele părți interesate au confirmat importanța pieței de capacități pentru sprijinirea investițiilor în capacități noi și pentru menținerea capacităților existente.

(303) Fără PC, intervalul LOLE preconizat ar încălca standardul de fiabilitate LOLE de 3 ore în toți anii până în 2030. Prin urmare, fără PC ar persista problema adecvării capacității de producție.

(304) În acest caz, obiectivul măsurii este acela de a asigura siguranța alimentării cu energie menținând disponibile capacități suficiente. Astfel cum se explică la considerentele 302 și 303 de mai sus, fără PC, capacitățile ar fi insuficiente pentru a asigura siguranța alimentării cu energie deoarece se preconizează că o parte semnificativă a centralelor vor obține venituri suficiente de pe piața exclusiv a energiei pentru a-și acoperi costurile.

(305) Prin urmare, măsura are efect stimulativ pentru ca respectivele capacități existente să rămână pe piață și să fie disponibile în perioadele de deficit, precum și pentru ca noile capacități să intre pe piață. Măsura stimulează actorii noi și pe cei existenți de pe piață să contribuie în acest mod la realizarea obiectivului privind siguranța alimentării cu energie.

(306) În cele din urmă, în conformitate cu punctul 52 din EEAG, ajutorul se acordă pe baza unei proceduri de ofertare concurențiale. Procesul de licitație descris în secțiunea 2.4 este nediscriminatoriu și deschis tuturor tipurilor de furnizori de capacitate și ajutorul se acordă pe baza prețului de închidere. În plus, numărul de întreprinderi este suficient și volumul reprezintă o constrângere obligatorie, astfel încât nu toți ofertanții primesc ajutor (a se vedea, de exemplu, tabelele 1 și 2 de mai sus).

(307) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC are efect stimulativ și respectă orientările prevăzute în secțiunea 3.9.4 din EEAG.

6.4. **Proporționalitatea măsurii**

(308) Conform secțiunii 3.9.5 din EEAG, o măsură este considerată proporțională atunci când îndeplinește următoarele condiții: i) compensația permite beneficiarilor să obțină o rată de rentabilitate rezonabilă (se consideră că o măsură concepută ca o procedură de ofertare concurențială, bazată pe criterii clare, transparente și nediscriminatorii duce la rate rezonabile de rentabilitate în condiții normale); ii) măsura include mecanisme care să garanteze că nu se pot obține profituri excepționale și iii) prețul plătit pentru disponibilitate tinde automat spre zero atunci când se preconizează că nivelul capacității furnizate corespunde nivelului capacității solicitate.

(309) Îndeplinirea de către PC a primei cerințe legate de rata de rentabilitate rezonabilă este evaluată în secțiunile 6.4.1 și 6.4.2.

(310) În ceea ce privește a doua cerință, o organizare a PC la nivelul întregii piețe reflectă rezultatul unei piețe eficiente a energiei. Licitația urmează un model descendent (descending-clock), la preț discriminatoriu (pay-as-clear), în care ofertanții câștigători primesc prețul de închidere. Plata prețului de închidere este unul dintre modelele menționate în mod specific în definiția „procedurii de ofertare concurențiale" de la punctul 43 din EEAG și, așadar, se presupune că are caracteristici integrate care duc la rate rezonabile de rentabilitate în conformitate cu punctul 229 din EEAG. În plus, următoarele caracteristici contribuie la reducerea la minimum a riscului de profituri excepționale în conformitate cu punctul 230 din EEAG: un plafon general al prețului de 75 GBP/kW, o limită de ofertare de 25 GBP/kW aplicată entităților care preiau prețurile și o durată pe termen scurt a contractelor pentru majoritatea categoriilor de furnizori de capacitate. Nivelul mai scăzut al plăților de capacități pentru capacitățile existente, menționat de o parte interesată (a se vedea considerentul 151) reflectă doar diferențele dintre valoarea adecvării pentru ani diferiți și nu reprezintă profituri excepționale. Prin urmare, Comisia concluzionează că PC din Regatul Unit îndeplinește cerința de împiedicare a profiturilor excepționale.

(311) În ceea ce privește a treia cerință, natura concurențială a licitației, descrisă în secțiunea 2.4 din prezenta decizie, se preconizează că va duce prețurile la zero dacă există ofertă suficientă pentru a satisface cererea, în conformitate cu punctul 231 din EEAG. S-a observat, într-adevăr, că unele licitații s-au închis la prețuri mult mai scăzute decât cele preconizate, în special chiar apropiate de zero la licitația T-1 din 2019, când prețul de închidere a fost de 0,77 GBP/kW (a se vedea tabelul 7).

6.4.1. *Diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor*

(312) În pofida îndoielilor *prima facie*, astfel cum s-a discutat în secțiunea 6.2.3.2, privind acțiunile din trecut, Comisia consideră că diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor nu au condus, în practică, la nicio discriminare a operatorilor răspunsului din partea cererii. În special, Comisia consideră că excluderea capacităților diferite de cele de producție de la accesul la contracte pe termen mai lung nu a fost discriminatorie, deoarece centralele existente și furnizorii răspunsului din partea cererii, având în vedere cerințele lor mai mici de costuri de investiție (care indică o necesitate redusă a asigurării finanțării), este posibil să nu obțină beneficii semnificative ca urmare a contractelor pe termen mai lung. Prin urmare, Comisia consideră că contractele pe termen mai scurt nu constituie un dezavantaj pentru unitățile de producție existente și pentru furnizorii răspunsului din partea cererii în comparație cu unitățile noi de producție. Dealtfel, astfel cum se explică la considerentul 275, observațiile primite prezintă câteva elemente

importante care confirmă această analiză. Așadar, măsura respectă condiția inclusă la punctul 229 din EEAG legată de procedura de ofertare concurențială conform căreia aceste proceduri ar trebui să se bazeze pe criterii transparente și nediscriminatorii. Comisia observă că utilizarea pragurilor CAPEX este suficientă pentru a asigura faptul că contractele pe termen mai lung sunt accesibile doar pentru capacitățile care se pot confrunta cu dificultăți în ceea ce privește asigurarea finanțării. Prin urmare, Comisia salută angajamentul Regatului Unit de a permite tuturor tipurilor de capacități (cu excepția capacităților de interconectare) să solicite precalificarea pentru a licita pentru diversele durate disponibile ale contractelor, dacă pot să demonstreze că ating pragurile de cheltuieli de capital (CAPEX) și de a revizui în mod constant aceste praguri CAPEX pentru a asigura faptul că rămân adecvate (a se vedea considerentul 182).

6.4.2. *Excluderea STOR pe termen lung*

(313) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a considerat că excluderea furnizorilor STOR pe termen lung nu este discriminatorie. Totuși, acest aspect a fost abordat de părțile interesate (a se vedea considerentele 153 și 154) și de Regatul Unit (a se vedea considerentele 204-210) în cadrul procedurii oficiale de investigare.

