DECIZIA (UE) 2017/503 A COMISIEI

din 8 noiembrie 2016

privind schema de ajutor SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

[notificată cu numărul C(2016) 7086]

(Numai textul în limba franceză 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 conformitate cu articolele menționate anterior ([1]) și având în vedere observațiile acestora,

întrucât:

1. PROCEDURA

(1) Prin scrisoarea din 13 noiembrie 2015 (denumită în continuare „decizia de inițiere a procedurii"), Comisia a informat autoritățile franceze cu privire la decizia sa de a iniția procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, în legătură cu măsura în cauză.

(2) Autoritățile franceze și-au prezentat observațiile cu privire la scrisoarea menționată prin scrisoarea din 17 decembrie 2015.

(3) Decizia Comisiei de a iniția procedura a fost publicată în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene* la 2 februarie 2016 ([2]). Comisia a invitat părțile interesate să își prezinte observațiile cu privire la măsura în cauză.

(4) Comisia a primit observații din partea părților interesate și le-a transmis autorităților franceze, dându-le posibilitatea de a reacționa. Observațiile autorităților franceze au fost transmise prin scrisoarea din 24 mai 2016.

(5) La 2 mai 2016, Comisia a trimis o listă de întrebări autorităților franceze, care au răspuns prin scrisorile din 21 iunie și 15 iulie 2016. La 27 iulie, Comisia a transmis o nouă listă de întrebări autorităților franceze, care au răspuns prin scrisoarea din 9 septembrie 2016.

2. DESCRIEREA DETALIATĂ A MĂSURII

(6) Mecanismul este descris în detaliu în decizia de inițiere a procedurii. Secțiunile următoare oferă un rezumat al prezentării respective.

2.1. Funcționarea generală a mecanismului

(7) Legea nr. 2010-1488 din 7 decembrie 2010 privind noua organizare a pieței de energie electrică (așa-numita „Lege NOME") a introdus obligația ca furnizorii de energie electrică, operatorii de sistem pentru pierderi și consumatorii pentru consumul în afara contractului de furnizare (denumiți în continuare „furnizorii") să contribuie la securitatea aprovizionării cu energie electrică în Franța în funcție de consumul de putere și de energie al clienților lor sau de consumul propriu. În vederea îndeplinirii acestei obligații, fiecare dintre aceștia va trebui să justifice în fiecare an un anumit volum de garanții de capacitate în funcție de consumul în perioada de vârf al consumatorilor săi sau de consumul propriu.

([1]) Ajutor de stat SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) – Mecanism de asigurare a capacității în Franța – Invitație de a prezenta observații în temeiul articolului 108 alineatul (2) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (JO C 46, 2.2.2016, p. 35).

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

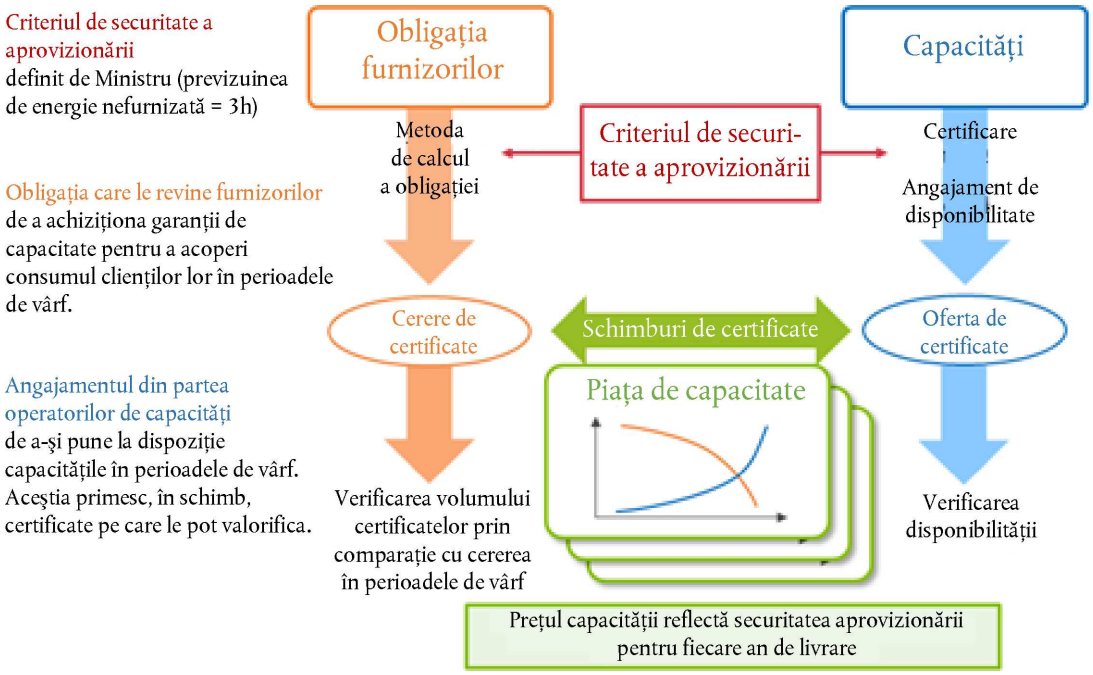
(8) Garanțiile de capacitate fie sunt obținute direct de către furnizori pentru mijloacele proprii pe care le dețin (unități de producție sau capacități de redistribuire a cererii), fie trebuie achiziționate de pe o piață descentralizată de la cei care le dețin (și anume operatorii de capacitate, alți furnizori, traderi, consumatori care sunt proprii lor furnizori etc.).

(9) Operatorii de capacitate de producție sau de redistribuire a cererii („operatorii de capacitate" sau „operatorii"), la rândul lor, au obligația de a obține o certificare privind capacitatea lor de la operatorul de sistem public de transport al energiei electrice (denumit în continuare „RTE"). Operatorii vor primi de la RTE garanții de capacitate, în funcție de contribuția estimată a instalațiilor la reducerea riscului de nesatisfacere a cererii în perioadele de vârf de consum.

(10) Garanțiile de capacitate pot fi schimbate și transferate. Achiziționarea de către furnizori a unor garanții de capacitate de la operatorii de capacitate pentru a își îndeplini obligația legală se va organiza prin intermediul unei piețe descentralizate a garanțiilor de capacitate. Funcționarea generală a mecanismului este afișată în figura 1.

Figura 1

Funcționarea generală a mecanismului



Sursa: Scrisoarea autorităților franceze din 2 februarie 2015.

2.2. **Obligațiile de capacitate**

2.2.1. *Obligațiile furnizorilor*

(11) Calcularea puterii de referință a unui furnizor, și anume obligația de capacitate a acestuia, se bazează pe următoarele principii:

1. luarea în considerare a consumului constatat în perioada de vârf (numită PV1) în cursul anului de livrare (denumit în continuare „AL"; de fiecare dată, un an calendaristic);

2. corectarea, pe de o parte, a sensibilității consumului la temperatură (termosensibilitate); și

3. corectarea, pe de altă parte, a puterii redistribuite a capacităților certificate activate în perioada PV1.

(12) Operatorul de sistem de transport stabilește anual zilele din PV1 care determină obligația de capacitate a furnizorilor de pe teritoriul metropolitan național, bazându-se pe estimări ale consumului național pentru ziua

următoare (în Z-1). Numărul de zile de PV1 trebuie să fie cuprins între 10 și 15 pentru fiecare an de livrare, iar orele utilizate pentru calcularea obligației de capacitate sunt orele cuprinse în intervalele (7.00-15.00 și 18.00-20.00) din zilele din PV1 selectate. Numărul de ore de vârf din PV1 este cuprins, în consecință, între 100 și 150 de ore pe an. Zilele din PV1 sunt notificate furnizorilor în Z-1 înainte de ora 10.30.

(13) Această obligație nu este stabilită dinainte din punct de vedere legal, ci pe baza unor date măsurate, pentru a determina pentru fiecare consumator contribuția sa reală la riscul de nesatisfacere a cererii. Pentru a determina contribuția unui consumator la riscul de nesatisfacere a cererii ca urmare a termosensibilității sale, consumul său observat în cursul anului de livrare este adaptat pentru a simula un val de frig, a cărui gravitate corespunde riscului pe care sistemul urmărește să îl acopere (val de temperaturi scăzute) și pentru a satisface astfel cerințele de securitate a aprovizionării stabilite de autoritățile franceze. Cerințele de securitate a aprovizionării au fost stabilite prin Decretul nr. 2006-1170 din 20 septembrie 2006 și corespund unei previziuni de energie nefurnizată cu o medie de trei ore pe an.

(14) Parametrii care vor determina necesitatea reală de garanții de capacitate în anul de livrare vor fi publicați cu patru ani înainte de anul de livrare și vor rămâne stabili pe întreaga durată a unui an, pentru a permite schimburi într-un cadru de reglementare fix și pentru a garanta că valoarea produsului nu va fi modificată de o intervenție din afara pieței. Ulterior, obligația specifică a fiecărui furnizor este calculată după anul de livrare, aplicând acești parametri.

(15) Redistribuirile cererilor pot fi luate în considerare prin două metode diferite: fie reducând valoarea obligației de capacitate a unui furnizor printr-o reducere a consumului („redistribuire a cererii implicită"), fie prin certificarea capacității de redistribuire a cererii („redistribuire a cererii explicită"). Obligațiile pentru cele două tipuri de capacitate de redistribuire a cererii sunt diferite: „redistribuirile cererii implicite" trebuie să fie activate *efectiv* pe parcursul orelor din PV1; în timp ce „redistribuirile cererii explicite" trebuie să fie disponibile pe parcursul orelor din PV2.

(16) În cele din urmă, autoritățile franceze au prevăzut că garanțiile de capacitate ar fi asociate cu produsul ARENH ([3]) pentru furnizorii alternativi, ceea ce, în opinia lor, ar trebui să contribuie la reducerea concentrării pieței garanțiilor de capacitate.

2.2.2. *Obligații ale operatorilor de capacitate și principii de certificare*

(17) Orice unitate de producție (mecanismul este neutru din punct de vedere tehnologic) conectată la sistemul public de transport sau la sistemul public de distribuție trebuie să facă obiectul unei cereri de certificare la RTE depusă de către operator. Orice unitate de producție (mecanismul este neutru din punct de vedere tehnologic) din sistemul public de transport sau la sistemul public de distribuție trebuie să facă obiectul unei cereri de certificare la RTE depusă de către operator. Orice unitate de redistribuire a cererii, indiferent de rețeaua sa de racordare, poate face obiectul unei cereri de certificare la RTE. Prin urmare, operatorul de capacitate este cel care realizează, în primul rând, o estimare a volumului său de capacitate care poate fi disponibil în timpul perioadelor de vârf de consum (așa-numitele „PV2") într-un anumit an de livrare.

(18) Numărul de zile din PV2 pentru un an de livrare este cuprins între 10 și 25. În plus, zilele din PV1 sunt în mod necesar zile din PV2. Zilele din PV2 care nu sunt zile din PV1 sunt selectate într-o anumită zi pentru ziua următoare de către RTE pe baza unor criterii de tensiune care afectează sistemul de energie electrică. Intervalele orare utilizate sunt aceleași ca pentru zilele din PV1. Numărul de ore de vârf din PV2 este, în consecință, cuprins între 100 și 250 de ore pe an.

(19) Nivelul certificat este calculat ulterior de către RTE pe baza datelor transmise și a metodelor de calcul prevăzute în temeiul juridic al mecanismului. Prin urmare, anumite corecții sunt aplicate, de exemplu, pentru a ține cont de numărul posibil de zile succesive de activare a capacităților certificate sau de contribuția reală la reducerea riscului de nesatisfacere a cererii a unei capacități a cărei sursă de energie primară este supusă unor riscuri meteorologice.

(20) Ulterior, operatorul poate să își modifice previziunile de disponibilitate pe tot parcursul mecanismului, inclusiv în cursul anului de livrare, prin intermediul unui dispozitiv de reechilibrare. Reechilibrarea corespunde unei „re-certificări" a capacității și permite operatorului să își adapteze previziunile pe măsura apariției de informații noi în ceea ce privește capacitatea acestuia. Reechilibrarea poate fi ascendentă și descendentă.

([3]) Accesul regulat la energia nucleară istorică (ARENH) este un drept al furnizorilor de a cumpăra energie electrică de la EDF la un preț reglementat și în cantități stabilite de CRE. Mai multe informații cu privire la ARENH: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp

(21) Acest sistem declarativ este completat de un sistem de control al capacității: principiul este că orice capacitate certificată trebuie să fie activată cel puțin o dată pe an. Este vorba despre testări aleatorii pentru fiecare capacitate fără notificarea operatorului. O capacitate nu poate fi testată de mai mult de trei ori pe parcursul unei perioade de livrare.

(22) Modalitățile exacte de certificare variază în funcție de tipul de capacitate în cauză:

1. capacitățile de producție existente pot începe certificarea cu patru ani înainte de perioada de livrare și au obligația de a solicita certificarea cu trei ani înainte de începerea anului de livrare;

2. capacitățile de producție în proiect pot solicita certificarea încă de la semnarea primului regulament din contractul de racordare semnat și cu până la două luni înainte de începerea perioadei de livrare; și

3. capacitățile de redistribuire a cererii pot fi certificate cu până la două luni înainte de începerea perioadei de livrare.

(23) Responsabilul perimetrului de certificare (denumit în continuare „RPC") este persoana juridică responsabilă din punct de vedere financiar de operatorii de capacitate din perimetrul său. Operatorii pot fi propriul lor RPC sau pot încheia un contract cu un RPC. Este posibil ca RPC să „sporească" capacitățile în cadrul perimetrului lor.

(24) Pentru regularizarea financiară a diferențelor, RTE notifică fiecărui RPC decalajul înregistrat în perimetrul lor cel târziu la data de 1 decembrie a anului de livrare + 2.

2.3. **Schimburi de garanții de capacitate**

(25) Garanțiile de capacitate sunt înregistrate toate în registrul de garanții de capacitate, menținut de operatorul de sistem RTE. Fiecare furnizor și fiecare operator de capacitate are obligația de a deschide un cont la RTE în registrul de garanții de capacitate. Părțile implicate integrate pe verticală sunt obligate, prin urmare, să aibă două conturi în acest registru, unul pentru activitățile de producție și unul pentru activitățile de comercializare.

(26) Proprietatea asupra unei garanții de capacitate rezultă din înscrierea acesteia de către RTE în contul deținut de titularul său în registrul garanțiilor de capacitate. Fiecare garanție de capacitate emisă este numerotată, pentru a facilita, pe de o parte, gestionarea acesteia și, pe de altă parte, trasabilitatea schimburilor. Aceasta este valabilă pe perioada unui an de livrare. Garanția de capacitate, a cărei unitate este de 0,1 MW ([4]), există pe deplin odată ce a fost emisă: o parte implicată care deține o garanție de capacitate nu suportă niciun risc legat de capacitatea subiacentă care este la originea acesteia.

(27) Transferurile de garanții de capacitate între părțile implicate (emitere și cesionare) se realizează prin transferul acestor garanții în registrul de garanții de capacitate, după solicitarea ambelor părți (cedent și beneficiar). Transferurile efective de proprietate sunt efectuate prin înscrierea unei garanții de capacitate în contul beneficiarului.

(28) Schimburile de garanții de capacitate pot avea loc pe piața extrabursieră sau pe piețe organizate.

(29) Schimburile de garanții de capacitate se vor putea face de-a lungul întregii perioade de la certificare până la data-limită de cesionare a garanțiilor de capacitate. Astfel cum s-a explicat în considerentul 23, RTE notifică fiecărui furnizor valoarea obligației sale de capacitate cel târziu până la data de 1 decembrie a anului de livrare + 2. Data-limită de cesionare este după 15 zile.

(30) Furnizorii care, la data-limită de notificare a obligației, au un excedent de garanții de capacitate față de obligația lor sunt obligați să efectueze o licitație publică de vânzare înainte de data-limită de cesionare a garanțiilor de capacitate.

(31) La cinci zile de la data-limită de cesionare a garanțiilor de capacitate, RTE calculează, pentru fiecare furnizor, dezechilibrul dintre valoarea obligației de capacitate a furnizorului și valoarea garanțiilor de capacitate care figurează în contul furnizorului în registrul de garanții de capacitate, precum și regularizarea financiară corespunzătoare.

([4]) Nivelul certificat de capacitate se rotunjește la aproximativ 0,1 MW. Capacitățile de putere mai mică de 1 MW pot fi agregate pentru a concura pe piață.

2.4. **Regularizarea financiară a diferențelor**

(32) Mecanismul prevede o responsabilizare în ceea ce privește diferențele dintre ceea ce s-a realizat și previziuni.

(33) Structura generală a regularizărilor financiare corespunde unor regularizări ale diferențelor efectuate într-un mod foarte asemănător cu cele în vigoare pentru energie (*reechilibrare* sau *balancing*) și presupune că furnizorii și RPC plătesc o sumă reprezentând regularizarea financiară în cazul unui dezechilibru negativ sau primesc o sumă reprezentând regularizarea financiară în cazul unui dezechilibru pozitiv. În caz de dezechilibru negativ, toți consumatorii finali vor beneficia de prețuri mai scăzute prin intermediul TURPE (*Public Electricity Grid User Tariff* – tarif de utilizare a rețelei publice de energie electrică) ([5]).

(34) Prețul de regularizare aplicat pentru un anumit an de livrare depinde de anumite criterii:

1. atunci când securitatea aprovizionării nu este amenințată în mod semnificativ, prețul de regularizare financiară se bazează integral pe prețul pieței (PRP, și anume media aritmetică a prețurilor capacității stabilite cu ocazia licitațiilor realizate înaintea anului de livrare). Pentru regularizarea diferențelor negative, un coeficient de stimulare (coeficientul k) se adaugă la prețul respectiv pentru a asigura stimulentul de a folosi piața garanțiilor în loc să se aștepte regularizarea financiară (pentru diferențele pozitive, acest lucru este de la sine înțeles); și

2. atunci când securitatea aprovizionării este amenințată în mod semnificativ (diferență globală peste un anumit nivel care trebuie determinat de către RTE, stabilit la 2 GW sub obligația globală pentru primii doi ani de livrare), prețul de regularizare a diferențelor trimite la un preț stabilit de autorități (Padmin). Acest preț stabilit de autorități reprezintă un plafon al prețului capacității pe piață.