(314) În ceea ce privește excluderea în sine, Comisia consideră că, privind acțiunile din trecut, Regatul Unit a luat în considerare în mod legitim riscul de profituri excepționale care rezultă din participarea STOR pe termen lung. Pe baza informațiilor disponibile la acel moment, acest risc părea important, astfel cum a explicat, de asemenea, o altă parte interesată (a se vedea considerentul 153). În plus, astfel cum se explică în decizia de inițiere a procedurii și, din nou, de către o parte interesată (a se vedea considerentul 153) și de către Regatul Unit (a se vedea considerentul 207), Comisia consideră că centralele electrice în cauză pot, de fapt, să participe pe PC, cu condiția să renunțe la contractul lor pe termen lung cu operatorul de sistem, în cazul în care sunt reținute în cadrul licitației. În plus, Comisia ia act de decizia Regatului Unit de a separa schema STOR pe termen lung de schema PC, fără o dispoziție de „claw-back", o decizie similară cu cea de excludere de pe PC a capacităților care beneficiază de scheme de sprijin pentru energia din surse regenerabile. În cele din urmă, Comisia ia act de intenția Regatului Unit de a reevalua excluderea operatorilor STOR pe termen lung, având în vedere noile informații disponibile privind piața (a se vedea considerentul 210): această nouă evaluare va ține seama, totuși, de riscul de profituri excepționale.

(315) În ceea ce privește excluderea centralelor date în exploatare înainte de 2014 de la posibilitatea de a avea acces la contracte pe termen mai lung, Comisia este de acord cu argumentele Regatului Unit prezentate la considerentul 206. În special, centralele date în exploatare înainte de prima licitație de pe PC nu s-au confruntat cu nicio barieră specială la intrarea pe PC (de exemplu, finanțarea construcției) și, prin urmare, nu au avut niciun motiv să fie eligibile pentru contractele pe termen mai lung.

6.4.3. *Metoda recuperării costurilor*

(316) Astfel cum se prezintă în considerentul 187 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia trebuie să țină seama de punctul 25 din EEAG, care prevede că respectiva compatibilitate a măsurii ar trebui să fie evaluată exclusiv pe baza criteriilor prevăzute în secțiunea 3.9.5 din EEAG. În special, această secțiune nu include nicio trimitere la finanțarea măsurilor de asigurare a capacității de producție. Unele părți interesate (a se vedea considerentul 159) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 211) susțin această opinie. Comisia concluzionează că proporționalitatea pieței de capacități din Regatul Unit trebuie să fie evaluată numai în raport cu punctele 228-231 din EEAG, astfel cum s-a realizat la considerentele 308-315.

(317) Totuși, chiar dacă punctul 27 litera (e) și punctul 69 din EEAG sunt aplicabile măsurii în acest caz, Comisia consideră că metoda recuperării costurilor este proporțională.

(318) În primul rând, astfel cum au explicat unele părți interesate (a se vedea considerentul 156) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 214), metoda recuperării costurilor reconciliază interesul privind menținerea unui stimulent de reducere a cererii cu necesitatea de a reduce incertitudinea pentru furnizori cu privire la partea lor de costuri probabilă. Această incertitudine s-ar traduce printr-o primă de risc pe care furnizorii ar transfera-o consumatorilor, majorând astfel costurile energiei electrice.

(319) În al doilea rând, metodologia recuperării costurilor este exclusiv în beneficiul furnizorilor răspunsului din partea cererii, și nu al producătorilor (deoarece costul este aplicat părții de retail). În orice caz, aceasta taxează cererea maximă pe lângă stimulentele de reducere a cererii care există deja pe piața energiei electrice din Regatul Unit, în comparație cu metodele alternative, precum taxele forfetare sau impozitarea generală (a se vedea considerentul 212). Astfel cum a explicat Regatul Unit (a se vedea considerentul 215), argumentul că metodologia actuală încurajează doar producția din spatele contorului precum capacitatea de răspuns din partea cererii se bazează pe ipoteza că perioada cuprinsă între orele 16.00-19.00 este prea mare pentru ca respectivii consumatori să reducă periodic cererea între aceste ore și, așadar, să beneficieze de o taxă redusă pe PC. Totuși, nu este necesară reducerea cererii în toată perioada pentru a obține beneficii. Acest lucru ar presupune doar că furnizorii de capacitate redusă de răspuns din partea cererii nu ar obține beneficiile complete.

(320) În al treilea rând, astfel cum au explicat părțile interesate (a se vedea considerentul 157) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 214), metodologia de triadă alternativă favorizată de alte părți interesate (a se vedea considerentul 158) nu ar fi neapărat aliniată cu momentele de presiune asupra rețelei și ar putea conduce la decizii de dispecerizare ineficiente. Prin urmare, nu există motive pentru a considera că metoda recuperării costurilor aplicată de Regatul Unit este mai puțin proporțională decât alte metode de finanțare potențiale, în special decât metoda triadelor.

6.4.4. *Concluzie privind proporționalitatea măsurii*

(321) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC respectă orientările prevăzute în secțiunea 3.9.5 din EEAG.

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

(322) Secțiunea 3.9.6 din EEAG prevede condițiile pentru evitarea efectelor negative nejustificate asupra concurenței și a schimburilor comerciale.

6.5.1. *Participarea producătorilor care folosesc tehnologii diferite și a operatorilor care oferă măsuri cu o performanță tehnică echivalentă*

(323) Astfel cum se explică la considerentele 30 și 31, PC este deschisă agregării cererii și a ofertei, în conformitate cu ultima frază de la punctul 232 litera (a) din EEAG.

(324) Astfel cum se descrie în secțiunea 2.3.1, PC este deschisă, în principiu, participării producătorilor care folosesc tehnologii diferite și a operatorilor care oferă măsuri cu o performanță tehnică echivalentă, cum ar fi gestionarea cererii, capacitățile de interconectare și stocarea, în conformitate cu primele două fraze de la punctul 232 litera (a) din EEAG. Totuși, în decizia de inițiere a procedurii, Comisia a dorit clarificări cu privire la deschiderea PC în ceea ce privește unele dintre caracteristicile sale de organizare specifice.

6.5.1.1. Discriminarea potențială a operatorilor răspunsului din partea cererii din cauza lipsei unor contracte de furnizare cu termen fix

(325) Pe baza dovezilor furnizate de Regatul Unit și sintetizate în considerentul 176, Comisia consideră că lipsa contractelor de furnizare cu termen fix nu este discriminatorie. În special, faptul că doar o CMU din 89 a optat, în cadrul licitației tranzitorii, pentru contractul de furnizare cu termen fix demonstrează că dispozițiile existente nu reprezintă o barieră pentru participarea capacității de răspuns din partea cererii.

6.5.1.2. Diferențele dintre duratele disponibile ale contractelor

(326) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a dorit clarificări cu privire la tratamentul discriminatoriu potențial al capacității de răspuns din partea cererii în comparație cu capacitatea de producție, din cauza diferenței dintre duratele aplicabile ale contractelor.

(327) Comisia consideră că, pe de o parte, contractele de capacități cu o durată mai mare de un an pot fi justificate în cazul cheltuielilor mari de capital și al dificultăților de asigurare a finanțării, promovând astfel noile intrări competitive pe piață. Acest lucru este valabil în special pentru unitățile de producție nou-construite. În afară de sugestiile generale pentru durate mai scurte ale contractelor [a se vedea considerentul 136 literele (i), (ii) și (iii)], Comisia nu a primit nicio observație care să conteste relevanța contractelor pe termen mai lung (până la 15 ani) în ceea ce privește acordarea de stimulente pentru capacități noi, în conformitate cu punctul 226 din EEAG. În special, Comisia consideră că utilizarea pragurilor CAPEX pentru a stabili eligibilitatea pentru contractele pe termen mai lung este adecvată, deoarece aceasta este un bun indiciu în ceea ce privește dificultatea de a obține finanțare. Pe de altă parte, Comisia consideră că excluderea capacităților diferite de cele de producție de la accesul la contracte pe termen mai lung nu a fost discriminatorie, deoarece centralele existente și capacitatea de răspuns din partea cererii, având în vedere cerințele lor mai mici de costuri de investiție (care indică o importante redusă a asigurării finanțării), este posibil să nu obțină beneficii semnificative ca urmare a contractelor pe termen mai lung. Prin urmare, Comisia consideră că contractele pe termen mai scurt nu constituie un dezavantaj pentru unitățile de producție existente și pentru furnizorii răspunsului din partea cererii în comparație cu unitățile noi de producție.

(328) Comisia consideră că diferențele dintre duratele contractelor nu au condus, în practică, la nicio discriminare a operatorilor răspunsului din partea cererii. În primul rând, rezultatele licitațiilor nu indică faptul că accesul diferențiat la contractele pe termen mai lung a distorsionat, în practică, rezultatele licitațiilor până în prezent. Dimpotrivă, acestea indică faptul că performanța capacității de răspuns din partea cererii este comparabilă cu (și, periodic, mai bună decât) cea a unităților de producție nou-construite (a se vedea considerentul 179). În al doilea rând, Comisia nu a găsit dovezi că vreun operator al răspunsului din partea cererii a atins pragul CAPEX pentru contractele pe termen lung, dar nu a putut să participe pe PC. În al treilea rând, estimările CAPEX reale ale

răspunsului din partea cererii puse la dispoziție de părțile interesate sunt extrem de scăzute, unele părți interesate, care acționează în calitate de operatori ai răspunsului din partea cererii, estimând că CAPEX al răspunsului din partea cererii se situează mult sub praguri și chiar că sunt aproape zero (a se vedea considerentul 135). CAPEX ale capacității de răspuns din partea cererii identificate în cadrul celei de a doua licitații tranzitorii au fost, în medie, de 0,15 GBP/kW (a se vedea considerentul 178). În al patrulea rând, producția răspunsului din partea cererii din spatele contorului (și anume, 60 % - 70 % din capacitatea de răspuns din partea cererii care participă în mod activ pe piețele flexibile) poate să aibă acces la contracte pe termen mai lung dacă participă la licitație ca producție (a se vedea considerentele 135 și 178). În al cincilea rând, pragurile CAPEX pentru licitații au fost actualizate periodic (a se vedea considerentul 75).

(329) În consecință, privind acțiunile din trecut, Comisia consideră că diferențele dintre duratele aplicabile ale contractelor nu au condus, în practică, la nicio restricționare nejustificată a participării operatorilor răspunsului din partea cererii. Comisia observă că utilizarea pragurilor CAPEX este suficientă pentru a asigura faptul că contractele pe termen mai lung sunt accesibile doar pentru capacitățile care se pot confrunta cu dificultăți în ceea ce privește asigurarea finanțării. Prin urmare, Comisia salută angajamentele Regatului Unit (i) de a permite tuturor tipurilor de capacități (cu excepția capacităților de interconectare) să solicite precalificarea pentru a licita pentru diversele durate disponibile ale contractelor, dacă pot să demonstreze că ating pragurile de cheltuieli de capital (CAPEX) descrise la considerentul 75 și (ii) de a revizui în mod constant aceste praguri CAPEX pentru a asigura faptul că rămân adecvate (a se vedea considerentul 182).

6.5.1.3. Garanția limitată pentru volumul din licitația T-1

(330) În ceea ce privește situația juridică a licitațiilor T-1 privind acțiunile din trecut, Comisia reamintește că, în 2014, autoritățile britanice s-au angajat să achiziționeze în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme. În temeiul deciziei din 2014, acest angajament era obligatoriu. Așadar, Regatului Unit îi revenea sarcina de a pune în aplicare măsura astfel cum aceasta a fost aprobată în legislația națională, inclusiv observațiile relevante și să respecte decizia Comisiei în toate privințele ([66]).

(331) De asemenea, Comisia observă că, astfel cum se explică la considerentul 162 din decizia de inițiere a procedurii și astfel cum se descrie în tabelul 3 și în considerentul 63 din prezenta decizie, din 2014, capacitatea-țintă care trebuie să fie asigurată și volumul asigurat în mod efectiv la licitația T-1 au depășit întotdeauna capacitatea „rezervată” inițial în etapa T-4.

(332) Comisia recunoaște că, astfel cum se menționează la considerentul 162 din decizia de inițiere a procedurii și astfel cum au subliniat unele părți interesate (a se vedea considerentul 138 de mai sus), secretarul de stat poate să decidă să nu organizeze licitații T-1. Totuși, astfel cum au menționat alte părți interesate (a se vedea considerentul 139) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 186), atât licitațiile T-4, cât și cele T-1 pot fi amânate sau anulate de către secretarul de stat: prin urmare, nu este evidentă nicio discriminare a capacității de răspuns din partea cererii. În plus, în practică, niciuna dintre licitații nu a fost anulată, cu excepția licitațiilor care au avut loc după hotărârea Tribunalului, când autoritățile britanice au suspendat PC în ansamblu.

(333) În ceea ce privește nivelul volumului de capacitate care trebuie rezervat, Comisia este de acord cu observațiile primite de la unele părți interesate și de la Regatul Unit care menționează echilibrul dintre, pe de o parte, necesitatea de a asigura o cale de acces pe piață pentru capacitatea de răspuns din partea cererii prin licitațiile T-1 și, pe de altă parte, necesitatea de a evita orice achiziții excesive sau licitațiile supradimensionate, necompetitive. Ținând seama de nivelul mare și în creștere de participare a operatorilor răspunsului din partea cererii la licitațiile T-4 (a se vedea tabelul 1), acest risc din urmă a dobândit importanță. Într-adevăr, în cazul în care nevoia de capacitate scade între licitația T-4 și licitația T-1, ținta va fi ajustată în sens descrescător pentru a evita un astfel de risc. Această flexibilitate este necesară, de asemenea, pentru a asigura compatibilitatea cu punctele 231 și 232 litera (c) din EEAG. Prin urmare, Comisia concluzionează că metodologia de rezervare actuală, descrisă la considerentul 62, este adecvată.

(334) Unele părți interesate au sugerat ca licitațiile T-4 să fie eliminate sau să se organizeze licitații săptămânale suplimentare sau licitații T-2. Totuși, organizarea licitațiilor T-4 este necesară pentru a asigura respectarea punctului 226 din EEAG, și anume, pentru a acorda un termen de execuție suficient pentru noi investiții. Comisia este de acord cu argumentul Regatului Unit (a se vedea considerentul 188) că necesitatea unor licitații T-2 în plus față de licitațiile T-4 și T-1 nu este justificată. De asemenea, licitațiile săptămânale nu ar transmite semnalul adecvat de investiții pe termen lung necesar pentru realizarea obiectivelor PC.

([66]) Hotărârea Curții din 13 iunie 2013, C-287/12 P, Ryanair/Comisia, EU:C:2013:395, punctele 67 și 68.

(335) Pentru o mai mare securitate juridică a participanților la licitații, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 187, (i) de a achiziționa în continuare, în cadrul licitațiilor prevăzute cu un an înainte, cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme, în cadrul procesului de stabilire a parametrilor pentru licitația prevăzută cu patru ani înainte pentru același an de furnizare și (ii) de a utiliza în continuare metodologia de rezervare pe baza unui interval de încredere de 95 % descris la considerentul 62 de mai sus, pentru a determina volumul minim de capacitate care va fi rezervat pentru o licitație prevăzută cu un an înainte.