(35) Odată ce diversele regularizări ale diferențelor sunt calculate, RPC și furnizorii ale căror diferențe sunt negative plătesc suma reprezentând valoarea regularizării pe care o datorează în fondul respectiv, iar RPC și furnizorii ale căror diferențe sunt pozitive primesc din fondul respectiv suma reprezentând valoarea regularizării care le este datorată. Cu toate acestea, suma reprezentând regularizările pozitive nu trebuie să depășească, pentru un anumit an de livrare, suma plăților efectuate în temeiul regularizărilor financiare negative. Eventualele solduri rămase din fondurile pentru regularizarea diferențelor sunt redistribuite integral utilizatorilor rețelei publice de transport de energie electrică, și anume tuturor consumatorilor finali.

(36) Nu există fluxuri financiare între fondul pentru regularizarea diferențelor RPC și fondul pentru regularizarea diferențelor furnizorilor. Prin urmare, nu există niciun flux financiar între operatorii de capacități și furnizorii în cauză în cadrul regularizării diferențelor.

(37) RTE asigură gestionarea administrativă, contabilă și financiară a fondurilor în ceea ce privește diferențele („fondul pentru regularizarea diferențelor responsabililor din domeniul de certificare” și „fondul pentru regularizarea reechilibrării privind capacitatea furnizorilor”) în conformitate cu normele contabilității private. În această calitate, RTE este răspunzător de facturare și de colectarea sumelor datorate de către RPC și furnizori, precum și de constatarea eventualelor incapacități de plată.

(38) Comisia de reglementare în domeniul energiei (CRE), autoritatea națională de reglementare în domeniul energiei, este responsabilă de verificarea regularizării diferențelor furnizorilor (articolul 7 din Decretul nr. 2012-1405 codificat prin articolul R. 335-12 din Codul energiei) și poate să prevadă sancțiuni administrative în caz de neconformitate cu obligația legală de a plăti diferențele. Sancțiunea trebuie să fie proporțională și nu trebuie să depășească 120 000 EUR per MW de capacitate pentru un an de livrare (articolul L. 335-7 din Codul energiei).

2.5. **Temeiul juridic național**

(39) Textele legislative și de reglementare care guvernează mecanismul de asigurare a capacității sunt:

1. Legea nr. 2010-1488 din 7 decembrie 2010 privind noua organizare a pieței de energie electrică, codificată în special prin articolele L. 335-1-L. 335-7 și L. 321-16-L. 321-17 din Codul energiei;

2. Decretul nr. 2012-1405 din 14 decembrie 2012 privind contribuția furnizorilor la securitatea aprovizionării cu energie electrică și crearea unui mecanism de obligație de capacitate în sectorul energiei electrice, prevăzut la articolul L. 335-6 și codificat prin articolele din partea legislativă a Codului energiei R. 335-1-D. 335-54;

([5]) TURPE, instituit prin Legea nr. 2000-108 din 10 februarie 2000, este destinat să remunereze operatorii de sistem de transport și de distribuție. Metodologia pentru calcularea TURPE și evoluția acestuia sunt stabilite de CRE.

3. Ordinul din 22 ianuarie 2015 de stabilire a normelor care reglementează mecanismul de asigurare a capacității și instituit în temeiul articolului 2 din Decretul nr. 2012-1405 din 14 decembrie 2012 privind contribuția furnizorilor la securitatea aprovizionării cu energie electrică și referitor la crearea unui mecanism de obligație de capacitate în sectorul energiei electrice; și

4. Anexa la Ordinul din 22 ianuarie 2015: Normele mecanismului de asigurare a capacității.

(40) Luând în considerare măsurile corective propuse de Franța ca urmare a obiecțiunilor invocate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii, aceste texte vor fi, de asemenea, modificate sau completate pentru a reflecta toate măsurile corective descrise în secțiunea 3 din prezenta decizie.

2.6. **Beneficiari**

(41) Beneficiarii mecanismului sunt deținătorii de capacitate, care primesc garanțiile de capacitate ale statului (prin intermediul RTE) și au posibilitatea de a le vinde.

2.7. **Obiectivul mecanismului: securitatea aprovizionării**

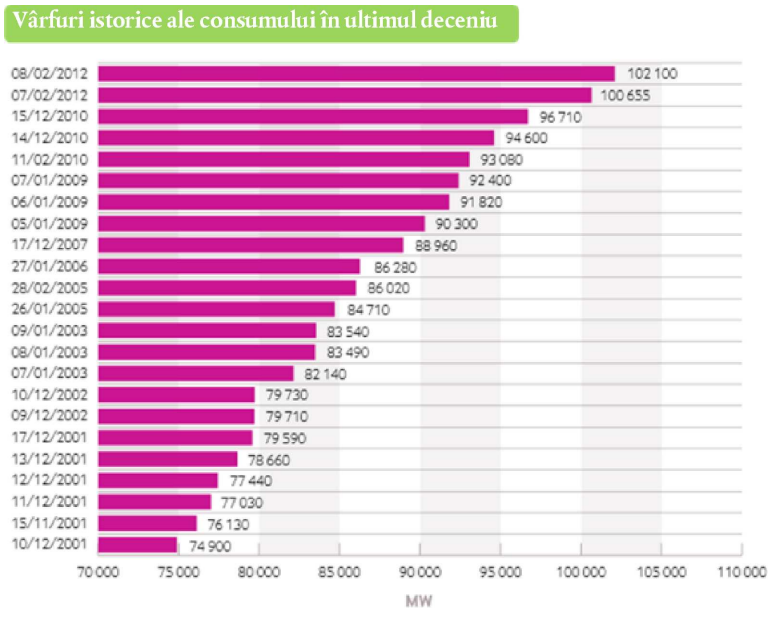
(42) Indicatorul utilizat de Franța pentru a evalua riscul de perturbare a echilibrului dintre oferta și cererea de energie electrică este previziunea de energie nefurnizată din motive de dezechilibru între cerere și ofertă (*Loss Of Load Expectation* – LOLE). Pentru Franța, autoritățile franceze au ales să rețină o previziune de energie nefurnizată cu o durată medie de trei ore pe an.

(43) Autoritățile franceze au explicat că, de mulți ani, Franța cunoaște un fenomen de vârf al consumului de energie electrică în timpul iernii. Sistemul de energie electrică din Franța este caracterizat, într-adevăr, de o termosensibilitate semnificativă a consumului de energie electrică, care conduce la o valoare maximă a consumului de energie electrică în timpul valurilor de frig de pe perioada iernii. Astfel cum este ilustrat în figura 2, această termosensibilitate a crescut progresiv în ultimii ani, în special ca urmare a creșterii consumului legat de încălzirea electrică, dar și a unor noi utilizări ale energiei electrice, care coincid deseori cu vârful de consum în cursul serii.

(44) Creșterea vârfului este mai rapidă decât cea a nivelului general de consum de energie electrică. În plus, vârful de consum în Franța se caracterizează printr-o mare volatilitate și, prin urmare, diferențele de consum pot fi deosebit de semnificative (până la 20 GW între doi ani). Controlul vârfului de consum de energie electrică este, prin urmare, o preocupare majoră, în special în contextul transferurilor de consum energetic către energia electrică.

Figura 2

Vârfurile istorice ale consumului în Franța



Sursa: RTE – Bilanț estimativ al echilibrului între cererea și oferta de energie electrică în Franța, 2014, p. 33.

(45) În conformitate cu RTE, în ceea ce privește oferta, Europa este caracterizată de o stagnare a cererii și de o importantă supracapacitate de producție de energie electrică, datorată mai multor factori. Începând cu 2008, criza economică a redus cererea de energie electrică. În același timp, dezvoltarea energiilor regenerabile subvenționate „în afara pieței" și care beneficiază de un acces prioritar la rețeaua de electricitate este rapidă. În plus, centralele pe bază de cărbune europene înregistrează o foarte mare creștere a activității legată de scăderea prețului combustibilului respectiv, cauzată de succesul gazelor de șist americane care a determinat Statele Unite să își exporte în mod masiv producția de cărbune în prezent excedentară către Europa. În sfârșit, centralele pe gaz – devenite mai puțin competitive decât centralele pe cărbune – înregistrează o scădere semnificativă a rentabilității și, prin urmare, a activității lor.

(46) În acest context, riscurile legate de condițiile climatice creează o incertitudine în ceea ce privește remunerarea capacităților de vârf necesare pentru acoperirea acestui vârf de consum. Apariția unor vârfuri de consum este rară, câteva ore pe an sau chiar deloc în anumiți ani dacă temperaturile sunt blânde.

(47) Mecanismul de asigurare a capacității în Franța a fost conceput ca unul dintre elementele de răspuns la această problemă, pentru a asigura respectarea criteriului securității aprovizionării definit de autoritățile publice. Acesta încearcă să constituie în același timp un mijloc de a schimba comportamentele de consum în perioada de vârf (abordarea cerere) și de a determina realizarea investițiilor adecvate în unități de producție și capacități de redistribuire a cererii (abordarea ofertă).

2.8. **Buget**

(48) Valoarea garanțiilor de capacitate nu este fixată pe cale administrativă: piața este cea care o determină. Schimburile sunt stabilite în mod liber de către părțile implicate în mecanism pe baza previziunilor acestora, a strategiei de acoperire și a informațiilor de care dispun.

(49) În pofida caracterului descentralizat al mecanismului care face dificilă estimarea bugetului, o estimare a fost făcută luând drept ipoteză o obligație de capacitate totală pentru cererea Franței cuprinsă între 80 000 și 95 000 MW și presupunând un coeficient de siguranță menținut la valoarea de 0,93. Cererea va depinde de evoluția consumului în Franța metropolitană, inclusiv a acțiunilor de gestionare a cererii pe care le vor pune în aplicare furnizorii de energie electrică ducând la diminuarea obligației individuale cu care se vor confrunta. Pe această bază, veniturile brute percepute de către operatori pe piața capacității ar putea varia între 0 EUR/kW și 30 EUR/kW pentru perioada cuprinsă între 2017 și 2026, cu cele mai mari sume în anii în care construirea de noi utilaje de producție s-ar dovedi necesară.

2.9. **Durată**

(50) Primul an de livrare începe la data de 1 ianuarie 2017. Prin derogare de la regula generală conform căreia certificările se fac cu patru ani înainte de anul de livrare, certificarea pentru primul an de livrare (2017) a început la 1 aprilie 2015. În prezent, dacă autoritățile franceze nu prevăd o dată de încetare a funcționării mecanismului, o evaluare anuală, definită de legislația franceză, va fi totuși efectuată de către RTE și autoritatea de reglementare. Acest lucru ar putea conduce, după caz, fie la o revizuire a mecanismului (de exemplu, pentru a reflecta schimbările recente în legislația europeană), fie la încetarea mecanismului în cazul în care acesta nu mai este necesar ([6]).

2.10. **Cumul**

(51) În ceea ce privește instalațiile din cadrul unui contract privind obligația de cumpărare (surse de energie electrică regenerabile) sau eligibile pentru plata suplimentară, articolele L.121-24 și L.335-5 din Codul energiei stipulează că profitul din vânzarea garanțiilor de capacitate va fi dedus din totalul costurilor de serviciu public, incluzând celelalte ajutoare de stat acordate și finanțând dispozitivul de sprijin prin obligația de cumpărare. În mod simetric, producătorii nu vor trebui să asigure regularizarea diferențelor în cazul în care capacitatea efectivă este mai mică decât cea certificată pentru riscurile cu privire la disponibilitatea resurselor primare ([7]).

([6]) Articolul 20 din Decretul privind mecanismul de asigurare a capacității prevede un raport anual al CRE pe baza unor lucrări ale RTE privind mecanismul („La un an de la publicarea normelor privind mecanismul de asigurare a capacității și, ulterior, în fiecare an, Comisia de reglementare a energiei transmite ministrului responsabil cu domeniul energiei un raport întocmit pe baza lucrărilor operatorului de sistem de transport cu privire la mecanismul de asigurare a capacității pe piața europeană. Acest raport cuprinde informații cu privire la evoluția, în țările vecine, a reglementărilor privind contribuția părților implicate la securitatea aprovizionării cu energie electrică. Acesta analizează interacțiunea dintre mecanismul francez de asigurare a capacității și măsurile în vigoare în aceste țări. Acesta propune, după caz, îmbunătățiri ale funcționării mecanismului de asigurare a capacității."). În plus, decizia de adoptare a normelor de funcționare a mecanismului prevede două articole privind rapoartele de evaluare care urmează să fie realizate de către RTE (pe lângă cel din Decret): articolele 5 și 8 (cu privire la frontiere și la impactul dinamic al mecanismului).

([7]) De exemplu, în cazul în care un producător de energie eoliană are o problemă legată de întreținerea instalației și nu reușește să o rezolve, acesta va trebui să asigure regularizarea diferențelor. În schimb, în cazul în care nu este vânt, acesta nu va trebui să asigure regularizarea diferențelor.

3. DESCRIEREA MOTIVELOR CARE AU CONDUS LA INIȚIEREA PROCEDURII

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

(52) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a concluzionat deja, în considerentul 143, că măsura constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, din motivele prezentate în continuare.

3.1.1. *Imputabilitatea și finanțarea din resurse de stat*

(53) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a considerat că se putea concluziona că a avut loc un transfer de resurse de stat nu numai în cazul în care a existat un transfer de bani direct de la bugetul statului sau al unei entități publice, ci și dacă fondurile pentru a sprijini mecanismul proveneau din fondurile proprii ale întreprinderilor, cu condiția ca: (i) statul să renunțe la colectarea resurselor de stat care trebuiau percepute; și/sau ca (ii) mijloacele financiare disponibile în cadrul dispozitivului să rămână sub control public, fără să aparțină neapărat, în mod permanent, patrimoniului public.

(54) În ceea ce privește primul element, statul francez renunță la unele resurse publice deoarece acordă cu titlu gratuit certificatele de capacitate operatorilor de capacitate, în loc să le vândă [precum în cauzele NOx ([8]) și certificate verzi din România ([9])].

(55) În ceea ce privește cel de al doilea punct, mijloacele financiare pentru a sprijini mecanismul rămân sub controlul statului [în mod similar cu situația din cauzele Vent de Colère ([10]) și Essent ([11])] deoarece: (i) fondurile sunt finanțate din contribuții obligatorii impuse de stat și care sunt, prin urmare, imputabile acestuia; (ii) statul stabilește parametri (criteriul de securitate a aprovizionării și metodologia de determinare a prețului de referință al pieței care determină prețul de regularizare a diferențelor) care influențează prețul capacității și cantitatea totală de certificate, chiar dacă acestea nu sunt stabilite ca atare de către stat; (iii) Comisia de reglementare în domeniul energiei (CRE) are competența de a aplica sancțiuni furnizorilor care nu respectă obligațiile care le revin în ceea ce privește regularizarea diferențelor; și (iv) operatorul de sistem de transport – RTE – a fost desemnat de către stat pentru a gestiona fondul de regularizare a diferențelor.

3.1.2. *Avantaj selectiv*

(56) În opinia Comisiei, hotărârea Altmark ([12]) nu este relevantă în acest caz, întrucât obligația de serviciu public nu este definită în mod clar. Obligațiile mecanismului ar fi numeroase și diferite în funcție de diferitele părți interesate (operatori de centrale, operatori de redistribuire a cererii, furnizori). În ceea ce privește obligația care le revine operatorilor de capacitate, obligația de certificare nu este încadrată strict în măsura în care: (i) aceasta este opțională pentru capacitățile de redistribuire a cererii; și (ii) operatorii de instalații de producție existente pot alege în ceea ce privește nivelul de capacitate pe care îl certifică.

(57) Transferul garanțiilor de capacitate constituie, prin urmare, un avantaj și nu contrapartida pentru o obligație de serviciu public. Acest avantaj este selectiv, întrucât mecanismul prevede un ajutor acordat operatorilor de capacitate, și nu altor sectoare ale economiei.

3.1.3. *Impactul asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre*

(58) În opinia Comisiei, mecanismul de asigurare a capacității ar putea afecta concurența cu operatorii de capacitate stabiliți în străinătate (și, prin urmare, ar putea afecta schimburile comerciale dintre statele membre) deoarece operatorii de capacitate stabiliți în Franța ar obține un avantaj pe care operatorii de capacitate stabiliți în străinătate nu l-ar putea obține din cauză că nu pot obține certificarea.

([8]) Cauza C-279/08 P, Comisia/Țările de Jos [2011] ECLI:EU:C:2011:551.

([9]) SA.37177, *România – Modificări la schema de sprijin prin certificate verzi pentru promovarea energiei electrice produse din surse de energie regenerabile*.

([10]) Cauza C-262/12, Association Vent de Colère! Fédération nationale și alții/Ministrul Ecologiei, Dezvoltării Durabile, Transporturilor și Locuințelor și Ministrul Economiei, Finanțelor și Industriei [2013] ECLI:EU:C2013:851.

([11]) Cauzele conexate C-204/12-C-208/12, Essent Belgium NV/Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt [2014] ECLI:EU:C:2014:2192.

([12]) Cauza C-280/00, Altmark Trans GmbH și Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH [2003] ECLI:EU:C:2003:415.

3.2. **Obiectiv de interes comun și necesitate**

(59) Preocuparea autorităților franceze în ceea ce privește caracterul adecvat al capacităților de producție este strict legată de o cerere de vârf care apare pentru perioade relativ scurte de frig intens, din cauza dependenței speciale a Franței în ceea ce privește încălzirea pe bază de energie electrică.

(60) Decizia de inițiere a procedurii a ridicat îndoieli cu privire la necesitatea măsurii din următoarele motive:

1. evaluarea adecvării capacităților de producție *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* de ENTSO-E ([13]) nu relevă o problemă de securitate a aprovizionării decât începând din 2025;

2. Franța nu părea să fi explorat soluții alternative la mecanismul de asigurare a capacității, cum ar fi tarife care ar conduce la reducerea consumului în perioadele de vârf; și

3. în pofida punerii în aplicare a unui cadru de reglementare favorabil redistribuirii cererii de consum și care a permis redistribuirii cererii independente să se adapteze la redistribuirea cererii oferită în mod tradițional de furnizorul istoric, RTE nu se așteaptă la o creștere netă substanțială a capacităților franceze de redistribuire a cererii în perioada 2014-2019.