6.5.1.4. Pragul minim de participare

(336) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a dorit să clarifice dacă pragul minim de 2 MW (descris la considerentele 30 și 31) ar putea să constituie o barieră la intrarea pe PC pentru operatorii noi ai răspunsului din partea cererii. În special, deși operatorii răspunsului din partea cererii au posibilitatea de a agrega mai multe amplasamente pentru a atinge pragul minim de 2 MW, aceștia trebuie să plătească o garanție de participare la licitație cu privire la capacitatea totală de 2 MW, chiar dacă doar o parte a acestui volum este constituită din capacități neconfirmate de răspuns din partea cererii.

(337) În ceea ce privește nivelul pragului în sine, Comisia consideră că pragul de 2 MW era prea scăzut în 2014, în comparație cu pragurile de participare aplicate în cadrul altor măsuri utilizate de National Grid și al celor aplicate în alte țări europene (a se vedea considerentul 189). În plus, pragul de 100 kW utilizat de PJM se aplică achizițiilor publice regionale mai mici și, prin urmare, nu este comparabil (a se vedea considerentul 143). De asemenea, astfel cum se explică la considerentul 68 din prezenta decizie, Regatul Unit a testat un prag de participare mai scăzut pentru a doua licitație tranzitorie. Doar opt CMU sub 2 MW s-au calificat, furnizând mai puțin de 3 % din capacitatea totală asigurată la acea licitație. Dealtfel, dacă ar exista o cerere mai mare din partea CMU mai mici de a participa, licitațiile ar fi trebuit să prezinte o creare de clustere de CMU la nivelul de 2 MW, însă nu s-a întâmplat acest lucru (a se vedea considerentul 189). Ambele elemente arată că nu a existat o dorință puternică a CMU mai mici de a participa pe PC.

(338) În ceea ce privește cerința legată de garanția de participare la licitație, Comisia este de acord că această cerință este utilă pentru a asigura furnizarea reală și pentru a descuraja proiectele speculative, astfel cum au indicat unele părți interesate (a se vedea considerentul 144) și Regatul Unit (a se vedea considerentele 40 și 42).

(339) Comisia a evaluat dacă nivelul garanției de participare la licitație ar putea fi considerat o barieră la intrare pentru participarea noilor capacități de răspuns din partea cererii pe PC. În primul rând, Comisia a concluzionat, la considerentul 271, că lipsa contractelor de capacități de furnizare cu termen fix nu este discriminatorie, în sine, față de capacitățile de răspuns din partea cererii. În al doilea rând, astfel cum au explicat unele părți interesate (a se vedea considerentul 145) și Regatul Unit (a se vedea considerentul 190), operatorii noi ai răspunsului din partea cererii beneficiază de o serie de avantaje pe PC în comparație cu alte tehnologii. În special, Comisia observă că, astfel cum se descrie la considerentul 42, în urma consultării din martie 2016, guvernul Regatului Unit a majorat cuantumul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru unitățile de producție nou-construite la 10 000 GBP/MW. În același timp, nivelul garanției de participare la licitație prealabilă licitației pentru capacitățile neconfirmate de răspuns din partea cererii a rămas la 5 000 GBP/MW, ușurând povara în termeni relativi. În plus, din 2015, furnizorii răspunsului din partea cererii trebuie să depună o garanție de participare la licitație doar o singură dată pentru o CMU neconfirmată de răspuns din partea cererii și, prin urmare, se pot precalifica pentru mai multe licitații consecutive punând la dispoziție o garanție de participare la licitație doar o singură dată. În plus, trebuie să se țină seama de alte caracteristici ale PC atunci când se evaluează dacă o caracteristică, și anume cerința legată de garanția de participare la licitație, este discriminatorie sau nu în ceea ce privește capacitatea de răspuns din partea cererii. Printre cele citate de părțile interesate și sintetizate în considerentul 145, tarifele de reziliere sunt citate ca exemplu de caz în care cerințele sunt mai mici pentru capacitatea de răspuns din partea cererii (până la 10 000 GBP/MW) decât pentru alte forme de capacitate (până la 35 000 GBP/MW). În cele din urmă, astfel cum explică Regatul Unit (a se vedea considerentul 192), modificarea regulii de realocare a componentelor (a se vedea considerentul 180) pusă în aplicare în iunie 2019 a limitat în mod considerabil expunerea operatorilor neconfirmați ai răspunsului din partea cererii la nivelul integral al garanției de participare la licitație (chiar dacă sunt confirmate majoritatea componentelor).

(340) Prin urmare, Comisia concluzionează că pragul minim de participare de 2 MW, inclusiv cerința privind garanția de participare la licitație legată de acesta, până în prezent nu au constituit, în practică, o barieră la intrarea pe PC pentru operatorii noi ai răspunsului din partea cererii. Astfel cum explică Regatul Unit (a se vedea considerentul 193), realitatea pieței progresează și, în viitor, unii operatori ai răspunsului din partea cererii cu capacitate sub 2 MW ar putea să prefere să participe la licitațiile de pe PC fără agregare. Prin urmare, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 193, de a reduce pragul minim pentru participarea pe PC astfel cum se descrie la considerentele 30 și 31 la 1 MW pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020, precum și angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 193, de a reevalua acest prag până în octombrie 2021 pentru a examina potențialul unei reduceri suplimentare.

6.5.1.5. Deschiderea măsurii pentru sursele regenerabile de energie și noile tehnologii

(341) Sursele regenerabile de energie pot să contribuie la soluționarea problemei de adecvare a capacității de producție. Prin urmare, Comisia respinge ideea exprimată de o parte interesată potrivit căreia aceste tehnologii nu ar trebui să fie incluse pe PC (a se vedea considerentul 147). Astfel cum se explică în secțiunea 2.3, factorii de reducere sunt utilizați pentru adaptarea la riscul că respectiva capacitate, parțial sau integral, nu va fi disponibilă pentru a răspunde într-o situație de presiune asupra rețelei. Metodologia utilizată pentru a stabili factorii de reducere aplicabili energiei eoliene și solare a fost aprobată de PTE ([67]) și conduce la factori proporționali cu cei utilizați pe alte piețe de capacități din UE ([68]). Prin urmare, spre deosebire de unele părți interesate (a se vedea considerentul 146), Comisia consideră că factorii de reducere sunt adecvați.

(342) Deși Comisia nu a abordat în mod explicit acest aspect în decizia de inițiere a procedurii, unele părți interesate au afirmat că excluderea tehnologiilor nesubvenționate de la participarea pe PC nu este compatibilă cu EEAG. Astfel cum se menționează la considerentul 146, o parte interesată a explicat că parcul său eolian nesubvenționat a fost împiedicat să participe la licitația T-4 din 2017, deși nu a existat nicio cale de precalificare pentru licitația T-4 anulată din 2018 (pentru anul de furnizare 2022/2023).