3.3. **Caracterul adecvat al ajutorului**

(61) În decizia sa de inițiere a procedurii, Comisia considera că mecanismul ar putea conduce la discriminare între diferitele capacități de redistribuire a cererii. În special, două tipuri de redistribuire a cererii de consum pot participa la mecanism: pe de o parte, capacitatea de redistribuire a cererii implicită, care constă într-o reducere a obligației de capacitate a furnizorilor în limita volumului de capacitate obținut prin întreruperea alimentării unor clienți în cursul orelor de vârf între 10 și 15 zile pe an; și, pe de altă parte, capacitatea de redistribuire a cererii explicită, care impune ca (marii) consumatori sau agregatori să obțină certificarea potențialului lor de reducere a consumului și să facă această capacitate disponibilă (fără ca aceasta să fie neapărat redusă) în timpul orelor de vârf între 10 și 25 de zile pe an.

(62) Mai mult, Comisia a criticat, în decizia sa de inițiere a procedurii, faptul că mecanismul nu este deschis tuturor tehnologiilor care pot contribui la securitatea aprovizionării, în special interconexiunile și/sau capacitățile externe.

(63) Comisia a subliniat, de asemenea, riscul ca noile capacități de producție să nu poată participa la mecanism, în principal din cauza absenței unor semnale ale prețurilor fiabile pentru garanțiile de capacitate. În special, Comisia se temea:

1. că perioada de valabilitate relativ scurtă a garanțiilor de capacitate nu poate da un semnal al prețurilor fiabil;

2. că furnizorii și, mai ales, cei nou intrați pe piață, au dificultăți în a prevedea cu mult timp înainte evoluția portofoliilor lor de clienți;

3. că stimulentele pentru ca părțile implicate să fie în echilibru înaintea AL nu sunt suficiente; și

4. că plafonul privind prețul de regularizare a diferențelor nu reflectă costurile unui operator nou („costul unui operator nou”, denumit în continuare „CONE”).

3.4. **Proporționalitate**

(64) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a identificat riscul că mecanismul ar putea conduce la o supracompensare a anumitor operatori de capacitate, cauzată în principal de:

1. riscul de supraestimare a consumului de către furnizori – acesta este un risc potențial dacă obligațiile de capacitate individuale ale furnizorilor nu sunt suficient de clare;

2. eventuala lipsă de transparență în stabilirea prețului capacității, mai ales din cauza unui volum potențial ridicat al tranzacțiilor extrabursiere, precum și al tranzacțiilor intragrup, ceea ce ar putea denatura semnalul de preț și ar putea conduce la o supracompensare;

([13]) Comisia făcea trimitere la ediția din 2015, disponibilă la următoarea adresă: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf

3. participarea limitată la mecanism (excluderea capacităților transfrontaliere și discriminarea între diferiții operatori de redistribuire a cererii);

4. puterea de piață a EDF – posibilitatea de a crește în mod artificial valoarea garanțiilor de capacitate în calitate de vânzător, aplicând, în același timp, prețuri inferioare ramurii sale comerciale. Subiacent acestuia, Comisia a identificat, mai exact, trei riscuri: riscul de blocare a capacităților neutilizate, riscul de blocare a garanțiilor de capacitate neutilizate și riscul de „foarfecă tarifară".

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

(65) În decizia sa de inițiere a procedurii, Comisia a identificat o serie de probleme în ceea ce privește posibila denaturare a concurenței, atât la nivelul producției, cât și la nivelul furnizării de energie electrică.

(66) Comisia și-a exprimat preocuparea cu privire la existența unor importante asimetrii informaționale. Marii furnizori integrați pe verticală, în special cei care sunt deja prezenți pe piața franceză, ar putea beneficia de un avantaj datorat faptului că aceștia cunosc mai bine piața, în special în ceea ce privește disponibilitatea capacităților, nevoile de aprovizionare și prețurile. Prin urmare, aceștia sunt în măsură să prezinte estimări mai fiabile și să fie mai eficienți în respectarea obligațiilor impuse de mecanism.

(67) De asemenea, din cauza asimetriei informațiilor, probabil că va fi mai dificil pentru furnizorii nou intrați pe piață să estimeze viitorul lor portofoliu de clienți, iar acest lucru este esențial pentru calcularea nevoii de garanții de capacitate.

(68) Comisia și-a exprimat, de asemenea, preocuparea cu privire la posibilitatea ca un operator tradițional dominant să blocheze capacități neutilizate.

(69) Comisia a evidențiat, de asemenea, riscul ca un operator tradițional dominant să aibă posibilitatea de a bloca garanții de capacitate neutilizate.

(70) În plus, Comisia a identificat riscul unor practici de excludere prin prețuri (micșorarea marjei sau foarfecă tarifară, tarife agresive) din partea operatorului tradițional dominant.

(71) Comisia a subliniat că lipsa unor semnale de preț pe termen lung în ceea ce privește capacitatea riscă să creeze sau să consolideze barierele la intrarea pe piață pentru noii producători. Investițiile pe termen lung realizate de operatorii nou intrați pe piață pot necesita un anumit grad de previzibilitate a prețurilor în cursul unui anumit număr de ani, ceea ce certificatele pentru un an nu sunt în măsură să furnizeze.

(72) De altfel, Comisia și-a reiterat poziția în ceea ce privește o concurență redusă în mecanism ca urmare a excluderii mecanismului de la anumite tipuri de operatori de capacitate (capacități transfrontaliere, discriminare între operatorii de capacități de redistribuire a cererii).

4. **OBSERVAȚIILE PĂRȚILOR INTERESATE ȘI COMENTARIILE FRANȚEI**

(73) Comisia a primit 18 răspunsuri de la părți interesate, altele decât statul francez, RTE și CRE, pe perioada consultărilor privind decizia de inițiere a procedurii. Una dintre părți nu a răspuns decât după expirarea termenului.

(74) Diferitele observații vor fi grupate tematic mai jos. Acestea vor fi abordate în cadrul evaluării măsurii, dar fără a se face o referire explicită la acest lucru.

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

(75) Respondenții sunt divizați în ceea ce privește calificarea drept ajutor a mecanismului. Jumătate dintre aceștia consideră că măsura constituie ajutor de stat, fie explicit, fie implicit, nereacționând la raționamentul Comisiei cu privire la acest lucru; cealaltă jumătate consideră că mecanismul nu constituie ajutor de stat, din motivele următoare.

(76) Doi respondenți se referă în mod explicit la Decizia nr. 369417 din 9 octombrie 2015 a Consiliului de Stat al Franței [acțiune formulată de Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie sau ANODE ([14])], în care Consiliul de Stat a considerat că mecanismul de asigurare a capacității propus nu prezintă caracteristicile unui ajutor de stat. De asemenea, autoritățile franceze au făcut trimitere la concluziile Consiliului de Stat în aceeași cauză ([15]).

(77) Argumentele autorităților franceze cu privire la calificarea măsurii drept ajutor de stat se interpretează împreună cu cele deja menționate în decizia de inițiere a procedurii.

(78) Autoritățile franceze au ales să inițieze o procedură de investigație aprofundată cu Comisia Europeană nerevenind asupra acestor elemente și s-au axat pe propunerea privind măsurile care să asigure compatibilitatea mecanismului de asigurare a capacității cu piața internă, independent de problema privind calificarea drept ajutor de stat. Pentru a asigura caracterul complet al informațiilor, argumentele prezentate de Franța în ceea ce privește calificarea drept ajutor de stat sunt totuși prezentate în continuare.

4.1.1. *Imputabilitatea și finanțarea din resurse de stat*

4.1.1.1. Observațiile părților interesate

(79) Doi agregatori de redistribuire a cererii, două companii de electricitate integrate pe verticală și Union française de l'électricité consideră că măsura nu este finanțată din resurse de stat. În special, acești respondenți consideră că fondurile în cauză tranzitează în mod direct și exclusiv între operatori privați; RTE nu posedă și nici nu dispune de fonduri pentru regularizarea diferențelor.

(80) În plus, conform acestor respondenți, normele aplicabile gestionării acestor resurse ar putea fi comparate cu cele care definesc gestionarea „diferențelor-ajustare" în cadrul dispozitivului de parte responsabilă cu echilibrul pe piața energiei.

(81) EDF adaugă că rolul statului francez în ceea ce privește mecanismul se limitează la definirea unui cadru de reglementare specific în care sunt activi doar operatori privați. Potrivit EDF, introducând un mecanism de asigurare a capacității, statul francez face, într-adevăr, uz de prerogativele sale de autoritate publică și acționează ca un organism de reglementare a pieței.

(82) Potrivit EDF, mecanismul de asigurare a capacității este, de asemenea, foarte diferit de sistemul în discuție în cauza Comisia/Țările de Jos („NOx") ([16]), în care statul neerlandez a acordat adevărate „drepturi de a polua", permițând evitarea plății unor amenzi și având o valoare de piață încă din momentul acordării acestora de către stat. Certificatele nu au, prin urmare, nicio valoare în relația statul francez/operatori de capacitate.

4.1.1.2. Observațiile Franței

(83) Potrivit autorităților franceze, prețul garanțiilor de capacitate și, prin urmare, veniturile pe care operatorii de capacitate le-ar putea obține din vânzarea certificatelor lor, nu este stabilit de către stat. Statul nu intervine nici în ceea ce privește cantitatea de produse oferite pe piață. În schimb, în cadrul unui mecanism descentralizat, piața este cea care determină prețul și cantitatea de certificate. Prin urmare, fluxurile financiare aferente mecanismului de asigurare a capacității se derulează între actori de drept privat și care nu se află sub controlul statului.

(84) În plus, autoritățile franceze consideră că fluxurile financiare legate de plata regularizării diferențelor ar trebui să fie foarte marginale în dispozitiv (având în vedere stimulentele acordate în vederea reechilibrării pe piața din amonte) și nu pot fi considerate resurse de stat sau aflate sub controlul statului. Regularizarea diferențelor prevăzută pentru mecanismul de asigurare a capacității urmează un model identic cu cel aflat în vigoare în prezent în Europa pentru regularizarea diferențelor pe piața energetică (*electricity balancing settlement mechanisms*).

([14]) ANODE este asociația furnizorilor alternativi în Franța.
([15]) Decizia Consiliului de Stat, subsecțiile reunite a 9-a și a 10-a, 9 octombrie 2015.
([16]) Cauza C-279/08; a se vedea nota de subsol 8. Comisia se referea la acest caz în considerentul 108 din decizia de inițiere a procedurii.

(85) Autoritățile franceze mai susțin că mecanismul este mai asemănător cu cel tratat în cauza PreussenElektra ([17]) decât cu cele discutate în cauzele Vent de Colère ([18]) și Essent ([19]). La fel ca în situația PreussenElektra și contrar celor prevăzute în cauza Vent de Colère, mecanismul de asigurare a capacității nu prevede niciun mecanism de compensare pentru furnizori. De asemenea, spre deosebire de cauza Essent: (i) fluxurile financiare rămân în mod constant proprietatea unor actori privați (furnizori și operatori de capacitate); (ii) fluxurile financiare nu provin dintr-o taxă. Prezența unor resurse de stat este cu atât mai discutabilă cu cât, în contradicție cu jurisprudența PreussenElektra, niciun preț minim de achiziție nu este stabilit pentru garanțiile de capacitate.

(86) În plus, potrivit autorităților, vânzarea de garanții de capacitate nu poate fi considerată ca o renunțare la o resursă publică. Într-adevăr, statul nu renunță la nicio resursă, întrucât valoarea de piață a certificatelor de garanție poate proveni: (i) fie din valoarea intrinsecă a sprijinului pe care îl acoperă; (ii) fie din deficitul din momentul emiterii acestora. Aceste două elemente nu intră în autoritatea statului și deosebesc acest caz de cauzele NOx și certificate verzi din România, în care certificatele puteau să fie vândute la licitație, respectiv să aibă o valoare minimă.

(87) În cele din urmă, în cazul României, legea prevede în mod explicit ca furnizorii să transfere costurile de achiziție a certificatelor verzi consumatorilor. Curtea de Justiție a Uniunii Europene (CJUE) a avut un raționament similar în cauza Vent de Colère, furnizorii nefiind decât intermediari financiari (contribuția la serviciului public de electricitate ([20]) asigurând compensarea costurilor suplimentare ale acestora). În schimb, în cazul mecanismului francez, furnizorii dispun de libertatea deplină de a decide modalitatea prin care transferă costurile asupra clienților lor. Niciun mecanism nu asigură furnizorilor compensații pentru costurile suplimentare aferente achiziționării de garanții de capacitate.

4.1.2. *Avantaj selectiv*

4.1.2.1. Observațiile părților interesate

(88) Împreună cu EDF, o societate care își desfășoară activitatea în principal în Franța în sectorul comerțului cu ridicata consideră că mecanismul constituie o obligație de serviciu public, această societate referindu-se la decizia Comisiei în cazul N475/2003 referitor la o cerere de ofertă pentru noi capacități în Irlanda ([21]).

(89) Potrivit EDF, întrucât operațiunea de certificare corespunde unui angajament de disponibilitate, aceasta constituie contraprestația pentru un serviciu prestat de operatorii de capacitate, și nu un presupus avantaj acordat în mod gratuit.

(90) În plus, EDF și o altă întreprindere de electricitate integrată pe verticală consideră că mecanismul de asigurare a capacității nu conferă niciun avantaj selectiv operatorilor de capacitate. În opinia acestora, diferitele părți implicate în mecanism se află într-o situație de fapt și de drept identică și beneficiază de exact același tratament: sunt remunerați în același fel, indiferent de tehnologia aplicată. Prin urmare, niciun operator nu va putea fi avantajat ca urmare a specificității flotei sale de producție.

(91) Potrivit EDF, ar fi eronat să se afirme că acest pretins avantaj ar avea un caracter selectiv, pentru motivul că mecanismul de asigurare a capacității „prevede un ajutor acordat operatorilor de capacitate, și nu altor sectoare ale economiei". Prin urmare, Comisia ignoră caracteristicile mecanismului de asigurare a capacității (*market-wide* și *technology neutral*), precum și jurisprudența CJUE, care evaluează selectivitatea unei măsuri în raport cu alte întreprinderi care se află într-o situație de fapt și de drept comparabilă.

4.1.2.2. Observațiile Franței

(92) În primul rând, potrivit autorităților, atribuirea certificatelor în cadrul mecanismului de asigurare a capacității reprezintă contrapartida unui angajament de disponibilitate în perioadele de vârf de consum sau de tensiune asupra sistemului de electricitate.

([17]) Cauza C-379/98, PreussenElektra AG/Schhleswag AG, în prezența Windpark Reußenköge III GmbH și Land Schleswig-Holstein [2001] ECLI:EU:C:2001:160.
([18]) Cauza C-262/12; a se vedea nota de subsol 10.
([19]) Cauzele conexate C-204/12-C-208/12; a se vedea nota de subsol 11.
([20]) Contribuția la serviciul public de electricitate (CSPE) este o taxă de natură fiscală aplicată consumatorilor de energie electrică în Franța, cu scopul de a despăgubi operatorii pentru costurile suplimentare ocazionate de obligațiile care le revin în temeiul legii privind serviciile publice de energie electrică.
([21]) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/137628/137628_485545_28_2.pdf

(93) În al doilea rând, autoritățile franceze consideră că obligația de serviciu public este definită în mod clar. În ceea ce privește redistribuirea cererilor, caracterul opțional al certificării acestora facilitează participarea lor la mecanismul de asigurare a capacității. În ceea ce privește instalațiile de producție, componenta declarativă a procesului de certificare nu repune în discuție caracterul precis al obligației de serviciu public: CRE va fi în măsură să hotărască sancțiunile necesare în cazul unei tentative de manipulare a pieței, în special dacă un actor ar subevalua capacitățile acesteia pentru a pune o presiune ascendentă asupra prețului acestor garanții de capacitate.

(94) Dat fiind că mecanismul de asigurare a capacității este neutru din punct de vedere tehnologic, autoritățile consideră că acesta nu implică niciun avantaj selectiv pentru o tehnologie specifică de producție sau de redistribuire a cererii.

(95) Potrivit Franței, punctul de vedere al Comisiei, care pare să considere că mecanismul de asigurare a capacității ar fi selectiv în măsura în care s-ar adresa exclusiv operatorilor de capacitate (și nu altor sectoare ale economiei), ar însemna că orice măsură sectorială ar avea un caracter selectiv.

4.1.3. *Impactul asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre*

4.1.3.1. Observațiile părților interesate

(96) Niciun respondent nu a reacționat cu privire la acest aspect.

4.1.3.2. Observațiile Franței

(97) Autoritățile franceze consideră că mecanismul de asigurare a capacității nu va avea impact asupra pieței energiei electrice – la nivel național, precum și în interacțiunile cu țările învecinate – care va continua să funcționeze în același mod. În special, acestea consideră că piața de capacitate nu va modifica prețul electricității de pe piețele la vedere.

4.2. **Obiectiv de interes comun și necesitate**

4.2.1. *Observațiile părților interesate*

(98) Respondenții sunt, în general, de opinie că mecanismul este necesar și că acesta ar trebui să facă parte din organizarea pieței. Numai trei respondenți contestă necesitatea măsurii, pe motiv că:

1. analiza caracterului adecvat al capacităților de producție efectuată de RTE în 2015 nu prevede nicio problemă de nesatisfacere a cererii;

2. în prezent, există un exces de capacitate în Franța, după cum reiese din faptul că, pentru anul 2017, volumul de capacități certificate depășește volumul necesar pentru a face față unui vârf de consum; și

3. consumul a scăzut în ultimii ani și vârful de consum este stabil (RTE a anticipat o creștere a vârfului de consum).

4.2.2. *Observațiile Franței*

4.2.2.1. În ceea ce privește securitatea aprovizionării

(99) Potrivit autorităților, a fost definit un indicator de securitate a aprovizionării și a fost identificat un risc de nesatisfacere a cererii în ultimele studii ale RTE: în ultimul Bilanț estimativ al RTE întocmit înainte de intrarea în vigoare a mecanismului (în 2014) un deficit de marjă de 2 GW apare în acest studiu pentru iarna 2016-2017, în scenariul de referință. Această marjă era redusă la 200 MW în Bilanțul estimativ 2015 pentru iarna 2017-2018, însă acest lucru se datora semnalului dat de introducerea mecanismului. Aceste analize ar fi confirmate de analizele efectuate de *Pentalateral Energy Forum*.