(343) Comisia consideră că normele descrise la considerentele 32 și 33 sunt solide pentru a evita cumularea ajutoarelor de stat. Totuși, acestea nu ar trebui să conducă la excluderea furnizorilor de capacitate, care nu primesc un astfel de ajutor. Comisia ia act de argumentele Regatului Unit menționate la considerentul 195 și recunoaște că Regatul Unit a adoptat măsuri rapid. Comisia salută intrarea în vigoare, în iunie 2019, a noilor norme privind piața de capacități, care permit participarea tehnologiilor eoliene și solare pe PC descrise la considerentul 196. Aceste norme vor fi aplicabile începând cu licitațiile T-1, T-3 și T-4 planificate pentru ianuarie 2020. Prin urmare, acestea vor permite operatorului parcului eolian menționat la considerentul 291 să participe la viitoarea licitație T-3 (anul de furnizare 2022/2023). În același timp, Comisia observă că există un singur caz în care un furnizor nu a putut să participe la nicio licitație, și anume un parc eolian nu a putut să participe la licitația T-4 din 2017, de unde rezultă un efect neglijabil asupra pieței de capacități în ansamblu.

(344) Costurile de investiție pentru anumite tehnologii au scăzut dramatic în ultimii ani, prin urmare este posibil ca acestea să nu mai necesite sprijin din cadrul măsurilor descrise la considerentul 32. Prin urmare, pentru a evita, în viitor, excluderea furnizorilor de capacitate care nu primesc un astfel de ajutor, ca în situația descrisă la considerentul 342, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 197, de a elabora orice norme necesare (de exemplu, dar fără a se limita la factorii de reducere) pentru a asigura participarea eficace a oricărui tip nou de capacitate care poate să contribuie în mod eficace la soluționarea problemei de adecvare a capacității de producție, de îndată ce această capacitate are potențialul de a contribui la soluționarea acestei probleme.

6.5.1.6. Concluzie

(345) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC permite participarea producătorilor care folosesc tehnologii diferite și a operatorilor care oferă măsuri cu o performanță tehnică echivalentă, în conformitate cu punctul 232 litera (a) din EEAG.

6.5.2. *Participarea operatorilor din alte state membre*

(346) Punctul 232 litera (b) din EEAG se referă la permiterea participării la măsură a operatorilor din alte state membre. În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a dorit să clarifice dacă, în viitor, participarea transfrontalieră pe PC din Regatul Unit ar trebui să fie limitată în continuare la capacitățile de interconectare.

(347) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a explicat că Regatul Unit a prezentat dovezi, în 2014, privind faptul că, în acea etapă, nu era posibilă includerea capacităților străine pe PC fără punerea în aplicare a unor dispoziții transfrontaliere suplimentare. Comisia recunoaște complexitatea procesului de permitere efectivă a participării transfrontaliere pe PC de la acel moment. În schimb, Regatul Unit a permis capacităților interconectate să participe în mod direct pe PC începând de la a doua licitație din 2015. Totuși, Comisia a avut îndoieli cu privire la limitarea în continuare în viitor a participării transfrontaliere pe PC la capacitățile de interconectare.

([67]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([68]) Factorii de reducere utilizați pentru precalificarea pentru viitoarele licitații T-4, T-3 și T-1 [a se vedea considerentul 18 litera (d)] sunt următorii: pentru energia eoliană onshore, între 7,42 % și 8,98 %; pentru energia eoliană offshore, între 10,55 % și 14,45 %; pentru energia solară fotovoltaică, între 2,34 % și 3,22 %. Acești factori de reducere sunt comparabili cu cei utilizați în Irlanda (de exemplu, pentru licitația de capacitate T-1 2019/2020, a se vedea http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) și în Italia [a se vedea Decizia C(2018) 617 final].

(348) Conform articolului 26 din Regulamentul (UE) 2019/943, care se va aplica de la 1 ianuarie 2020, mecanismele de asigurare a capacității trebuie să fie deschise participării directe transfrontaliere a furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru. În acest context, Comisia salută angajamentul Regatului Unit, descris la considerentul 200:

(a) să depună eforturi pentru a pune în aplicare participarea directă a capacităților străine la licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020, fiind condiționată de acordurile de cooperare cu operatorii de transport și de sistem din țările învecinate în care sunt situate capacitățile participante; și

(b) în orice caz, să aplice participarea directă a capacităților străine pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe după ce metodologiile, normele comune și condițiile menționate la articolul 26 alineatul (11) din Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică au fost aprobate de ACER și publicate pe site-ul web al acesteia în conformitate cu articolul 27 din regulamentul menționat anterior și după ce acestea devin aplicabile.

(349) La punctul 232 litera (b) din EEAG se explică faptul că ar trebui să fie permisă participarea operatorilor din alte state membre în cazul în care o astfel de participare este posibilă fizic, și anume în cazul în care capacitatea poate fi furnizată fizic statului membru care pune în aplicare măsura. Prin urmare, compatibilitatea PC este, totuși, asigurată dacă nu este posibilă participarea directă a capacităților străine pentru o anumită licitație deoarece cele mai recente estimări ale capacități de interconectare disponibile au fost contractate deja în mod integral în cadrul licitațiilor de pe PC pentru anul de furnizare relevant.

(350) În ceea ce privește observațiile unor părți interesate privind sistemul de remunerație „cu limite maxime și minime" aplicabil capacităților de interconectare (a se vedea considerentul 149), Comisia consideră că această situație este diferită de cele descrise la considerentele 32-33 cu privire la cumularea ajutoarelor. Astfel cum a explicat Regatul Unit (a se vedea considerentul 201), orice venituri de pe PC sunt luate în considerare înainte de evaluarea veniturilor capacităților de interconectare cu privire la regimul de limite maxime și minime. Prin urmare, o capacitate de interconectare ar primi o plată minimă numai dacă veniturile totale (inclusiv veniturile de pe PC) se situează sub limita minimă, în timp ce, dacă veniturile totale se situează peste limita maximă, capacitatea de interconectare ar rambursa consumatorul. Prin urmare, regimul de „limite maxime și minime" este diferit de o măsură de sprijin care ar implica o cumulare a ajutoarelor. În consecință, Comisia nu consideră că capacitățile de interconectare ar fi trebuit să fie excluse de la participarea pe PC pe acest temei.

(351) În ceea ce privește observația părții interesate privind excluderea capacităților de interconectare de la licitația T-1 organizată la începutul anului 2018 pentru anul de furnizare 2018/2019 (a se vedea considerentul 150), Comisia ia act de argumentele prezentate de Regatul Unit la considerentul 202. În special, astfel cum se explică la considerentele 143 și 144 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia recunoaște că Regatul Unit și-a revizuit estimările în sensul majorării cu privire la contribuția capacităților de interconectare în situațiile de presiune asupra rețelei, în urma recomandării PTE și în scopul respectării considerentului 124 din decizia din 2014. Contribuția netă a acestora a crescut de la 0 GW la 2,1 GW pentru anul de furnizare 2018/2019 (a se vedea considerentul 36). În consecință, Regatul Unit a ajustat în sens descrescător volumul de capacitate care trebuie să fie achiziționat la această licitație T-1. Totuși, pentru a permite capacităților de interconectare să participe la această licitație T-1, ar fi fost necesară o creștere a volumului de capacitate care trebuie licitat, contrar previziunilor pieței bazate pe condițiile din cadrul licitației T-4 din 2014.

(352) În ceea ce privește factorii de reducere aplicați capacităților de interconectare, Comisia consideră că metodologia bazată pe capacitățile de interconectare individuale nu este discriminatorie. Astfel cum a explicat Regatul Unit la considerentul 202, această abordare specială a capacităților de interconectare este justificată pentru a lua în considerare gradul semnificativ de diversitate al capacităților de interconectare și al piețelor conectate. Această diversitate impune NG ESO să utilizeze o serie modelată de factori de reducere pentru fiecare țară interconectată (utilizând o metodologie paneuropeană stocastică de modelare). În plus, grupul de experți tehnici examinează în mod independent dacă cifrele de reducere sunt adecvate.

(353) În ceea ce privește observația părții interesate privind excluderea capacităților de interconectare de la accesul la contractele de capacități cu o durată mai mare de un an (a se vedea considerentul 150), Comisia este de acord cu Regatul Unit privind faptul că atribuirea unor contracte pe termen mai lung capacităților de interconectare nu ar fi în concordanță cu poziția Regatului Unit potrivit căreia modelul bazat pe interconectare este o soluție pe termen scurt (a se vedea considerentul 202) până la introducerea participării directe străine. În măsura în care capacitatea de interconectare primește contracte în cadrul licitației, această capacitate nu ar fi disponibilă pentru importuri de la furnizorii de capacitate situați în țări învecinate. Prin urmare, participarea directă a capacităților străine nu ar fi posibilă.

(354) Comisia concluzionează, de asemenea, că permiterea accesului capacităților de interconectare la contracte de capacități cu durata mai mare de un an ar fi în contradicție cu punctul 232 litera (b) din EEAG și, în special, cu nota de subsol 97 din EEAG, conform căreia schemele ar trebui ajustate în cazul în care se adoptă dispoziții comune pentru a facilita participarea transfrontalieră la astfel de scheme.

(355) Comisia concluzionează că PC permite participarea operatorilor din alte state membre și, prin urmare, respectă orientările prevăzute la punctul 232 litera (b) din EEAG.

6.5.3. *Participarea unui număr suficient de operatori pentru a stabili un preț competitiv pentru capacitate*

(356) Punctul 232 litera (c) se referă la permiterea participării unui număr suficient de producători pentru a stabili un preț competitiv pentru capacitate. Astfel cum se prezintă în tabelul 7, prețul capacității nu a fost excesiv și chiar a scăzut de la 19,40 GBP/kW la licitația T-4 din 2014 la 8,40 GBP/kW la licitația T-4 din 2017. În plus, prețul capacității la licitațiile T-1 a scăzut puternic, de asemenea, de la 6,00 GBP/kW în 2017 la 0,77 GBP/kW la licitația condiționată organizată în iunie 2019.

(357) Comisia nu a primit de la părțile interesate observații care să indice contrariul. Prin urmare, Comisia concluzionează că există un număr suficient de capacități care participă pe piața de capacități pentru a stabili un preț competitiv pentru capacitate, în conformitate cu punctul 232 litera (c) din EEAG.

6.5.4. *Evitarea efectelor negative asupra pieței interne din cauza măsurilor de reglementare*

(358) Astfel cum se descrie la considerentele 110-118 din prezenta decizie (a se vedea, de asemenea, considerentele 102-110 din decizia de inițiere a procedurii), Regatul Unit a pus în aplicare o serie de reforme pentru a îmbunătăți funcționarea piețelor energiei electrice.

(359) Comisia nu a primit de la părțile interesate observații care să indice contrariul și, pe baza argumentelor menționate mai sus, concluzionează că piața de capacități din Regatul Unit evită efectele negative asupra pieței interne, în conformitate cu punctul 232 litera (d) din EEAG.

6.5.5. *Impactul asupra stimulentelor pentru investiții în capacitatea de interconectare și asupra cuplării piețelor*

(360) Capacitățile de interconectare au putut să participe la licitațiile de pe PC începând de la a doua licitație din 2015, astfel cum se explică la considerentul 34. Prin urmare, PC a contribuit la finanțarea capacităților de interconectare. În special, astfel cum se prezintă în tabelul 2 de mai sus, trei CMU nou-construite ale capacităților de interconectare au fost câștigătoare la licitația T-4 din 2017.

(361) În termeni mai generali, astfel cum se descrie la considerentul 116 din prezenta decizie, nivelul de interconectare din Regatul Unit a crescut de la o capacitate totală instalată de 4 % în 2014 la 6 % în 2019, în special deoarece, 31 ianuarie 2019, a devenit funcțională capacitatea de interconectare NEMO cu Belgia. Capacitatea de interconectare se preconizează că va crește la 9 % până în 2021 ([69]). În plus, măsurile descrise în secțiunea 2.8.4 contribuie la funcționarea mai eficace a cuplării piețelor.

(362) Comisia nu a primit de la părțile interesate observații care să indice contrariul. Prin urmare, Comisia concluzionează că PC nu reduce stimulentele pentru investiții în capacitatea de interconectare și cuplarea piețelor, în conformitate cu punctul 233 literele (a) și (b) din EEAG.

6.5.6. *Impactul asupra deciziilor de investiții anterioare introducerii măsurii*

(363) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a indicat faptul că, conform modelării prezentate de Regatul Unit, introducerea PC va avea tendința, în timp, de a reduce prețurile energiei electrice pe piața energiei. Prin urmare, faptul că producătorii existenți – care au adoptat deciziile de investiții pe baza prețurilor angro preconizate ale energiei – au acces pe PC și pot să își completeze veniturile de pe piață implică faptul că deciziile lor de investiții nu trebuie să fie subminate, în medie. În plus, centralele a căror construcție a început între luna mai 2012 și prima licitație din 2014 au fost considerate centrale noi pentru a recunoaște investițiile lor de capital și preconizarea lor privind introducerea pe PC.

(364) La fel ca în cazul oricărei modificări a organizării pieței, se poate preconiza că unele dintre centralele existente pot fi afectate mai mult decât altele. În special, se poate preconiza că centralele care au fost construite mai recent, dar înainte de luna mai 2012, așadar care nu se califică drept „noi" în cadrul PC, vor fi afectate mai mult de introducerea măsurii. Totuși, orice impact negativ potențial ar trebui să fie limitat de faptul că orice centrală poate să aibă acces pe PC și ar trebui să fie compensat de beneficiile substanțiale pe care măsura ar trebui să le aducă sistemul electroenergetic, având în vedere, de asemenea, semnalul clar de preț pe care PC ar trebui să îl transmită în legătură cu capacitatea. Un astfel de semnal de preț nu ar exista fără măsura în cauză și ar trebui să fie măsurat în mod indirect prin prețul energiei electrice.

([69]) Aceste cifre presupun că capacitatea de producție de energie electrică din Regatul Unit rămâne constantă la 81,3 GW.

(365) Comisia nu a primit de la părțile interesate observații care să indice contrariul. Prin urmare, Comisia concluzionează că piața de capacități nu subminează deciziile de investiții anterioare introducerii măsurii, în conformitate cu punctul 233 litera (c) din EEAG.

6.5.7. *Impactul asupra poziției dominante pe piață*

(366) Punctul 232 litera (d) din EEAG se referă la necesitatea de a evita efectele negative asupra pieței interne. În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a observat că contractele de capacități pe termen mai lung pentru noile investiții au permis furnizorilor nou-intrați să obțină finanțarea necesară. Această caracteristică ar contribui, de asemenea, la contracararea riscului de poziție dominantă printr-o intrare mai ușoară pe piață. De asemenea, Comisia a observat că acea caracteristică puternică de formare a prețurilor dintr-un model descendent (descending-clock), la preț discriminatoriu (pay-as-clear) reduce riscul de exercitare a puterii de piață în cadrul licitației.