(100) În schimb, studiul de adecvare realizat de ENTSO-E (raportul *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) se sprijinea pe o metodologie deterministă: nu exista un model al vârfului de consum datorat valurilor de frig și termosensibilității în evaluare. Diferențele metodologice sunt cele care conduc la aceste diferențe în ceea ce privește rezultatele.

Aplicarea metodologiei-țintă care urmărește să instituie ENTSO-E va conduce la reducerea decalajelor existente între aceste diferite exerciții previzionale. În acest sens, *Mid-Term Adequacy Forecast* publicat în 2016 de către ENTSO-E ([22]), care este prima versiune care se bazează pe o metodologie probabilistică, este în concordanță cu rezultatele studiului PLEF și al RTE.

(101) Contrar a ceea ce pare să sugereze Comisia, mecanismul francez de asigurare a capacității nu a fost conceput pentru a rezolva o eventuală problemă de lipsă a banilor, ci pentru a garanta securitatea aprovizionării sistemului de energie electrică din Franța (în special în perioadele de vârf de consum), efectuând plăți pentru disponibilitatea mijloacelor care nu pot fi remunerate în mod satisfăcător doar de pe piața energiei.

(102) Franța pune în aplicare mai multe măsuri în completarea mecanismului de asigurare a capacității: proiecte de interconexiuni; revizuiri ale tarifelor reglementate și ale tarifelor de utilizare a rețelelor publice de transport și de distribuție a energiei electrice pentru a reflecta mai bine deficitele; dezvoltarea capacităților de redistribuire a cererii (de exemplu, datorită evoluției cadrului de reglementare a piețelor de energie electrică pentru a permite o participare a redistribuirilor cererii la toate mecanismele, eliminarea barierelor tehnice și concurențiale la agregarea capacităților, implementarea contoarelor comunicante); dezvoltarea sectorului energiei regenerabile etc.

(103) Între timp, RTE a publicat evaluarea sa privind caracterul adecvat al capacității de producție pentru 2016. Potrivit autorităților, ultimul Bilanț estimativ al RTE nu modifică analiza efectuată de autoritățile franceze. Dimpotrivă, acesta o susține ilustrând încă o dată faptul că securitatea aprovizionării Franței depinde de viitorul anumitor centrale termice (în special a celor pe gaz cu ciclu combinat) și de redistribuirile cererii de consum, și anume tocmai sectoarele cele mai sensibile la introducerea mecanismului de asigurare a capacității.

Figura 3

Indicatorii de nesatisfacere a cererii în scenariile „termic ridicat” și „termic scăzut”

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Scenariul „termic ridicat”	Energie estimată nedistribuită	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Previziune de energie nefurnizată	0 h 45	0 h 30	1 h 00	0 h 45	0 h 15
	Marja sau deficitul de capacitate	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
Scenariul „termic scăzut”	Energie estimată nedistribuită	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Previziune de energie nefurnizată	2 h 30	3 h 45	6 h 45	6 h 15	2 h 15
	Marja sau deficitul de capacitate	600 MW	– 700 MW	– 2 500 MW	– 2 400 MW	900 MW

Sursa: RTE, Bilanț estimativ 2016.

(104) Potrivit RTE, dintre scenariile termice prezentate în Bilanțul estimativ pentru 2016 (a se vedea figura 3), scenariul „termic scăzut” este cel care ar trebui reținut în absența unui mecanism de asigurare a capacității. Scenariul „termic scăzut” include închiderea anumitor mijloace, în special a celor pentru care, în prezent, operatorii au amânat închiderea în așteptarea punerii în aplicare a mecanismului de asigurare a capacității. În schimb, scenariul „termic ridicat” corespunde menținerii tuturor centralelor actuale, independent de orice considerent de natură economică: potrivit autorităților, acesta are, prin urmare, puține șanse să se concretizeze.

([22]) Disponibil la adresa: https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx

(105) Astfel, în scenariul „termic scăzut", securitatea aprovizionării este amenințată încă din iarna 2017-2018, luând ca referință o iarnă medie. În plus, tot pe baza presupunerii scenariului „termic scăzut", RTE a calculat previziunea de energie nefurnizată simulând o iarnă extremă, cu valuri de frig, pentru următoarele cinci ierni. Rezultatele acestui calcul sunt prevăzute în figura 4.

Figura 4

Previziunea de energie nefurnizată într-o iarnă extremă (în ore)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Previziunea de energie nefurnizată	5-15	8-21	16-36	14-34	5-13

Sursa: RTE.

(106) Calculele arată că previziunea de energie nefurnizată ar depăși de fiecare dată criteriul de nesatisfacere a cererii ales de Franța, și anume o previziune de energie nefurnizată cu o durată medie de trei ore pe an. Trebuie subliniat faptul că mecanismul francez de asigurare a capacității urmărește să se asigure tocmai împotriva iernilor extreme.

4.2.2.2. În ceea ce privește celelalte obiecțiuni formulate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii

(107) Comisia a reamintit, în considerentul 164 din decizia de inițiere a procedurii, că Autoritatea din domeniul concurenței a sugerat introducerea unui tarif pentru utilizarea rețelelor publice de transport și de distribuție a energiei electrice (TURPE) în funcție de anotimp și de momentul zilei, cu o distincție în special între orele de vârf și cele în afara orelor de vârf, cu scopul de a încuraja reducerea cererii consumatorilor industriali în perioadele de vârf. Franța a confirmat că TURPE funcționează deja după acest sistem, cu prețuri diferențiate în funcție de anotimp, de zilele săptămânii și/sau de momentul zilei.

(108) În cele din urmă, în considerentul 153 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia considera că factorii care determină randamentul redus (în sistemul de certificare normativ opțional) nu erau suficient de clari. Franța a explicat că, în acest sistem de certificare normativ opțional, nivelul de capacitate certificat (NCC) se calculează ca medie a puterii generate de instalație în orele din PV2 pe totalul anilor istorici înmulțită cu coeficientul de contribuție al filierei (sau factor care determină randamentul redus). Acești coeficienți de contribuție (85 % pentru energia hidraulică, 70 % pentru energia eoliană și 25 % pentru energia solară) explică faptul că, pentru instalațiile din filierele fatale, disponibilitatea medie pe orele din PV2 nu reflectă în mod exact contribuția acestor instalații la reducerea riscului de nesatisfacere a cererii ca urmare: (i) a corelației dintre disponibilitatea instalației și momentele de tensiune a sistemului (ceea ce nu este cazul pentru o capacitate comandabilă); și (ii) a unui profil de disponibilitate care nu este constant în orele din PV2 (capacitățile comandabile au un profil de disponibilitate plat), ceea ce are un impact, deoarece funcția de probabilitate a nesatisfacerii cererii pe orele din PV2 nu este uniformă. Coeficienții de contribuție pentru anii de livrare 2017, 2018 și 2019 au fost calculați pornind de la scenariile din Bilanțul estimativ al RTE, pe baza unui număr mare de serii statistice

4.3. **Caracterul adecvat al măsurii de ajutor**

4.3.1. *Discriminare între capacitățile de redistribuire a cererii*

4.3.1.1. Observațiile părților interesate

(109) O majoritate a respondenților se referă la presupusa discriminare între redistribuirile cererii implicite și redistribuirile cererii explicite. Majoritatea acestora (5) consideră că mecanismul este mai favorabil pentru redistribuirile cererii explicite, din cauza obligației de activare impuse redistribuirilor cererii implicite, care este considerată a fi mai curând constrângătoare. Doi respondenți au subliniat faptul că în conformitate cu criteriul de securitate a aprovizionării reținut, o capacitate de redistribuire a cererii explicită nu ar trebui să fie activată decât o dată la

10 ani (acest mecanism fiind conceput pentru temperaturi extrem de scăzute în sezonul de iarnă). Prin urmare, aceștia consideră că numărul de ore din PV2 (disponibilitate de redistribuire a cererii explicită) ar trebui să fie de 10 ori mai mare decât numărul de ore din PV1 (reducere efectivă a redistribuirii cererii implicite). Doi respondenți subliniază, dimpotrivă, că, în opinia lor, condițiile redistribuirilor cererii implicite sunt mai avantajoase, dat fiind că operatorii de redistribuire a cererii explicită trebuie să suporte costurile legate de certificare. Doi respondenți consideră că autoritățile franceze au găsit un echilibru just între obligațiile celor două tipuri de furnizori de redistribuire a cererii.

4.3.1.2. Observațiile Franței

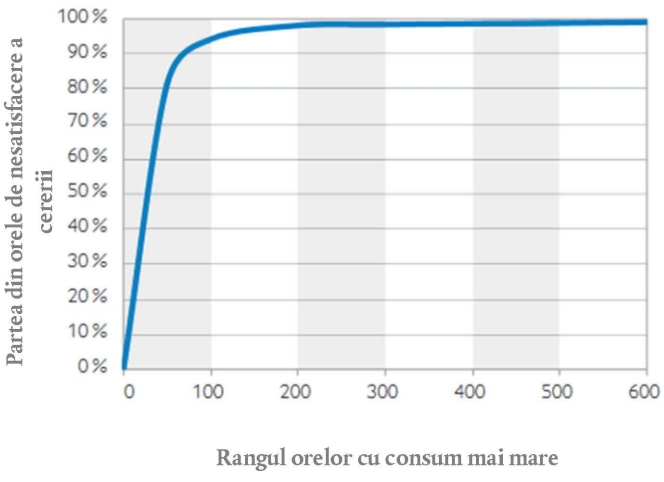
(110) Franța s-a apărat invocând diferitele obligații ale celor două tipuri de furnizori de redistribuire a cererii. Aceasta susține că sunt necesare condiții diferite tocmai pentru a permite celor două tipuri de capacitate să participe la mecanism. În special, contrapartida necesară unei redistribuiri a cererii cu valoare implicită fiind mai puternică (activare versus disponibilitate), este logic ca numărul de zile la care aceasta se referă (zile din PV1) să fie mai mic decât numărul de zile în care un operator de redistribuire a cererii explicită trebuie să fie disponibil.

(111) Anumite părți interesate și-au exprimat preocuparea că, de acum înainte, durata perioadei din PV2, deși superioară celei din PV1, va putea fi subdimensionată. Potrivit Franței, dimensionarea perioadelor PV1 și PV2 este o problemă complexă, răspunsul la aceasta fiind, în mod necesar, un compromis. RTE a realizat studii pentru a ajunge la un compromis satisfăcător, ale căror rezultate au fost prezentate în *Raportul de însoțire a propunerii privind normele mecanismului de asigurare a capacității* (2014).

(112) În rezumat, pentru a include orele cu consum mai mare (a se vedea figura 5 de mai jos), fiind în același timp capabile să evidențieze participarea consumatorilor care pot fi eliminați la reducerea riscului de nesatisfacere a cererii, autoritățile franceze au optat pentru un volum de 100 până la 150 de ore pentru perioada PV1.

Figura 5

Legăturile existente între nesatisfacerea cererii și orele cu consum mai mare



Sursa: RTE, Raport de însoțire a propunerii privind normele mecanismului de asigurare a capacității (2014), p. 139.

(113) Potrivit Franței, PV2 ar trebui, într-adevăr, să fie mai lungă decât PV1 (deoarece noțiunea de activare este mai exigentă decât cea de disponibilitate), însă PV2 nu ar trebui nici să fie prea lungă pentru a nu dezavantaja în mod nejustificat anumite sectoare, în special redistribuirile cererii. Același studiu al RTE arăta că 99 % din orele de nesatisfacere a cererii sunt incluse în cele 300 de ore de consum mai mare și că, prin urmare, o perioadă PV2 bine stabilită, care conține între 100 și 300 de ore de consum mai mare, era o alegere adecvată pentru a estima în mod just contribuția la reducerea riscului de nesatisfacere a cererii al capacităților de redistribuire a cererii explicite.

(114) Din acest interval de 100-300 de ore, autoritățile franceze au reținut cifra de 250 de ore. Într-adevăr, această cifră permite: (i) includerea a aproximativ 99 % din orele de nesatisfacere a cererii (a se vedea figura 5) și, prin urmare, nu conduce la o degradare a limitării riscului de nesatisfacere a cererii față de cazul în care s-ar alege maximul de 300 de ore; (ii) creșterea gradului de disponibilitate a redistribuirii cererii de consum explicite, în comparație cu celelalte sectoare ([23]). În consecință, în scopul de a asigura același nivel de securitate a aprovizionării, autoritățile franceze au decis să rețină un volum maxim de 250 de ore pentru perioada PV2 în vederea maximizării contribuției redistribuirii cererii explicite pentru același nivel de acoperire a riscului de nesatisfacere a cererii.

(115) Faptul de a prevedea o perioadă PV2 de 10 ori mai lungă decât perioada PV1 ar însemna măsurarea disponibilității mijloacelor de producție și de redistribuire a cererii la 1 000 până la 1 500 de ore. Ținând seama de constrângerile privind disponibilitatea capacităților de redistribuire a cererii pe perioade lungi de timp, extinderea obligației de disponibilitate pentru aceste capacități ar avea efectul de a le reduce potențialul de utilizare în cadrul mecanismului de asigurare a capacității. Astfel, 100 MW reprezentând redistribuirea cererii industriale care pot deveni disponibili la 100 de ore, dar nu la 1 000 de ore, ar fi valorificați ca 20 MW de producție de energie termică, deși studiile arată că contribuția acestora la reducerea riscului de nesatisfacere a cererii este comparabilă cu 90 MW de producție de energie termică. Având în vedere acest lucru și pentru a asigura o concurență echitabilă între operatorii de redistribuire a cererii și producători, autoritățile franceze au ales să nu rețină o perioadă PV2 de 10 ori mai lungă decât perioada PV1 și să dispună de o perioadă PV2 bine stabilită.

(116) În plus, autoritățile franceze reamintesc faptul că mecanismul de asigurare a capacității prevede o verificare a disponibilității capacităților (în absența unei activări spontane), ceea ce garantează faptul că nu există un efect de balast între un angajament de disponibilitate și un angajament de activare.

(117) Cu toate acestea, autoritățile franceze sunt deschise la stabilirea altor valori decât cele reținute actualmente în reglementări, însă consideră că actualul cadru în vigoare asigură un echilibru corect între operatorii de redistribuire a cererii independenți și furnizori. Prin urmare, autoritățile franceze consideră că raportul PV1/PV2 ar trebui menținut în aceeași stare în primii ani de livrare. Valoarea acestuia va putea fi revizuită în cazul în care semnalele trimise nu sunt suficient de pertinente și o astfel de evaluare poate fi integrată în evaluarea funcționării pieței de capacități.

4.3.2. *Excluderea capacităților transfrontaliere*

4.3.2.1. Observațiile părților interesate

(118) Observațiile primite ca răspuns la decizia de inițiere a procedurii arată un larg consens în rândul participanților la piață pentru ca mecanismul francez să se deschidă treptat (și anume fără a pune în pericol lansarea mecanismului în ianuarie 2017) la capacitățile transfrontaliere.

4.3.2.2. Observații și soluții propuse de Franța

(119) Drept răspuns, Franța a propus o luare în calcul explicită a capacităților externe în conformitate cu un model hibrid, care remunerează atât interconexiunile, cât și capacitățile de producție și de redistribuire a cererii externe. În această propunere, cea mai importantă remunerație va reveni fie interconexiunilor, fie capacităților externe, în funcție de deficit.

(120) În propunere, capacitățile de producție și de redistribuire a cererii externe ar trebui să primească tichete de interconexiune pentru a putea fi certificate și a își oferi apoi garanțiile de capacitate pe piața de capacitate franceză.

(121) Tichetele vor fi acordate per frontieră pe baza contribuției statelor membre transfrontaliere la securitatea aprovizionării în Franța. Aceste tichete vor fi apoi scoase la licitație „frontieră cu frontieră”. Toate capacitățile de producție și de redistribuire a cererii din țara transfrontalieră interconectată cu Franța printr-o interconexiune dată vor avea posibilitatea de a participa la licitația tichetelor de interconexiune aferente acestei interconexiuni.

([23]) În raportul de însoțire a normelor, RTE a arătat că majoritatea sectoarelor de producție nu erau afectate de alegerea unei durate a PV2 de 200, 250 sau 300 de ore, dar că, dimpotrivă, redistribuirile cererii erau afectate de această alegere și că contribuția acestora la riscul de nesatisfacere a cererii era afectată de o gamă mai largă de disponibilitate.

Licitațiile vor avea loc în anul livrării – 1 (denumit în continuare AL – 1). Dispozitivul nu împiedică capacitățile contractate în cadrul mecanismului francez să participe simultan la alte mecanisme de asigurare a capacității din Uniunea Europeană. În acest context, va fi necesar să se definească, în parteneriat cu țările vizate, modalități de monitorizare și de evaluare a serviciilor prestate.

(122) După ce capacitățile de producție sau de redistribuire a cererii externe au obținut tichete de interconexiune, acestea pot fi certificate și pot obține garanții de capacitate. Ulterior, ele pot vinde aceste garanții de capacitate pe piața de capacitate din Franța.

(123) Autoritățile franceze se angajează să pună în aplicare în mod unilateral soluția „hibrid pragmatic" menționată mai sus, și anume să integreze în cadrul lor de reglementare, posibilitatea ca instalațiile situate în statele membre vecine să participe în mod explicit la mecanismul francez de asigurare a capacității, sub rezerva unei capacități de tranzit suficiente pentru interconexiuni. Acest cadru de reglementare va include totuși acordul operatorilor de sisteme de transport ([24]) (OST) din statele membre în cauză, sub forma unui protocol de cooperare care să permită punerea în aplicare a unui proces de certificare și de control necesare pentru punerea în aplicare a mecanismului.