(367) Comisia nu a primit de la părțile interesate observații care să indice contrariul. Prin urmare, Comisia concluzionează că piața de capacități nu consolidează poziția dominantă pe piață, în conformitate cu punctul 232 litera (d) din EEAG.

6.5.8. *Prioritate acordată tehnologiilor cu emisii reduse de dioxid de carbon, în cazul existenței unor parametri economici și tehnici echivalenți*

(368) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a observat o listă de motive pentru care a considerat că PC acordă prioritate producătorilor cu emisii reduse de dioxid de carbon în cazul existenței unor parametri economici și tehnici echivalenți, în conformitate cu punctul 233 litera (e) din EEAG:

(a) măsura este deschisă producătorilor cu emisii reduse de dioxid de carbon. Totuși, pentru a împiedica o cumulare a ajutoarelor și supracompensarea în consecință, producătorii nu trebuie să beneficieze de alte măsuri de sprijin descrise la considerentele 32 și 33;

(b) natura de ofertare concurențială a mecanismului expune participanții la prețurile carbonului atunci când își vând energia electrică pe piață. Prin urmare, având în vedere caracteristicile tehnice echivalente, costurile mai mari ale emisiilor de CO_2 vor duce la scăderea veniturilor preconizate pe piața energiei și la creșterea prețului capacității pe care ofertanții cu emisii mari de dioxid de carbon îl vor solicita în cadrul licitației (a se vedea considerentul 67 de mai sus), reducând probabilitatea de succes a acestora la licitație ([70]);

(c) astfel cum se prevede în decizia din 2014 (considerentul 153) și în decizia de inițiere a procedurii (considerentul 195), Comisia consideră că costurile emisiilor de CO_2 asociate cu EU ETS reprezintă parametri economici generali în sensul punctului 233 litera (e) din EEAG și, prin urmare, sunt insuficiente pentru a demonstra că o măsură acordă prioritate în mod specific producătorilor cu emisii reduse de dioxid de carbon. Totuși, Comisia observă că Regatul Unit a introdus o limită minimă a prețului carbonului (CPF - Carbon Price Floor) în 2013, stabilită la 18 GBP/tCO_2 pentru 2018/2019 și 2019/2020. Acest element a condus la un preț al carbonului cu care s-au confruntat producătorii de energie electrică mai mare decât EU ETS. Prin urmare, în opinia Comisiei, interacțiunea dintre CPF și mecanismul de licitație descris mai sus are un efect echivalent cu criteriile de selecție secundare (de exemplu, într-un proces de licitație care utilizează alte criterii decât prețul) care ar acorda prioritate producătorilor cu emisii reduse de dioxid de carbon în cazul existenței unor parametri economici și tehnici echivalenți.

(369) Astfel cum se menționează la considerentul 160, unele părți interesate au insistat că este necesară modificarea PC, astfel încât să favorizeze, în general, tehnologiile cu emisii reduse de dioxid de carbon. În plus, în raportul menționat la considerentul 21, Comitetul pentru știință și tehnologie al Camerei Comunelor a sugerat că PC ar trebui să sprijine cât mai mult posibil tehnologiile cu emisii reduse de dioxid de carbon și ar trebui să includă un procent minim de finanțare pe PC care trebuie să fie acordată tehnologiilor cu emisii reduse de dioxid de carbon. Comisia estimează că, pentru a respecta EEAG, modificările sugerate ale PC din Regatul Unit nu sunt necesare, deoarece punctul 233 litera (e) din EEAG impune ca PC să acorde prioritate capacităților cu emisii reduse de dioxid de carbon numai în cazul existenței unor parametri economici și tehnici echivalenți.

(370) În ceea ce privește observațiile părților interesate care indică faptul că PC ar trebui să respecte limitele de emisii de CO_2 impuse prin Regulamentul (UE) 2019/943 (a se vedea considerentul 161), Comisia observă că:

(a) în ceea ce privește noile capacități, o modificare a Normelor privind piața de capacități a intrat în vigoare la 18 iulie 2019 în vederea instituirii acestei limite privind emisiile de carbon pentru capacitățile nou-construite care urmăresc să se precalifice pentru licitațiile de capacitate care urmează să fie organizate la începutul anului 2020 (inclusiv pentru orice componente nou-construite care participă drept capacități neconfirmate de răspuns din partea cererii), astfel cum se explică la considerentul 217;

([70]) În mod alternativ, Regatul Unit afirmă că, dacă două proiecte, diferite în ceea ce privește intensitatea emisiilor lor de CO_2, depun oferte egale, acest lucru poate fi explicat numai de caracteristicile tehnice și alte caracteristici economice diferite.

(b) în ceea ce privește capacitățile existente, Regatul Unit s-a angajat să respecte dispozițiile relevante ale Regulamentului (UE) 2019/943. În special, Regatul Unit va adopta, până la sfârșitul anului 2020, modificări normative pentru a asigura faptul că, cel târziu de la 1 iulie 2025, capacitățile de producție care au început producția comercială înainte de 4 iulie 2019 și care au emisii mai mari de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat nu primesc plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul pieței de capacități (a se vedea considerentul 218).

(371) Pe baza acestor considerente, Comisia concluzionează că PC acordă prioritate tehnologiilor cu emisii reduse de dioxid de carbon, în cazul existenței unor parametri economici și tehnici echivalenți, în conformitate cu punctul 233 litera (e) din EEAG.

6.5.9. *Concluzie privind evitarea efectelor negative nejustificate asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale*

(372) Prin urmare, Comisia concluzionează că PC respectă orientările prevăzute în secțiunea 3.9.6 din EEAG.

6.6. **Respectarea articolelor 30 și 110 din tratat**

(373) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a ajuns la concluzia preliminară că mecanismul de finanțare a măsurii nu introduce nicio restricție care ar încălca articolul 30 sau articolul 110 din tratat.

(374) Astfel cum se explică la considerentul 88 de mai sus, plățile sunt finanțate printr-o taxă impusă furnizorilor de energie electrică („obligația furnizorilor"). Prestatorul de servicii de decontare calculează și colectează plățile conform obligației furnizorilor. Regatul Unit explică faptul că obligația furnizorilor este impusă tuturor furnizorilor autorizați, în legătură cu cota lor de piață pe baza volumelor de energie electrică vândute. Totuși, Comisia consideră că taxa este extrem de similară cu o taxă pe energia electrică consumată.

(375) În ceea ce privește articolele 30 și 110 din tratat, 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 tratat, 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 cerințele dreptului 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. ([71])

(376) Comisia nu a primit nicio observație care să indice contrariul de la părțile interesate sau de la Regatul Unit și își menține concluzia preliminară.

(377) Un tratament discriminatoriu al importurilor din alte state membre presupune că situații similare sunt tratate în mod diferit. Prin urmare, Comisia a evaluat dacă importurile se află într-o situație similară cu producția națională. Astfel cum se explică la considerentul 34, capacitățile de interconectare au fost eligibile să participe pe PC începând de la a doua licitație din 2015, în calitate de CMU, în condiții de egalitate cu capacitatea cu sediul în Regatul Unit. În plus, în viitor, astfel cum se descrie la considerentul 200, Regatul Unit va permite participarea directă a capacităților străine pe PC.

(378) Prin urmare, Comisia concluzionează că mecanismul de finanțare a măsurii nu introduce nicio restricție care ar încălca articolul 30 sau articolul 110 din tratat.