(124) În absența semnării unui astfel de protocol de către anumiți OST din statele membre în cauză, autoritățile franceze se angajează să introducă o procedură de salvgardare care să permită o participare explicită a capacităților externe la mecanismul de asigurare a capacității și, astfel, ieșirea definitivă din modelul bazat pe o participare implicită. Această procedură de salvgardare va consta într-o participare explicită a interconexiunilor (soluție care poate fi pusă în aplicare fără intervenția celorlalte state membre și care reflectă valoarea furnizată de capacitățile de interconectare securității aprovizionării din Franța).

(125) Punerea în aplicare a acestor angajamente necesită o revizuire a Decretului din 2012, adoptată în cadrul Conseil d'Etat (Consiliul de Stat) după consultarea Conseil supérieur de l'Énergie (Consiliul superior în domeniul energiei), a Conseil national d'évaluation des normes (Consiliul național de evaluare a standardelor), a Commission de régulation de l'énergie (Comisia de reglementare în domeniul energiei) și a Autorității din domeniul concurenței. Autoritățile franceze consideră că nu este posibil să se aibă în vedere adoptarea decretului înainte de sfârșitul anului 2017, apoi o revizuire a normelor adoptate pentru punerea sa în aplicare. Autoritățile franceze consideră că această etapă ar putea dura aproximativ șase luni. Calendarul prezentat de autoritățile franceze se bazează, așadar, pe o transpunere în cadrul de reglementare în 2018 pentru o punere în aplicare efectivă pentru anul de livrare 2019.

4.3.3. *Lipsa semnalelor pentru investiții noi*

4.3.3.1. Observațiile părților interesate

(126) Comisia a primit numeroase răspunsuri la acest subiect și opiniile exprimate au fost foarte divergente.

(127) Majoritatea respondenților (7) au fost de acord că mecanismul nu poate, în forma sa inițială, să încurajeze investiții noi în centrale de producție. Motivele cel mai des citate sunt, în special, absența unui semnal de preț reprezentativ suficient de în amonte față de anul de livrare, plafonul pentru prețul capacității stabilit la 40 000 EUR/MW (care rezultă din plafonul aplicabil mecanismului de regularizare a diferențelor) și lipsa unor contracte pe termen lung.

(128) Majoritatea respondenților au confirmat, într-adevăr, fie că mecanismul este prea complex, fie că este cel puțin dificil pentru furnizori, în special pentru cei nou intrați pe piață, să își estimeze portofoliile viitoare. Unul dintre respondenți a subliniat că un mecanism de asigurare a capacității centralizat ar putea evita astfel de probleme.

(129) Doi producători (istorici) nu împărtășesc această opinie și consideră că mecanismul va atrage investiții noi, în special datorită perioadei de patru ani dinainte de anul de livrare, a posibilității ca piața să dezvolte produse la termen și a semnalului referitor la preț, pe care îl consideră a fi fiabil. În plus, aceștia consideră că mecanismul prevede garanții suficiente pentru a asigura transparența obligațiilor de capacitate, în special prin publicarea regulată, de către RTE, a previziunilor referitoare la nivelul total al garanțiilor de capacitate necesare pentru fiecare an de livrare.

([24]) În temeiul articolului 2 din 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), operatorul de sistem de transport (OST) este „orice persoană fizică sau juridică care răspunde de exploatarea, de întreținerea și, dacă este necesar, de dezvoltarea sistemului de transport într-o anumită zonă și, după caz, a interconexiunilor acestuia cu alte sisteme, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a sistemului de a satisface un nivel rezonabil al cererii de transport de energie electrică".

(130) Alți doi respondenți (producători alternativi) indică faptul că principalul obiectiv al mecanismului este acela de a menține în funcțiune capacitățile existente mai degrabă decât de a stimula noi investiții.

4.3.3.2. Observații și soluții propuse de Franța

Lipsa unor contracte pe termen lung

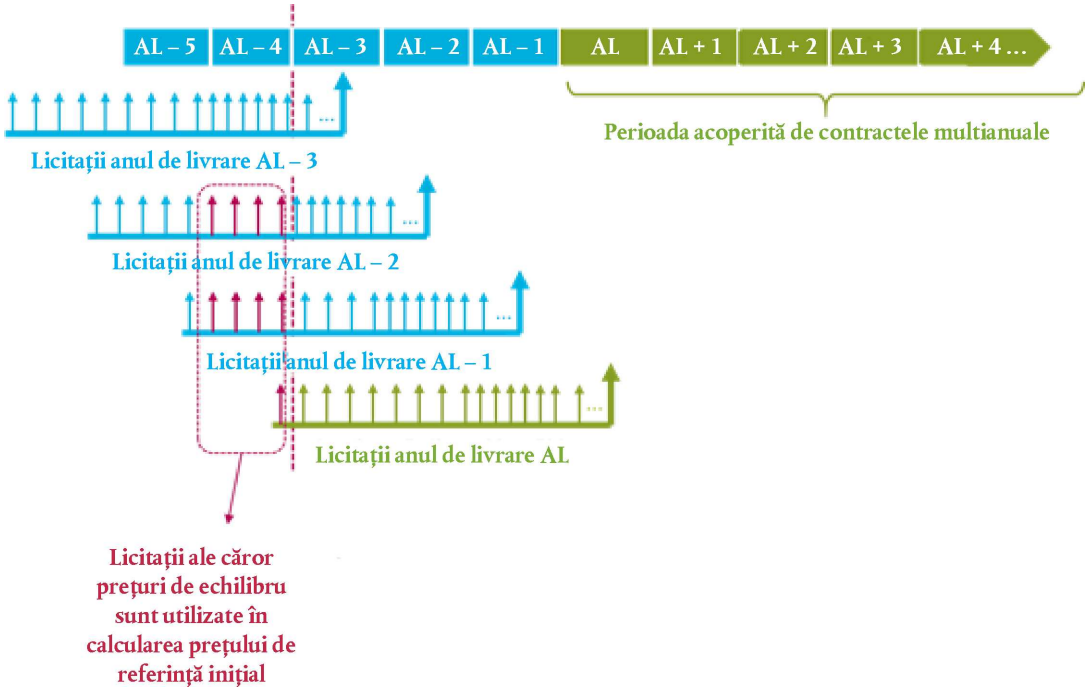
(131) În urma revenirii părților terțe, autoritățile franceze s-au angajat să introducă un dispozitiv de contractare multianual care să încurajeze investițiile în noi capacități. Toate noile capacități ([25]) vor fi eligibile pentru dispozitiv în cazul în care nu dispun încă de un mecanism de sprijin.

(132) Pentru a permite un termen de punere în aplicare suficient pentru noile proiecte, o primă licitație de garanții de capacitate va fi organizată pe platforma EPEX în AL – 4. Potențialele capacități noi vor trebui să își prezinte ofertele la RTE în ultimul trimestru al anului AL – 4. Ofertele trebuie în primul rând să propună un preț și un volum.

(133) Competitivitatea prețului este apoi comparată cu un „preț de referință inițial" dincolo de care ofertele nu ar fi acceptate. Prețul de referință inițial va fi un preț ponderat ([26]) al capacității care rezultă nu numai din licitația organizată în AL – 4 pentru anul de livrare AL, ci și din licitațiile organizate în cursul aceluiași an pentru anii de livrare AL – 2 și AL – 1, astfel cum se indică în figura 6.

Figura 6

Propunere de alcătuire a prețului de referință inițial



Sursa: Scrisoarea autorităților franceze din 9 septembrie 2016.

([25]) Criteriile utilizate pentru a diferenția investițiile în capacități noi de investițiile de întreținere sau de extindere a duratei de viață a instalațiilor existente vor fi aliniate cu definițiile deja existente în dreptul francez, făcându-se diferența între „capacitățile noi" și investițiile de întreținere sau de prelungire a duratei de viață. Astfel, articolul L. 311-1 din codul energiei, în versiunea sa din Legea nr. 2015-992 privind tranziția energetică și creșterea ecologică, prevede: „Sub rezerva articolului L. 311-6, exploatarea oricărei instalații noi de producție a electricității este subordonată obținerii unei autorizații administrative. Sunt considerate, de asemenea, noi instalații de producție, în sensul prezentului articol, instalațiile a căror putere instalată este mărită cu cel puțin 20 %, precum și cele a căror sursă de energie primară este modificată".

([26]) Ponderea exactă urmează a fi stabilită de autoritățile franceze în urma consultării pieței.

(134) Prin urmare, prețul de referință inițial nu va fi cunoscut în prealabil de către participanții la piață și rezultatele pieței sunt cele care vor permite stabilirea acestui preț de referință inițial.

(135) În ceea ce privește volumele care urmează a fi contractate, autoritățile franceze vor aplica o curbă de cerere care limitează aceste volume la ofertele cu adevărat competitive pe termen lung. Curba de cerere va fi întocmită în fiecare an de către RTE și aprobată de CRE și va trebui să reflecte valoarea noii capacități pentru colectivitate. Scopul este de a se asigura că mecanismul de contractare multianual va avea cu adevărat un impact pozitiv asupra consumatorilor.

(136) Capacitățile selectate vor beneficia de un contract pentru diferență cu o durată de șapte ani comparabilă, în ceea ce privește funcționarea sa, cu o plată complementară (*feed-in premium*), ceea ce înseamnă că orice diferență între prețul ofertei și prețul de referință al pieței conduce fie la o rambursare a diferenței (dacă PRP este mai mare decât prețul ofertei), fie la o încasare (dacă PRP este mai mic decât prețul ofertei). Cu toate acestea, pentru a încuraja operatorii de pe piață să încerce să își maximizeze veniturile, orice venit generat de vânzarea de garanții la un preț mai ridicat decât prețul ofertei nu conduce la rambursarea diferenței (prețul de vânzare – prețul ofertei) de către investitor.

(137) În plus, autoritățile franceze au în vedere introducerea unor criterii ecologice, care conduc la preferarea producătorilor cu emisii reduse de dioxid de carbon, sub forma: (i) unei priorități legate de mediu, cu caracteristici tehnice și economice identice; și (ii) unui plafon pentru emisiile care pot fi generate de un activ care ar beneficia de cadrul specific pentru noile capacități. Criteriile de mediu, cum ar fi nivelul emisiilor de gaze cu efect de seră, vor fi definite în reglementări și cea mai bună ofertă în ceea ce privește mediul va putea fi aplicată, după caz. În plus, instalațiile existente vor rămâne sub incidența legislației de mediu în vigoare, europeană și franceză, ceea ce poate presupune pentru astfel de instalații, dacă este cazul, investiții pentru punerea în conformitate.

(138) Autoritățile franceze se angajează să pună în aplicare dispozitivul pentru o selectare a capacităților în 2019, asociată cu o primă participare efectivă a capacităților selectate pentru anul de livrare 2023. Mai mult decât atât, acestea se angajează să implementeze, începând cu 2019, un dispozitiv tranzitoriu de contracte multianuale, care să acopere perioada cuprinsă între 2020 și 2023. De exemplu, acest lucru ar însemna că, în 2019, ar fi lansat un dispozitiv „durabil" pentru anul de livrare 2023, dar și un dispozitiv tranzitoriu pentru anii de livrare 2020, 2021 și 2022.

Dificultățile furnizorilor de a prevedea cu mult timp înainte evoluția portofoliilor lor de clienți

(139) Autoritățile franceze consideră că previziunile periodice ale RTE ar trebui să ofere un sprijin suficient furnizorilor pentru a le permite să anticipeze mai bine nivelul final al obligației lor de capacitate. Autoritățile adaugă faptul că furnizorii au posibilitatea, cel puțin în primii ani ai mecanismului, să își reechilibreze capacitățile fără costuri până la sfârșitul anului de livrare.

(140) Fără a aduce atingere celor de mai sus, și în completarea acestor garanții, autoritățile franceze propun să includă în normele mecanismului de asigurare a capacității, dispoziții privind sprijinirea furnizorilor alternativi în ceea ce privește calcularea obligației lor de capacitate. În prezent, legislația prevede că RTE notifică fiecărui furnizor un nivel estimat de obligație la un an după anul de livrare, apoi un nivel definitiv de obligație la doi ani după anul de livrare. În plus, RTE a elaborat instrumente de sprijin care pot informa părțile implicate cu privire la nivelul lor de obligație înainte de aceste termene limită. Franța propune aducerea într-un cadru formal a obligației RTE de a sprijini furnizorii în calcularea obligațiilor lor, în special prin furnizarea de instrumente adecvate care să permită furnizorilor alternativi să anticipeze mai bine obligația lor de capacitate și prin includerea unor reuniuni periodice în cadrul cărora furnizorii vor folosi aceste instrumente pentru a avea o estimare a obligației lor. Furnizorii vor avea, de asemenea, posibilitatea de a utiliza aceste instrumente la cererea acestora în afara reuniunilor incluse în normele aplicabile.

Eventuala lipsă a stimulentelor pentru ca părțile implicate să fie în echilibru înainte de anul de livrare

(141) În plus, autoritățile franceze s-au angajat să revizuiască modalitățile de reechilibrare, pentru a încuraja operatorii de capacitate să obțină certificarea în mod cât mai exact. Mai precis, costurile de reechilibrare aplicate operatorilor sunt calculate în funcție de volumul de reechilibrare al fiecărui operator:

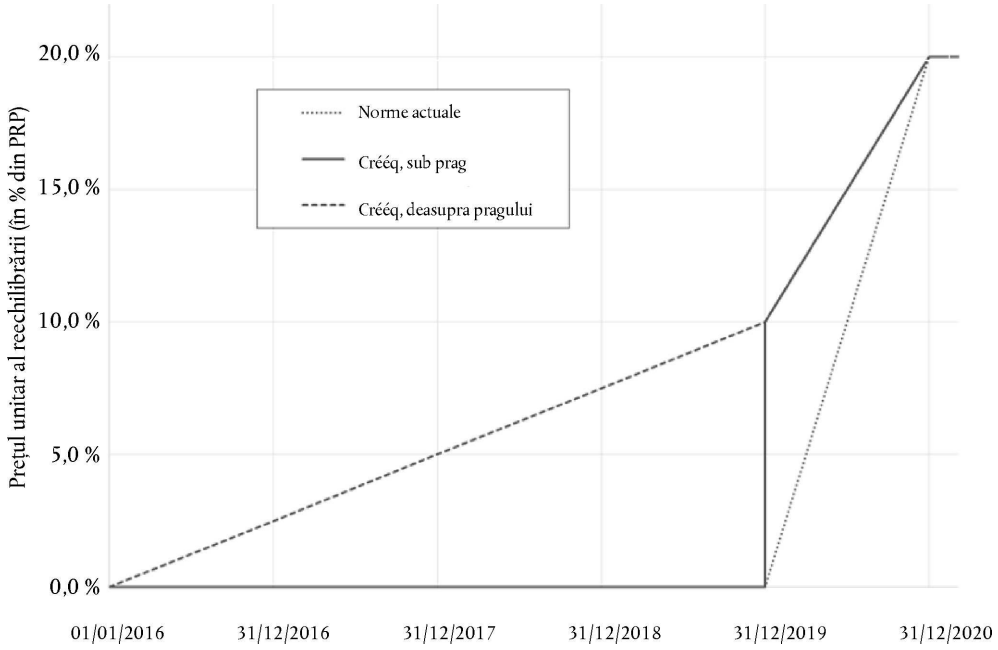
1. în cazul în care suma reechilibrărilor este mai mică de 1 GW (suma valorilor absolute), reechilibrarea rămâne gratuită înainte de anul de livrare;

2. în cazul în care suma reechilibrărilor depășește 1 GW (suma valorilor absolute), reechilibrările anterioare anului de livrare se plătesc.

(142) Reechilibrarea progresivă a costurilor, în funcție de situație, este ilustrată în figura 7 de mai jos (anul de livrare: 2020), cu un preț unitar crescător pe măsura apropierii de anul de livrare.

Figura 7

Ilustrarea noului cadru propus pentru reechilibrările pentru anul 2020 cu k = 0,2



Sursa: Scrisoarea autorităților franceze din 9 septembrie 2016.

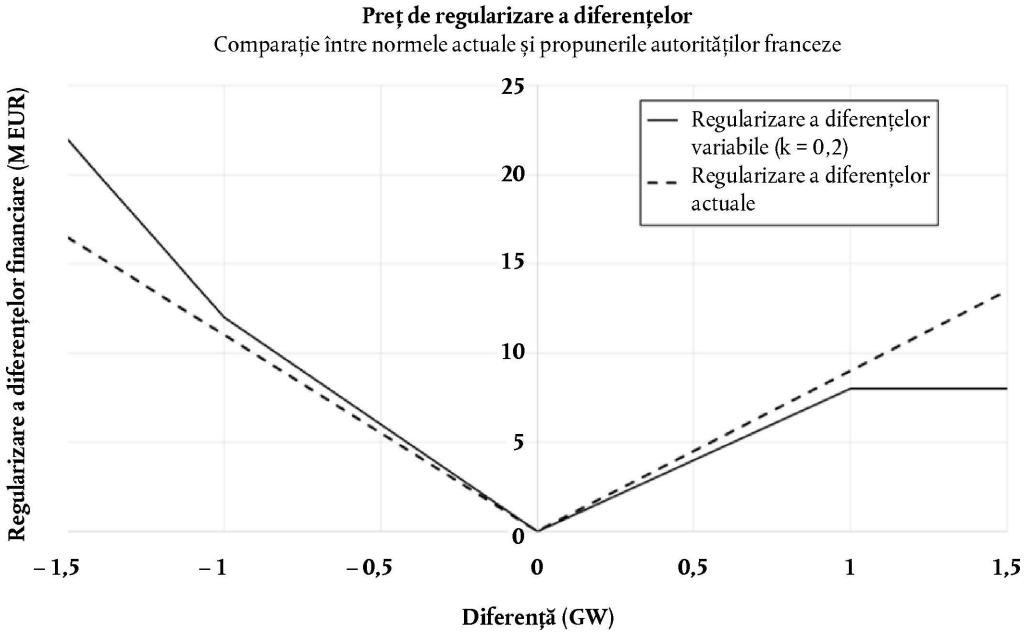
(143) În viitor, operatorii de capacitate trebuie să se reechilibreze într-o perioadă scurtă de timp și definită în reglementări cu ocazia unor evenimente importante (și anume evenimente care conduc la o indisponibilitate a mijloacelor în raport cu previziunile de disponibilitate ale acestora, de exemplu suspendarea activității, închidere definitivă, avarie care conduce la o diminuare a disponibilității pentru o perioadă lungă de timp etc.) ([27]).

(144) De asemenea, autoritățile franceze propun o modificare a mecanismului de regularizare a diferențelor pentru a descuraja mai mult actorii de pe piață să prezinte diferențe negative sau pozitive într-un moment sau altul. În special, coeficientul de stimulare „k”, aplicat pentru corectarea dezechilibrelor, va fi dublat (acesta a fost fixat la 0,1 în Decretul din 22 ianuarie 2015, dar va fi majorat la 0,2) și, de altfel, acesta va fi și mai mare în cazul dezechilibrelor negative care depășesc un prag de maximum 1 GW și cu atât mai puțin rentabil pentru dezechilibrele pozitive care depășesc, de asemenea, un prag maxim de 1 GW (nivelul exact al pragurilor rămâne să fie stabilit de autorități pe baza încasărilor de pe piață, dar nu va depăși în niciun caz 1 GW). Aceste modificări sunt ilustrate în figura 8.

([27]) Înainte, operatorii de capacitate aveau doar o obligație de notificare a unui eveniment care conduce la o abatere mai mare de 100 MW față de previziunile lor de disponibilitate. Principala diferență este că această declarație a operatorului nu era în mod necesar însoțită de o reechilibrare (operatorul putea să aștepte pentru a se reechilibra sau putea să nu se reechilibreze și să rămână cu abateri). Singurul caz în care exista o obligație de reechilibrare se referea la închiderile definitive. În plus, această dispoziție nu era prevăzută în reglementări, ci în contractul de certificare; acum, aceasta va fi inclusă în reglementări (text de nivel superior).

Figura 8

Ilustrarea propunerii de regularizare a diferențelor cu efectul pragului de 1 GW și cu k = 0,2



Sursa: Scrisoarea autorităților franceze din 9 septembrie 2016.

Plafonul privind prețul de regularizare a diferențelor nu reflectă CONE

(145) În plus, autoritățile franceze s-au angajat să crească treptat prețul administrat (care este un plafon privind valoarea diferențelor și, prin urmare, indirect, privind valoarea garanțiilor de capacitate), în conformitate cu următorul calendar:

1. în 2017, un preț administrat de 20 000 EUR/MW pentru ca părțile interesate să poată învăța să controleze funcționarea pieței cu riscuri limitate, ca urmare a punerii în aplicare cu întârziere a dispozitivului;

2. în 2018 și 2019, un preț administrat de 40 000 EUR/MW;

3. începând cu 2020, un preț administrat de 60 000 EUR/MW pentru ca mecanismul de asigurare a capacității să poată, după caz, să trimită semnale de preț care să corespundă nevoilor de noi capacități, pe o piață care ar fi trebuit să fi ajuns la o maturitate suficientă.

(146) În plus, autoritățile franceze se angajează, pentru anii de livrare 2021 și următorii, să actualizeze anual prețul administrat pentru a îl aduce la o valoare corespunzătoare CONE, în special costurilor unei centrale pe gaz de tip CCG sau cu circuit deschis, astfel cum este calculat de operatorul de sistem public de transport de energie electrică și aprobat de autoritatea de reglementare. Această actualizare nu se face neapărat prin intermediul unei proceduri de revizuire completă a normelor mecanismului de asigurare a capacității.

(147) Acest calendar asigură: (i) suprapunerea unei eventuale majorări a prețului administrat cu intrarea în vigoare a dispozitivului de contracte multianuale pentru noile capacități; și (ii) interogarea tuturor participanților la piață cu privire la majorarea prețului administrat și la introducerea dispozitivului de contracte multianuale pentru noile capacități ([28]).

([28]) În cadrul procedurii de investigare detaliată cu privire la mecanismul de asigurare a capacității, serviciile Comisiei Europene și autoritățile franceze au realizat primele analize cu privire la nevoile de finanțare asociate unor noi proiecte de investiție în proiecte de tip CCG (pe baza datelor financiare ale proiectului Landivisiau și a diferitelor elemente prezente în literatura economică). Aceste analize arată că un venit din capacități de 60 000 EUR/MW/an este conform, în ceea ce privește ordinul de mărime, cu noi investiții în CCG, dar că, pentru a asigura rentabilitatea proiectelor, o majorare a prețului administrat ar putea fi avută în vedere. Într-adevăr, pe baza datelor financiare existente, profitabilitatea proiectelor este asigurată numai pentru venituri din capacități foarte apropiate de 60 000 EUR/MW/an. Acestea sunt analizele care trebuie efectuate pentru a concluziona în mod mai precis cu privire la oportunitatea de a crește prețul administrat și, astfel, de a asigura că nivelul prețului administrat poate să constituie, în același timp, o garanție pentru consumatori și să nu constituie o barieră la intrarea pe piața energiei electrice.

(148) În completarea celor de mai sus și a ceea ce s-a arătat în decizia de inițiere a procedurii, Comisia a afirmat în discuțiile cu autoritățile franceze că este preocupată de faptul că marja între ARENH și prețul energiei electrice pe piața energiei poate constitui, de asemenea, un plafon implicit în ceea ce privește prețurile de capacitate, deoarece produsul ARENH include garanțiile de capacitate.

(149) Autoritățile franceze au răspuns că:

1. volumul garanțiilor de capacitate în funcție de produsul ARENH este suficient de scăzut în comparație cu totalitatea pieței de capacitate și, prin urmare, nu este de natură să influențeze prețul celorlalte garanții de capacitate; și

2. marja actuală este mai mult sau mai puțin egală cu 10 EUR/MWh, ceea ce corespunde unui preț al capacității de 87 600 EUR/MW. Prețul administrat al capacității fiind stabilit la 20 000 EUR/MW/an, 40 000 EUR/MW/an, respectiv 60 000 EUR/MW/an pentru anii 2017, 2018-2019 și 2020, ARENH nu este un produs competitiv în prezent ([29]).

(150) Cu toate acestea, autoritățile franceze se angajează, în cadrul unei viitoare evaluări a funcționării pieței, să ia în considerare oportunitatea de „a financiariza" partea capacitate a produsului ARENH ([30]), pentru a evita ca acest produs să perturbe libera formare a prețurilor pe piața de capacitate.

4.3.4. *Alte obiecțiuni ale Comisiei*

(151) În considerentul 182 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a arătat că Franța trebuie să clarifice motivul pentru care unele propuneri de îmbunătățire a mecanismului făcute de Autoritatea din domeniul concurenței în Avizul nr. 12-A-09 din 12 aprilie 2012 nu au fost reținute.

(152) Autoritățile franceze au explicat că, ținând cont de modificările propuse (de exemplu, a obliga producătorii să declare disponibilitatea estimată a instalațiilor lor de producție pe baza disponibilității istorice a acestor instalații și a pune în aplicare un mecanism pentru participarea explicită a capacităților transfrontaliere), rămân numai două propuneri ale Autorității din domeniul concurenței care nu au fost selectate:

1. a prevedea să nu se atribuie certificate pentru instalațiile aflate în obligație de cumpărare (regenerabile), în măsura în care tarifele de achiziționare a energiei electrice produse de instalațiile în cauză acoperă deja integral costurile acestor instalații; și

2. a evita finanțarea propunerii de proiecte temporare de către furnizorii alternativi.

(153) În ceea ce privește prima propunere care nu a fost reținută, autoritățile au explicat că au reținut certificarea instalațiilor aflate în obligație de cumpărare pentru a respecta caracterul *market-wide* al mecanismului de asigurare a capacității. În schimb, pentru a evita o posibilă suprapunere a remunerațiilor pentru instalațiile care intră sub incidența obligației de cumpărare, s-a decis că cumpărătorii care se supun acestei obligații sunt responsabili de certificarea acelor instalații și dețin garanțiile de capacitate asociate, veniturile obținute din vânzarea capacităților fiind deduse din compensația cumpărătorilor care se supun obligației în cauză.

(154) În ceea ce privește cea de-a doua propunere care nu a fost reținută, autoritățile au explicat că s-a decis să nu se pună în aplicare propunerea de proiecte temporară; prin urmare, furnizorii alternativi nu trebuie să suporte niciun cost. Cu toate acestea, ei vor suporta costuri pentru acest dispozitiv în viitor, având în vedere că actualele măsuri de securitate vor fi anulate și înlocuite cu sistemul de contracte multianuale după evoluția decretului.

4.4. **Proporționalitate**

4.4.1. *Supraestimarea consumului*

4.4.1.1. Observațiile părților interesate

(155) Observațiile părților terțe cu privire la acest punct sunt incluse în secțiunea 4.3.3.1 de mai sus.

([29]) O marjă ARENH – preț de piață de aproximativ 7 EUR/MWh ar conduce la un preț al capacității de aproximativ 60 000 EUR/MW/an, și anume Padmin. Cu un preț ARENH egal cu 42 EUR/MWh, ar trebuie ca prețul energiei să fie mai mare sau egal cu 35 EUR/MWh pentru ca marja ARENH – preț de piață să poată constitui un plafon implicit pentru prețul capacității. Or, potrivit autorităților franceze, prețurile *forward* pentru 2019 nu sunt de același ordin de mărime.

([30]) „Financiarizarea" ARENH în ceea ce privește capacitatea implică faptul ca prețul capacității să fie dedus din prețul ARENH al energiei.

Observațiile Franței

(156) Observațiile Franței cu privire la acest punct sunt prezentate în considerentul 139) de mai sus.

(157) În pofida acestor comentarii, autoritățile propun ca RTE să fie obligată să sprijine furnizorii alternativi în ceea ce privește calcularea obligației lor de capacitate, astfel cum se explică în considerentul 140.

4.4.2. *Lipsa de transparență în stabilirea prețului capacității*

4.4.2.1. Observațiile părților interesate

(158) O mare majoritate a respondenților (13) regretă lipsa de vizibilitate a tranzacțiilor extrabursiere și, în special, a tranzacțiilor intragrup, în timp ce mai multe dintre acestea consideră că cea mai mare parte a tranzacțiilor ar trebui să se facă sub această formă. Unul dintre respondenți a subliniat din nou că un mecanism de asigurare a capacității centralizat ar putea evita astfel de probleme.

(159) Operatorul tradițional consideră că mecanismul, în forma sa actuală, oferă garanții suficiente pentru a asigura transparența schimburilor comerciale (inclusiv intragrup), în special:

1. obligația de a ține o contabilitate separată în registrul de garanții de capacitate (un cont pentru operatorii de capacitate și un cont pentru furnizori); și

2. obligația de transparență în ceea ce privește CRE și monitorizarea de către aceasta din urmă a operațiunilor interne.

4.4.2.2. Observațiile Franței

(160) De asemenea, autoritățile franceze fac referire la garanțiile identificate de operatorul istoric (menționate în considerentul 160). Acestea precizează, de asemenea, că, având în vedere necesitatea ca furnizorii să se adapteze la evoluția clientelei lor, pare oportun să se mențină posibilitatea schimburilor efectuate pe piața extrabursieră între actorii de pe piață, în completarea licitațiilor periodice. Un mecanism de schimburi comerciale continue ar garanta această flexibilitate, precum și vizibilitatea tranzacțiilor și a prețurilor și ar putea ajuta la reducerea asimetriei informațiilor între actorii de pe piață. Cu toate acestea, participarea în cadrul unui astfel de mecanism ar fi costisitoare, în special pentru furnizorii relativ mici. Prin urmare, autoritățile franceze propun să se mențină tranzacțiile extrabursiere în asociere cu o piață organizată, în care prețul fiecărei tranzacții ar fi făcut public.

(161) Cu toate acestea, autoritățile propun să se prevadă garanții suplimentare pentru a spori transparența și reprezentativitatea schimburilor de capacitate.

(162) Mecanismul prevede deja că prețurile licitațiilor în cadrul platformei care va fi înființată de EPEX Spot vor fi publice. Pentru a asigura un grad de transparență echivalent cu cel al unei platforme de negociere pentru tranzacțiile extrabursiere, autoritățile franceze propun să asigure tuturor părților implicate accesul la registrul tranzacțiilor extrabursiere (anonimizate), asigurând astfel vizibilitatea volumelor și a prețurilor, garantând în același timp anonimatul operatorilor. Astfel, părțile interesate vor putea să ia în considerare aceste informații în cadrul strategiei lor de cumpărare și de vânzare la licitațiile organizate.

(163) În plus, licitațiile vor fi consolidate. Autoritățile franceze s-au angajat să sporească lichiditatea licitațiilor organizate ducând numărul de licitații pe parcursul celor patru ani care preced primul an de livrare la 15, și anume o licitație nouă în anul de livrare AL – 4, patru în AL – 3, încă patru în AL – 2 și, în cele din urmă, șase în AL – 1 (în versiunea inițială a mecanismului, autoritățile franceze au prevăzut doar 10 licitații, repartizate pe cei trei ani care preced anul de livrare).

(164) În plus, autoritățile franceze se angajează să oblige, în cadrul de reglementare, anumiți operatori de capacitate să ofere pe piață certificatele lor, pe baza schemei următoare:

1. AL – 4: 25 % din nivelul de capacitate certificat;

2. AL – 3: maximul între 25 % din nivelul de capacitate certificat și 25 % din volumul de certificate de capacitate nevândute;

3. AL – 2: maximul între 25 % din nivelul de capacitate certificat și 50 % din volumul de certificate de capacitate nevândute;

4. AL – 1: maximul între 25 % din nivelul de capacitate certificat și 100 % din volumul de certificate de capacitate nevândute.

(165) Această constrângere se va aplica responsabililor din perimetrele de certificare care dețin un volum de capacitate care depășește un prag de 3 GW.

4.4.3. *Excluderea anumitor tipuri de operatori de capacitate ai mecanismului*

(166) Observațiile părților terțe și comentariile autorităților franceze cu privire la potențiala discriminare între diferitele tipuri de capacitate de redistribuire a cererii sunt prezentate în secțiunea 4.3.1.

(167) Observațiile părților interesate și propunerile autorităților franceze de a remedia excluderea în special a capacităților transfrontaliere și a noilor investiții sunt descrise în secțiunea 4.3.3.

4.4.4. *Puterea de piață a EDF*

4.4.4.1. Riscul de blocare a capacităților neutilizate

Observațiile părților interesate

(168) Trei sferturi din părțile care au răspuns la decizia de inițiere a procedurii se referă în mod specific la riscul de blocare a capacităților neutilizate în mecanismul francez.

(169) O asociație de consumatori industriali francezi este preocupată de faptul că EDF are un interes în ceea ce privește influențarea prețului de referință al pieței (PRP) în sens ascendent și vânzarea excedentului de capacitate după anul de livrare, având în vedere că:

1. într-un astfel de caz, penalitățile pe care EDF le va plăti la regularizarea diferențelor vor fi în mare măsură compensate de veniturile obținute ca urmare a unui PRP relativ ridicat; și

2. PRP va fi utilizat pentru facturarea costului capacității pentru marea majoritate a consumatorilor și, prin urmare, va fi transferat asupra acestora din urmă.

(170) Un furnizor alternativ a arătat că, în afara faptului că licitațiile organizate nu vor fi, probabil, foarte reprezentative în ceea ce privește schimburile comerciale efectuate în cadrul mecanismului (furnizorii ar trebui să fie tentați să aleagă tranzacții bilaterale pentru a evita plățile anticipate la vedere), faptul că PRP nu va ține cont de tranzacțiile efectuate în timpul și după anul de livrare ar putea submina și mai mult efectul disuasiv al mecanismului de regularizare a diferențelor și încuraja, astfel, strategiile de blocare ale deținătorilor de capacități.

(171) Pentru a încuraja mai mult operatorii de capacitate să nu realizeze blocări ale capacităților neutilizate, acest furnizor alternativ propune trei măsuri corective:

1. să revizuiască baza de calcul a PRP;

2. să consolideze caracterul disuasiv al mecanismului de regularizare a diferențelor; și

3. să elimine dispozitivul de securizare (*fall back tender*), întrucât acesta poate determina operatorii să adopte o strategie de blocare.

(172) Asociația furnizorilor și producătorilor alternativi AFIEG critică opțiunea reechilibrării capacităților fără taxe înainte de anul de livrare, deoarece, în opinia sa, aceasta permite acordarea unei importanțe minime disponibilității parcului nuclear, creând astfel penurii sau supracapacități artificiale.

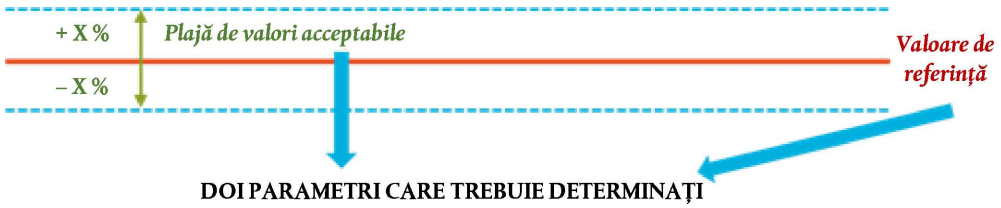
Observațiile Franței

(173) Ținând seama de aceste reacții ale actorilor pieței la decizia de inițiere a procedurii, autoritățile franceze și-au exprimat dorința de a îmbunătăți dispozitivul pentru a reduce la minimum orice risc de abuz de putere de piață.

(174) În special, acestea se angajează să oblige operatorii de capacitate să își certifice în prealabil cu precizie toate capacitățile disponibile și și-au limitat posibilitățile de certificare la un interval stabilit în jurul valorilor de referință istorice (a se vedea figura 9). Orice abatere de la această marjă trebuie justificată în fața RTE și a autorităților de reglementare.

Figura 9

Ilustrare a intervalului de certificare



Sursa: Scrisoarea autorităților franceze din 9 septembrie 2016.

(175) În plus, autoritățile franceze s-au angajat să revizuiască modalitățile de reechilibrare, pentru a încuraja operatorii de capacitate să obțină certificarea în mod cât mai exact. Acestea propun ca orice reechilibrare cumulată semnificativă (care depășește un prag de maximum 1 GW; nivelul exact al pragului trebuie stabilit de către autorități pe baza încasărilor de pe piață, dar nu va depăși în niciun caz 1 GW) care intervine înainte de anul de livrare să aducă cu sine o sancțiune. Sancțiunea, care are scopul de a descuraja operatorii de capacitate să își sub-certifice sau să își supra-certifice capacitățile, crește progresiv până în momentul regularizării diferențelor. De asemenea, operatorii de capacitate trebuie să se reechilibreze de îndată ce iau cunoștință de un eveniment care conduce la o indisponibilitate a mijloacelor (suspendare a activității, închidere definitivă, avarie care conduce la o diminuare a disponibilității pentru o perioadă lungă de timp etc.) în raport cu previziunile lor privind disponibilitatea.