6.7. **Transparență**

(379) Astfel cum se explică la considerentul 221, Regatul Unit s-a angajat să aplice condițiile de transparență specificate în secțiunea 3.2.7 din EEAG, în măsura în care acestea sunt aplicabile ajutorului acordat în cadrul pieței de capacități. Prin urmare, aceste orientări sunt respectate.

6.8. **Aplicabilitatea evaluării compatibilității**

(380) La 15 noiembrie 2018, Tribunalul Uniunii Europene (Tribunalul), în cauza T-793/14 – Tempus/Comisia, a anulat Decizia Comisiei din 23 iulie 2014. La 25 ianuarie 2019, Comisia a formulat recurs împotriva hotărârii Tribunalului (cauza C-57/19). Deoarece recursul nu a avut efect suspensiv, pentru a se conforma hotărârii Tribunalului, Comisia a decis să reevalueze PC din Regatul Unit și, la 21 februarie 2019, a inițiat procedura oficială de investigare în temeiul articolului 108 alineatul (2) din TFUE.

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

(381) În scopul securității juridice, este necesar să se stabilească statutul prezentei decizii, în cazul în care Curtea de Justiție decide să anuleze hotărârea Tribunalului în cauza T-793/14, caz în care decizia din 23 iulie 2014 ar fi valabilă începând de la data adoptării sale. În acest caz, evaluarea compatibilității efectuată în prezenta decizie cu privire la măsurile existente până la data adoptării prezentei decizii ar rămâne fără obiect și nu ar produce efecte juridice. În ceea ce privește modificările pieței de capacități în comparație cu mecanismul aprobat prin Decizia Comisiei din 23 iulie 2014, Comisia consideră că aceste modificări, descrise la considerentele 182, 187, 194, 197, 200 și 218, ar constitui modificări ale pieței de capacități în temeiul articolului 4 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 794/2004 al Comisiei ([72]), pe care Comisia a declarat-o compatibilă cu piața internă în conformitate cu articolul 107 alineatul (3) din tratat pe baza evaluării efectuate în prezenta decizie.

7. **CONCLUZIE**

(382) Comisia constată că, de la data punerii în aplicare a măsurii și până la suspendarea acesteia, la 15 noiembrie 2018, în urma hotărârii Tribunalului ([73]), Regatul Unit a pus în aplicare în mod ilegal PC, cu încălcarea articolului 108 alineatul (3) din tratat, după cum se explică la considerentul 235. Cu toate acestea, Comisia constată că măsura este compatibilă cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din tratat, în special pe baza orientărilor din secțiunea 3.9 din EEAG, pentru o perioadă maximă de 10 ani de la data la care măsura a fost pusă în aplicare pentru prima dată în 2014 (care se consideră a fi 16 decembrie 2014, și anume data la care a avut loc prima licitație pe PC) ([74]),

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Schema de ajutoare sub forma pieței de capacități pusă în aplicare de Regatul Unit în conformitate cu Legea privind energia electrică din 2013 („schema de ajutoare") este compatibilă cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din tratat. Comisia autorizează schema de ajutoare pentru o perioadă maximă de 10 ani începând cu 16 decembrie 2014.

Articolul 2

În cazul în care Curtea de Justiție anulează hotărârea Tribunalului pronunțată în cauza T-793/14 și decide să confirme Decizia C(2014) 5083, articolul 1 se înlocuiește cu următorul text:

„*Articolul 1*

Modificările propuse ale schemei de ajutoare declarată compatibilă prin Decizia C(2014) 5083, care au fost notificate Comisiei la 12 septembrie 2019 și sunt descrise în anexa la prezenta decizie, sunt compatibile cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din tratat, de la data notificării prezentei decizii și până la 15 decembrie 2024."

Articolul 3

Prezenta decizie se adresează Regatului Unit al Marii Britanii și Irlandei de Nord.

Adoptată la Bruxelles, 24 octombrie 2019.

Pentru Comisie
Margrethe VESTAGER
Membru al Comisiei

([72]) Regulamentul (CE) nr. 794/2004 al Comisiei din 21 aprilie 2004 de punere în aplicare a Regulamentului (UE) 2015/1589 al Consiliului de stabilire a normelor de aplicare a articolului 108 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (JO L 140, 30.4.2004, p. 1).
([73]) A se vedea considerentul 17.
([74]) A se vedea articolul 21 alineatul (8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

ANEXĂ

MODIFICĂRILE PIEȚEI DE CAPACITĂȚI

1. În primul rând, Regatul Unit se angajează:

   (a) să reducă pragul minim pentru participarea pe PC, după cum se descrie la considerentele 30 și 31 din prezenta decizie, la 1 MW pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020; și

   (b) să reevalueze acest prag până în octombrie 2021 pentru a examina potențialul unei reduceri suplimentare.

2. În al doilea rând, Regatul Unit se angajează:

   (a) să depună eforturi pentru a pune în aplicare participarea directă a capacităților străine la licitațiile pentru care precalificarea începe din ianuarie 2020, condiționată de acordurile de cooperare cu operatorii de sistem de transport din țările învecinate în care sunt situate capacitățile participante și, în orice caz,

   (b) să aplice participarea directă a capacităților străine pentru toate licitațiile pentru care precalificarea începe după ce metodologiile, normele comune și condițiile menționate la articolul 26 alineatul (11) din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost aprobate de ACER și publicate pe site-ul web al acesteia în conformitate cu articolul 27 din regulamentul menționat anterior și după ce acestea devin aplicabile.

3. În al treilea rând, Regatul Unit se angajează să elaboreze orice norme necesare (de exemplu, dar fără a se limita la factorii de reducere) pentru a asigura participarea eficace a oricărui tip nou de capacitate care poate să contribuie în mod eficace la soluționarea problemei de adecvare a capacității de producție, de îndată ce această capacitate are potențialul de a contribui la soluționarea acestei probleme.

4. În al patrulea rând, Regatul Unit se angajează:

   (a) să permită tuturor tipurilor de capacități (cu excepția capacităților de interconectare) să solicite precalificarea pentru a licita pentru diversele durate disponibile ale contractelor, dacă pot să demonstreze că ating pragurile de cheltuieli de capital (CAPEX) descrise la considerentul 75 din prezenta decizie; și

   (b) să revizuiască în mod constant aceste praguri CAPEX pentru a asigura adecvarea lor.

5. În al cincilea rând, Regatul Unit se angajează:

   (a) să achiziționeze în continuare, prin licitații prevăzute cu un an înainte, cel puțin 50 % din capacitatea rezervată cu patru ani mai devreme ca parte a procesului de stabilire a parametrilor pentru licitația prevăzută cu patru ani înainte pentru același an de furnizare și

   (b) să utilizeze în continuare metodologia de rezervare pe baza intervalului de încredere de 95 % descris la considerentul 62 din prezenta decizie, pentru a determina volumul minim de capacitate care va fi rezervat pentru o licitație prevăzută cu un an înainte.

6. În al șaselea rând, Regatul Unit se angajează să respecte dispozițiile Regulamentului (UE) 2019/943 și, în special, să adopte, până la sfârșitul anului 2020, modificări normative pentru a asigura faptul că, cel târziu de la 1 iulie 2025, capacitățile de producție care au început producția comercială înainte de 4 iulie 2019 și care au emisii mai mari de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat nu sunt angajate și nici nu primesc plăți sau angajamente pentru plăți viitoare pe piața de capacități.