(176) Autoritățile propun, de asemenea, o modificare a mecanismului de regularizare a diferențelor pentru a descuraja mai mult actorii de pe piață să prezinte diferențe negative sau pozitive într-un moment sau altul. În special, coeficientul de stimulare „k”, aplicat pentru corectarea dezechilibrelor, va fi dublat și, de altfel, acesta va fi și mai mare în cazul dezechilibrelor negative care depășesc un prag de maximum 1 GW și cu atât mai puțin rentabil pentru dezechilibrele pozitive care depășesc, de asemenea, un prag maxim de 1 GW (nivelul exact al pragurilor rămâne să fie stabilit de autorități pe baza încasărilor de pe piață, dar nu va depăși în niciun caz 1 GW).

(177) Ca răspuns la obiecția unui furnizor alternativ potrivit căruia dispozitivul de securitate poate încuraja operatorii să adopte o strategie de blocare, autoritățile franceze au confirmat că acest dispozitiv de securitate ar fi anulat și înlocuit de dispozitivul unor contracte multianuale (descrise în considerentele 131-138 de mai sus).

(178) În cele din urmă, astfel cum se explică în considerentele 146-147 de mai sus, autoritățile franceze propun să mărească cuantumul maxim al compensării diferențelor de preț aplicat în caz de amenințare gravă la adresa securității aprovizionării (și anume un dezechilibru negativ general de peste 2 GW). Se propune ca acest plafon (prețul administrat sau Padmin) să crească progresiv de la 20 000/MW EUR în 2017 la 40 000/MW EUR în 2018 și 2019 și, în cele din urmă, la 60 000/MW EUR în 2020. Începând din anul de livrare 2021, autoritățile franceze vor actualiza anual prețul administrat pentru a îl aduce la o valoare corespunzătoare costurilor unui operator nou (CONE), în special costurilor unei centrale pe gaz de tip CCG sau cu circuit deschis, astfel cum este calculat de operatorul de sistem public de transport al energiei electrice și aprobat de autoritatea de reglementare.

4.4.5. *Risc de blocare a garanțiilor neutilizate*

4.4.5.1. Observațiile părților interesate

(179) Patru respondenți sunt îngrijorați îndeosebi de riscul de blocare a garanțiilor de capacitate neutilizate sau, în orice caz, de o lipsă de lichidități pe piața garanțiilor.

(180) Asociația furnizorilor și a producătorilor alternativi AFIEG a subliniat că mecanismul care obligă participanții de pe piață care au un excedent de garanții după anul de livrare (dar înainte de regularizarea diferențelor) să vândă acest excedent la licitații nu va fi suficient pentru a preveni blocările de garanții neutilizate *înainte* de anul de livrare (perioadă luată în considerare pentru stabilirea PRP).

(181) Pe lângă sugestiile destinate să majoreze stimulentele pentru a fi în echilibru înainte de anul de livrare (revizuirea bazei de calcul a PRP și consolidarea efectului de descurajare al mecanismului de regularizare a diferențelor), respondenții propun două măsuri de îmbunătățire a accesului la garanțiile de capacitate:

1. obligarea EDF să își vândă garanțiile într-un fel sau altul (de exemplu, prin intermediul unui „program de transferare a garanțiilor", impunându-i un rol de „formator de piață"); sau

2. ameliorarea produsului ARENH: (a) introducând un ARENH privind capacitatea. Pentru aceasta, trebuie separat ARENH în două produse: un produs capacitate și un produs „energie"; fiecare furnizor ar fi liber să aleagă oricare dintre cele două produse sau să aleagă ambele produse simultan; și/sau (b) revizuind ascendent volumul de capacități încărcate de produsul „energie" al ARENH (1,15 garanție per MW al ARENH). În această privință, autoritățile franceze au subliniat faptul că furnizorii au obligația de a face o ofertă publică de vânzare pentru toate garanțiile care depășesc nevoile lor interne. Ele consideră că acest lucru ar trebui să evite orice eventuală blocare a capacităților neutilizate. În plus, o parte dintre garanțiile de capacitate deținute de operatorul istoric ar fi transferate în mod automat către furnizorii alternativi prin intermediul ARENH, iar autoritatea de reglementare ar continua să monitorizeze eventualele abuzuri de putere de piață.

4.4.5.2. Observațiile Franței

(182) Având în vedere aceste preocupări, autoritățile franceze s-au angajat să revizuiască mecanismul astfel încât să îi oblige pe operatorii de capacitate să furnizeze anumite volume minime de garanții în cadrul fiecărei sesiuni de licitații organizate înainte de anul de livrare, astfel cum se explică în considerentele 165 și 166. În plus, licitații suplimentare vor fi organizate, după cum se explică în considerentul 164.

4.4.6. *Riscul de foarfecă tarifară de către operatorul istoric dominant*

4.4.6.1. Observațiile părților interesate

(183) Făcând referire la un aviz emis de Autoritatea din domeniul concurenței în 2012, doi respondenți își exprimă preocuparea cu privire la subvenționările încrucișate între ramura producție și ramura comercializare a operatorului istoric (și anume, vânzarea de garanții de capacitate concurenților la un preț mai mare decât prețul de transfer intern între ramura producție și ramura comercializare, ceea ce ar conduce la un efect de excludere a concurenților de pe piața furnizării de energie electrică). Această subvenționare încrucișată ar putea, în opinia lor, să conducă la o „foarfecă tarifară" pentru un furnizor alternativ lipsit de active de producție, întrucât acesta ar fi obligat să cumpere garanții de pe piață pentru a își îndeplini obligațiile de capacitate.

4.4.6.2. Observațiile Franței

(184) În ceea ce privește posibilitatea unor practici de excludere prin prețuri (micșorarea marjei sau foarfeca tarifară, tarife agresive), autoritățile franceze au reamintit că astfel de practici anticoncurențiale fac deja obiectul unor controale și sancțiuni de către Autoritatea din domeniul concurenței.

(185) Cu toate acestea, pentru a facilita descoperirea unor asemenea practici, autoritățile vor consolida normele obligând actorii integrați pe verticală să comunice Comisiei de reglementare a energiei metoda lor de calculare a prețului garanțiilor de capacitate în ofertele lor.

(186) Acestea trebuie, de asemenea, să precizeze mai clar în norme faptul că actorii integrați pe verticală sunt obligați să declare un preț pentru orice tranzacție internă referitoare la garanții de capacitate. O lacună în legislație, care permite transferul liber de garanții, va fi astfel corectată.

(187) În cele din urmă, autoritățile franceze s-au angajat să acorde actorilor de pe piață acces deplin la registrul garanțiilor de capacitate, în care tranzacțiile extrabursiere vor fi înregistrate, garantând în același timp anonimatul operatorilor fiecărei tranzacții.

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

4.5.1. *Bariere la intrarea pe piață a unor noi capacități de producție*

(188) Observațiile părților terțe și comentariile și soluțiile autorităților franceze în ceea ce privește participarea noilor capacități de producție la mecanismul francez de asigurare a capacității sunt discutate în secțiunea 4.3.3.

(189) În răspunsul lor la decizia de inițiere a procedurii din 17 decembrie 2015, autoritățile franceze au arătat că mecanismul propus nu este destinat în mod necesar pentru a genera noi investiții masive care sporesc capacitatea totală de producție, ci mai degrabă pentru a asigura disponibilitatea capacităților necesare, de exemplu pentru a face față unui val de frig în timpul iernii.

(190) Cu toate acestea, autoritățile franceze au recunoscut că era necesar ca mecanismul să permită noilor capacități de producție să concureze cu capacitatea de producție existentă, precum și necesitatea de a dispune de un cadru mai stabil pentru operatorii nou intrați pe piață, care să faciliteze această concurență. Două elemente noi au fost propuse pentru a soluționa această problemă:

1. Astfel cum s-a descris în considerentele 146-148, creșterea treptată în timp a prețului administrat, care va trece inițial de la 20 000 EUR/MW pentru anul de livrare 2017 la 40 000 EUR/MW pentru anii de livrare 2018 și 2019 și, în cele din urmă, la 60 000 EUR/MW pentru anul de livrare 2020. Începând cu anul de livrare (AL) 2021, autoritățile vor revizui anual acest preț administrat pentru a îl aduce la o valoare corespunzătoare costurilor unui operator nou (CONE), în special costurilor unei centrale pe gaz de tip CCG sau cu circuit deschis, astfel cum este calculat de operatorul de sistem public de transport al energiei electrice și aprobat de autoritatea de reglementare; și

2. instituirea unui sistem multianual de contracte pentru diferență (CFD) specifice pentru noile capacități de producție, astfel cum s-a descris în considerentele 131-138.

4.5.2. *Discriminare între redistribuirea cererii implicită și redistribuirea cererii explicită*

(191) Observațiile părților terțe și comentariile autorităților franceze cu privire la acest aspect au fost abordate/prezentate în secțiunea 4.3.1.

4.5.3. *Participarea explicită a capacităților externe*

(192) Observațiile părților terțe și comentariile și soluțiile autorităților franceze în ceea ce privește participarea explicită a capacităților externe sunt discutate în secțiunea 4.3.2.

(193) Astfel cum se indică în considerentele 119-125, ca răspuns la preocupările Comisiei și ale părților terțe, autoritățile franceze au propus un model hibrid, care prevede alocarea unor tichete de interconexiune care ar permite, în cele din urmă, participarea capacităților de producție și de redistribuire a cererii localizate în statele membre care se învecinează cu Franța. În opinia lor, această abordare este conformă cu principiile de bază enunțate în anexa 2 la Documentul de lucru al serviciilor anexat la ancheta sectorială privind mecanismele de asigurare a capacității ale Comisiei Europene.

4.5.4. *Asimetriile de informare între operatorul istoric dominant și concurenții săi actuali și potențiali*

4.5.4.1. Dificultățile furnizorilor de a prevedea cu mult timp înainte evoluția portofoliilor lor de clienți

Observațiile părților interesate

(194) Observațiile părților terțe cu privire la acest punct sunt incluse în secțiunea 4.3.3.1 de mai sus.

Observațiile Franței

(195) Observațiile Franței cu privire la acest punct sunt prezentate în considerentul 139 de mai sus.

(196) Astfel cum se explică în considerentul 140 de mai sus, propunerea cea mai recentă a autorităților franceze este de a ajuta furnizorii să estimeze mai bine viitoarele lor portofolii de clienți și să reglementeze acest sprijin în mod explicit în norme.

4.5.4.2. Lipsa de transparență în ceea ce privește stabilirea prețului capacității

Observațiile părților interesate

(197) Observațiile părților terțe cu privire la acest punct sunt prezentate în considerentele 159 și 160 de mai sus.

Observațiile Franței

(198) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 4.4.2 de mai sus, ultima propunere cu privire la acest aspect este de a contribui pentru a oferi furnizorilor flexibilitate, permițând tranzacțiile extrabursiere, garantând, în același timp, lichiditatea pe platforma schimburilor comerciale organizate, precum și transparența schimburilor comerciale efectuate pe piața extrabursieră.

5. EVALUAREA MĂSURII

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

(199) Comisia a concluzionat deja, în considerentul 143 din decizia de inițiere a procedurii, că mecanismul constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

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

(200) În ceea ce privește existența unor resurse de stat în mecanismul francez de asigurare a capacității, autoritățile franceze acordă gratuit garanții de capacitate operatorilor de capacitate. În același timp, autoritățile creează o piață pentru aceste garanții, impunând o obligație pe bază de cote furnizorilor de energie electrică, stabilind o legătură între aceste cote și vârfurile de cerere din partea clienților lor. Prin urmare, acestea creează o cerere pentru certificate și o valoare corespunzătoare acesteia. În plus, în loc să vândă certificatele operatorilor de capacitate sau să le scoată la licitație, statul le atribuie în mod gratuit acestora și, în consecință, renunță la unele resurse publice.

(201) Nici autoritățile franceze, nici părțile terțe interesate nu au prezentat argumente care să repună în discuție această analiză.

(202) Dimpotrivă, între timp, Comisia a adoptat o decizie prin care confirmă calificarea drept ajutor de stat a unui sistem de subvenții prin certificate pentru instalațiile de producere a energiei din resurse regenerabile ([31]). Trebuie subliniat faptul că, în acest caz, niciun preț minim nu era garantat pentru aceste certificate verzi.

(203) În plus, nu este corect să se distingă cazul prezent de cel al certificatelor verzi din România, susținând că, în mecanismul francez, furnizorii ar avea posibilitatea de a transfera sau nu costurile de achiziție a garanțiilor de capacitate consumatorilor. De fapt, cel puțin tarifele reglementate de vânzare includ obligatoriu prețul pentru garanțiile de capacitate, în temeiul articolului R 337-19 din Decretul nr. 2015-1823 din 30 decembrie 2015 privind codificarea părții legislative a Codului energiei. În plus, autoritățile franceze au susținut că prețul de piață (PRP, utilizat pentru regularizarea diferențelor) trebuie să fie o medie a prețurilor rezultate din diferitele licitații organizate (și, prin urmare, nu poate lua în considerare prețurile din tranzacțiile extrabursiere), tocmai pentru a asigura reproductibilitatea PRP. Reproductibilitatea PRP este proprietatea de a putea reproduce PRP în contractele de vânzare dintre furnizori și clienții acestora și, potrivit autorităților franceze, este dorită de o mare parte dintre părțile interesate. Acest lucru confirmă că o mare parte dintre furnizori, dacă nu toți, vor refactura costurile generate de achiziționarea de garanții de capacitate clienților lor.

(204) În plus, mecanismul de asigurare a capacității, astfel cum a fost conceput inițial de către autoritățile franceze, prevedea un „dispozitiv în buclă”, și anume o procedură de licitație care servea drept opțiune de rezervă pentru autoritățile publice, care trebuie utilizată atunci când, în cazul în care sunt necesare noi capacități, piața de capacitate nu ar conduce la construcția acestora. Această posibilitate de intervenție directă pe piață din partea statului confirmă din nou calificarea mecanismului de asigurare a capacității drept ajutor de stat.

(205) În plus, anumite modificări pe care Franța le-a adus mecanismului de asigurare a capacității ca urmare a observațiilor părților interesate cu privire la îndoielile exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii, trebuie să fie calificate drept ajutor de stat. Acest lucru este valabil pentru contractele multianuale, prin care statul garantează un venit din capacitate sigur pentru beneficiari, pentru o perioadă de șapte ani. Statul joacă un rol primordial în acest mecanism: statul este cel care obligă RTE să încheie contracte cu noile capacități, cu condiția ca acestea să fie competitive și, prin intermediul acestor contracte, aceste capacități noi vor avea certitudinea că vor primi un preț fix pentru capacitatea lor timp de șapte ani.

([31]) SA.37345 (2015/NN) – *Polish certificates of origin system to support renewables and reduction of burdens arising from the renewables certificate obligation for energy intensive users*.

5.1.2. *Avantaj selectiv*

(206) În ceea ce privește argumentul prezentat de EDF, precum și de o societate care își desfășoară activitatea în principal în Franța pe segmentul vânzărilor cu ridicata, potrivit căruia mecanismul constituie o obligație de serviciu public deoarece remunerația legată de capacitate este o contraprestație pentru un serviciu furnizat de către operatorii de capacitate, Comisia consideră că acest argument a fost deja abordat în decizia de inițiere a procedurii. După cum se știe, Comisia a considerat că serviciul nu poate fi furnizat și nici evaluat de piață. Într-adevăr, autoritățile franceze au trebuit să creeze o piață prin impunerea unor obligații de disponibilitate și de blocare a garanțiilor de capacitate neutilizate ale diferiților actori de pe piața energiei electrice pentru ca disponibilitatea să fie valorificată. Într-adevăr, grație introducerii acestei piețe de capacitate, operatorii de capacitate vor obține fonduri pe care nu le-ar fi primit în alt mod și, prin urmare, vor obține un avantaj pe care nu l-ar fi obținut în absența pieței create de către autorități.

(207) De asemenea, argumentul invocat de EDF și de o altă întreprindere de electricitate integrată pe verticală, potrivit căruia mecanismul de asigurare a capacității nu conferă niciun avantaj selectiv operatorilor de capacitate deoarece toți actorii din cadrul mecanismului se află într-o situație de fapt și de drept identică și beneficiază de egalitate deplină de tratament, este deja abordat în decizia de inițiere a procedurii menționată. După cum se știe, Comisia consideră că acest avantaj este selectiv, întrucât mecanismul prevede un ajutor acordat operatorilor de capacitate, și nu și în alte sectoare ale economiei.

(208) Întrucât Franța nu a mai invocat niciun argument nou, Comisia își menține evaluarea și concluziile sale din decizia de inițiere a procedurii (la care prezenta decizie face trimitere) conform cărora mecanismul conferă un avantaj selectiv operatorilor de capacitate.

5.1.3. *Impactul asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre*

(209) Autoritățile franceze și-au reluat argumentația cu privire la faptul că mecanismul de asigurare a capacității nu va avea impact asupra pieței energiei electrice, luată în considerare de către Comisie în decizia sa de inițiere a procedurii. După cum se știe, Comisia a concluzionat că mecanismul poate să afecteze schimburile comerciale între statele membre și să denatureze concurența, întrucât operatorii de capacitate francezi ar obține un avantaj pe care concurenții lor străini nu îl pot obține deoarece aceștia nu au dreptul de a participa la capacitatea pieței franceze.

(210) Trebuie remarcat faptul că una dintre soluțiile propuse de Franța constă tocmai în participarea explicită a capacităților transfrontaliere la mecanismul francez. Cu toate acestea, respectiva participare este limitată la capacitatea de interconectare utilă (și anume după aplicarea unor factori care determină randamentul redus) a Franței cu țările învecinate. În plus, nu există nicio garanție că aceste capacități transfrontaliere beneficiază de o remunerație egală cu cea a capacităților franceze pentru serviciul furnizat, din cauza costurilor suplimentare suportate pentru a participa la mecanismul francez, legate de obținerea și achiziționarea tichetelor de interconexiune.

(211) Rezultă de aici că evaluarea și concluzia Comisiei din decizia de inițiere a procedurii (la care prezenta decizie face trimitere), conform cărora avantajul în ceea ce privește remunerația capacității acordat operatorilor de capacitate francezi poate afecta schimburile comerciale dintre statele membre și poate denatura concurența, sunt confirmate.

5.1.4. *Concluzie cu privire la existența ajutorului de stat*

(212) Din motivele menționate mai sus, Comisia consideră că mecanismul francez de asigurare a capacității constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

5.2. **Legalitatea ajutorului**

(213) Prin lansarea primei certificări de furnizori de capacitate începând cu 1 aprilie 2015, autoritățile franceze au început atribuirea activelor necorporale către beneficiari. Prin urmare, Comisia consideră că autoritățile franceze au început să pună în aplicare măsura de ajutor în cauză, în sensul articolului 108 alineatul (3) din TFUE.

(214) De asemenea, autoritățile franceze nu au suspendat eventualele tranzacții de garanții de capacitate ca urmare a deciziei de inițiere a procedurii.

(215) Întrucât Comisia nu a adoptat o decizie finală privind măsura înainte de data la care autoritățile franceze au început să pună în aplicare mecanismul, Franța a acționat prin încălcarea obligației care îi revine, prevăzută la articolul 108 alineatul (3) din TFUE.

5.3. **Compatibilitatea cu piața internă**

(216) Pentru a evalua dacă o măsură de ajutor poate fi considerată compatibilă cu piața internă, Comisia analizează, în general, dacă ajutorul este conceput astfel încât impactul său pozitiv legat de realizarea unui obiectiv de interes comun să fie mai mare decât posibilele sale efecte negative asupra schimburilor comerciale și a concurenței.

(217) Principalul obiectiv al măsurii este securitatea aprovizionării cu energie electrică. Prin urmare, Comisia a evaluat măsura în temeiul punctului 3.9 din Orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020 (denumite în continuare „OAME"), care se referă la ajutoarele pentru adecvarea capacităților.

(218) Analiza Comisiei în prezenta decizie va fi strict limitată la punctele în privința cărora Comisia a exprimat îndoieli în decizia de inițiere a procedurii.

5.3.1. *Obiectiv de interes comun și necesitate*

5.3.1.1. În ceea ce privește securitatea aprovizionării

(219) Astfel cum se explică în considerentul 149 din decizia de inițiere a procedurii, Franța a explicat că, de câțiva ani, vârful de cerere de energie electrică din Franța este în creștere (de la 79 590 MW în 2001 la 102 100 MW în 2012), în timp ce media cererii de energie electrică a rămas stabilă. Acest lucru s-ar datora, în principal, termosensibilității importante a sistemului electric francez: o utilizare semnificativă a încălzirii pe bază de energie electrică în clădirile rezidențiale și terțiare.

(220) În plus, potrivit Franței, instalațiile de producție de vârf (în mod normal, centralele pe gaz), au devenit mai puțin competitive în ultimii ani din mai multe motive (a se vedea considerentul 45). În pofida acestui fapt, astfel de centrale, în special cele de vârf, sunt necesare pentru a acoperi vârfurile de consum extreme, descrise în secțiunea 5.3.1.1. Cu toate acestea, având în vedere raritatea și imprevizibilitatea acestor vârfuri de consum, actorii de pe piață se abțin de la investirea în noi capacități de producție.

(221) Din aceste motive și astfel cum demonstrează calculele RTE prezentate în considerentul 105, criteriul de nesatisfacere a cererii francez de trei ore pe an în medie, riscă să nu mai fie atins în cazul unui val de frig (o dată la 10 ani în Franța).

(222) Făcând referire la considerentul 154 din decizia de inițiere a procedurii, Franța a demonstrat că studiile privind caracterul adecvat al RTE erau mai recente și mai detaliate decât vechile studii deterministe ale ENTSO-E. Acestea iau în considerare, de exemplu, situația precară a anumitor centrale existente și riscul ca acestea să se închidă (scenariul „termic scăzut"; a se vedea figura 3). Pentru aceste motive, pot exista diferențe între studiile de adecvare anterioare realizate de RTE și cele realizate de ENTSO-E.

(223) De altfel, în acest sens, Franța a luat în considerare concluziile din *Mid-Term Adequacy Forecast* publicat în 2016 de către ENTSO-E, care constituie prima versiune care se bazează pe o metodologie probabilistică (a se vedea considerentul 100). În cazul de referință al anului 2020, previziunea de energie nefurnizată în Franța este ușor inferioară obiectivului privind securitatea aprovizionării stabilit de autoritățile publice. Această situație nu se regăsește însă în studiul efectuat cu GRARE, bazat pe cel mai mare număr de simulări Monte Carlo (2 100), care evaluează previziunea de energie nefurnizată în Franța între ora 5.00 și ora 20.00 (P95). În plus, trebuie subliniat că toate studiile realizate pentru anul 2020 se bazează pe următoarele ipoteze: (i) disponibilitate completă a centralelor cu activitatea suspendată, ceea ce reprezintă o ipoteză optimistă potrivit ENTSO-E; și (ii) mecanismul francez de asigurare a capacității este activ în perioada 2017-2020. Se poate deduce de aici că studiile cele mai recente ale ENTSO-E nu contrazic și chiar confirmă concluziile autorităților franceze privind necesitatea mecanismului.

(224) Studiile RTE țin seama, de asemenea, de cele mai recente date referitoare la nivelul de vârf al consumului și, prin urmare, la impactul măsurilor alternative adoptate în vederea creșterii capacităților de redistribuire a cererii (astfel cum a solicitat Comisia în considerentul 163 din decizia de inițiere a procedurii). Acestea demonstrează, totuși, în mod clar că nivelul maxim de nesatisfacere a cererii definit în Franța riscă să fie depășit în anii următori, în absența unei intervenții a statului.

(225) Necesitatea (precum și urgența) de a institui un mecanism de asigurare a capacității în Franța este, de asemenea, împărtășită de marea majoritate a părților interesate. Unele dintre acestea și-au prezentat planurile financiare în scopul de a demonstra astfel existența unei probleme de „*missing money*” în Franța, contrar opiniei exprimate de Autoritatea din domeniul concurenței în avizul său din 2012 (menționat în considerentul 158 din decizia de inițiere a procedurii).

(226) Este adevărat că analiza RTE privind adecvarea capacităților în Bilanțul estimativ pentru 2015 era mai optimistă decât cea realizată în 2014 (anul în care mecanismul de asigurare a capacității a intrat în vigoare), dar Franța a explicat că această ameliorare se explică prin semnalul dat de introducerea mecanismului (prin intermediul mecanismului, unele centrale au renunțat la intenția de a se închide).

(227) În plus, deși autoritățile franceze nu contestă că, în prezent, există un exces de capacitate în Franța, acest fapt nu exclude totuși faptul că securitatea aprovizionării este amenințată în anii următori, în special în eventualitatea în care o mare parte dintre centralele de producție, deficitare, au trebuit să își înceteze activitatea. Studiile RTE confirmă existența unei probleme de „*missing money*” și arată că acest risc de închidere a unor centrale este real, fapt justificat, de asemenea, în considerentele 43, 44 și 46.

5.3.1.2. În ceea ce privește celelalte obiecțiuni exprimate de Comisie

(228) În ceea ce privește propunerea de a percepe prețuri diferite pentru utilizarea rețelelor în funcție de anotimp, de zilele săptămânii și/sau de momentul zilei, Franța a confirmat că „TURPE” aplică deja acest sistem.

(229) De altfel, autoritățile franceze au explicat în mod satisfăcător factorii care determină randamentul redus aplicați la utilizarea surselor regenerabile de energie, astfel cum a solicitat Comisia în considerentul 153 din decizia de inițiere a procedurii. Acestea par a fi mai degrabă optimiste cu privire la contribuția surselor regenerabile la securitatea aprovizionării și, prin urmare, nu mai sunt generate preocupări în ceea ce privește o subestimare a capacităților disponibile. În orice caz, sursele regenerabile de energie vor avea posibilitatea de a opta pentru sistemul generic, bazat pe autocertificarea controlată.

5.3.1.3. Concluzie cu privire la obiectivul de interes comun și necesitatea măsurii

(230) Din aceste motive, Comisia consideră că mecanismul, care servește obiectivului de interes comun de a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică, este foarte necesar în Franța. Mai mult, acest lucru nu este în contradicție cu obiectivul stabilit de OAME de a elimina treptat subvențiile dăunătoare mediului, de exemplu prin facilitarea gestionării cererii (232), creșterea capacităților de interconectare (194), includerea contribuției energiei din surse regenerabile în mecanism (230) și acordarea priorității pentru producătorii cu emisii scăzute de dioxid de carbon (137).

5.3.2. *Caracterul adecvat al măsurii de ajutor*

5.3.2.1. Discriminare între diferitele tipuri de capacități de redistribuire a cererii

(231) Franța nu contestă diferența de tratament între așa-numitele redistribuiri ale cererii explicite și redistribuirile cererii implicite. Dimpotrivă, aceasta consideră că astfel de condiții diferite sunt necesare în special pentru a permite celor două tipuri de redistribuire a cererii să participe la mecanism în condiții de egalitate. Franța a trebuit să găsească un echilibru just între obligațiile de activare și de disponibilitate a celor două tipuri de capacitate, fără a limita totuși posibilitățile de participare la mecanismul de asigurare a capacității.

(232) În acord cu Franța, Comisia consideră, în special, că este logic ca numărul de zile la care se referă obligația unei redistribuiri a cererii implicite (zile de PV1) să fie mai mic decât numărul de zile în care un operator de redistribuire a cererii explicită trebuie să fie disponibil, contrapartida solicitată de la o redistribuire a cererii implicită fiind mai puternică (activare versus disponibilitate).

(233) Comisia acceptă că numărul de ore PV2 ar trebui să rămână fix, pentru a nu exclude capacitățile explicite ale mecanismului sau pentru a nu limita participarea lor mai mult decât este necesar.

(234) Astfel cum se explică în considerentele 111-115, RTE a efectuat un studiu aprofundat pentru stabilirea numărului de ore PV1 și PV2, cu scopul de a fundamenta această valoare pe impactul pe care l-ar putea avea redistribuirile cererii în capturarea nesatisfacerii cererii. S-a constatat că 94 % din numărul de ore de nesatisfacere a cererii ar putea fi capturate în cele 100 de ore anuale de consum mai mare (din acest motiv, perioada de PV1 reprezintă cele 100-150 de ore de consum mai mare), iar 99 % din numărul de ore de nesatisfacere a cererii sunt incluse în cele 300 de ore de consum mai mare (de aceea PV2 acoperă între 100 și 300 de ore ([32]) de consum mai mare).

(235) În plus, argumentul invocat de anumite părți terțe potrivit căruia capacitățile de redistribuire a cererii explicite nu trebuie să fie activate decât în timpul unui val de frig (și anume o dată la 10 ani), nu este justificat, în opinia Comisiei, întrucât toate capacitățile vor fi activate efectiv cel puțin o dată pe an de livrare în cadrul testului de control.

(236) Din aceste motive, Comisia consideră că Franța a menținut un just echilibru între diferitele obligații ale capacităților de redistribuire a cererii fără a limita totuși participarea acestora la mecanism. Comisia ia notă de propunerea Franței de a evalua, în viitor, raportul PV1/PV2 și de a îl revizui, dacă acest lucru s-ar dovedi necesar.

(237) Prin urmare, măsura este suficient de flexibilă și oferă stimulente adecvate și adaptate diferitelor capacități de redistribuire a cererii, astfel cum se prevede la punctul 226 din OAME.

5.3.2.2. Excluderea capacităților transfrontaliere

(238) Pentru a înlătura îndoielile Comisiei cu privire la acest punct, autoritățile franceze au propus un mecanism care permite participarea „explicită” a unor capacități de producție și de redistribuire a cererii transfrontaliere la mecanismul francez. Această propunere este condiționată de acorduri de cooperare cu OST din țările transfrontaliere în care sunt instalate capacitățile participante. Pentru a evita revenirea la o participare implicită a unor capacități transfrontaliere în absența unui astfel de acord, autoritățile franceze au propus certificarea interconectărilor în cauză, pentru ca acestea să poată să participe direct la mecanism ([33]).

(239) Soluția propusă de Franța, descrisă în considerentele 119-124 din prezenta decizie, este, prin urmare, în conformitate cu punctul 226 din OAME. Comisia insistă asupra faptului ca respectivul calendar pentru punerea în aplicare a soluției, astfel cum s-a propus în considerentul 125, să fie considerat un calendar strict și ca Franța să informeze Comisia în legătură cu diferitele etape ale aplicării soluției respective.

5.3.2.3. Lipsa semnalelor pentru investiții noi

Lipsa unor contracte pe termen lung

(240) Ca urmare a îndoielilor cu privire la acest aspect exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii, Franța a propus un mecanism care permite participarea efectivă a noilor capacități la mecanismul de asigurare a capacității, descris în considerentele 131-138 de mai sus. Acest mecanism constă în contractarea multianuală de noi capacități competitive.

(241) Comisia a concluzionat deja că contractele pe perioade mai lungi pot fi justificate pentru a atrage investiții noi, în special noi operatori, pentru a facilita accesul acestora la finanțare ([34]).

(242) Franța a explicat că o durată a contractului de șapte ani pentru noile investiții vizează asigurarea a aproximativ 50 % din costurile de investiții pentru noile capacități. Această măsură ar contribui astfel la reducerea ratei de rentabilitate solicitate de către inițiatorii și investitorii acestor proiecte de investiții și ar îmbunătăți finanțarea

([32]) În intervalul cuprins între 100 și 300 de ore, autoritățile franceze au reținut cifra de 250 de ore pentru motivele prevăzute în considerentul 114.
([33]) A se vedea nota de subsol 24.
([34]) Decizia Comisiei C(2014) 5083 final din 23 iulie 2014, *SA.35980 – GB capacity mechanism*, considerentele 129 și 139.

externă a acesteia. De asemenea, trebuie remarcat faptul că durata contractului este mai scurtă decât durata de 20 de ani reținută pentru proiectul Landivisiau în Bretania și de 15 ani în mecanismul de asigurare a capacității din Regatul Unit. Deși este dificil să se stabilească o bază corectă și echitabilă pentru durata contractelor de capacitate, trebuie menționat faptul că duratele contractuale mai scurte au avantajul de a permite o mai mare flexibilitate a pieței pe termen lung și de a evita o blocare în ceea ce privește alegerea tehnologiilor (*lock-in effect*).

(243) Comisia consideră că Franța a atins un echilibru adecvat între avantajele și dezavantajele diferitelor durate ale unor contracte care pot fi avute în vedere și că durata aleasă oferă, pe de o parte, un nivel satisfăcător de asigurare a investițiilor pe termen lung, evitându-se, pe de altă parte, riscul de „blocaj" al tehnologiilor care ar putea fi determinat de durate mai lungi.

Dificultățile furnizorilor de a prevedea cu mult timp înainte evoluția portofoliilor lor de clienți

(244) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoielile cu privire la posibilitatea furnizorilor, și în special a celor nou-intrați pe piață, de a evalua corect și cu mult timp înainte evoluția portofoliilor lor de clienți și, astfel, de a da un semnal cu privire la prețul fiabil pe piață în legătură cu necesitățile de capacitate ale sistemului.

(245) Aceste îndoieli, confirmate de altfel de mai multe părți terțe, au fost eliminate la trei niveluri. În primul rând, Franța a propus să se impună ca RTE să sprijine furnizorii alternativi în a anticipa mai bine nivelul final al obligațiilor lor de capacitate. În al doilea rând, mecanismul permite mai multă transparență și o mai mare lichiditate a pieței certificatelor. În al treilea rând, acest mecanism permite o ajustare a portofoliului certificatelor micilor furnizori pentru a reechilibra aceste portofolii atât în timpul anului livrării, cât și *ex post*.

(246) Această măsură va sprijini furnizorii alternativi să estimeze mai bine, în prealabil, obligațiile lor exacte în ceea ce privește garanțiile de capacitate. Ajutând furnizorii să își estimeze mai bine necesitățile în ceea ce privește capacitatea, această măsură va asigura un preț de capacitate care este mai exact și, dacă este necesar, va stimula investițiile în noi capacități.

Eventuala lipsă a stimulentelor pentru ca actorii să fie în echilibru înainte de anul de livrare (AL)

(247) Ca urmare a rezervei exprimate de Comisie cu privire la un potențial caracter insuficient al stimulentelor acordate operatorilor pentru a fi în echilibru înainte de anul de livrare (AL), autoritățile franceze au propus ca orice reechilibrare cumulativă semnificativă care intervine înainte de anul de livrare să determine o sancțiune. În plus, autoritățile propun să se dubleze coeficientul de stimulare „k", aplicat pentru corectarea dezechilibrelor, și să se majoreze mai mult penalizarea regularizării diferențelor (față de o operațiune în curs) pentru dezechilibrele care depășesc un prag de maximum 1 GW (a se vedea considerentele 141 și 143). La acestea se mai adaugă norma anterioară conform căreia, de la începutul AL, orice reechilibrare se plătește.

(248) Soluțiile propuse de Franța au un obiectiv comun: să stimuleze actorii din cadrul mecanismului să fie în echilibru înainte de începerea AL și, în orice caz, înainte de regularizarea diferențelor. Acest lucru va încuraja părțile interesate să efectueze marea majoritate a tranzacțiilor necesare înainte de AL și, în plus, va crește reprezentativitatea PRP (utilizat pentru regularizarea diferențelor și pentru refacturarea față de consumatori). Astfel, semnalul de preț care rezultă din schimburile comerciale cu garanții de capacitate va fi, în opinia Comisiei, mai reprezentativ și mai fiabil, iar mecanismul va avea mai multă credibilitate pentru a stimula noi investiții în caz de nevoie.

Plafonul privind prețul de regularizare a diferențelor nu reflectă CONE

(249) Ca răspuns la obiecția Comisiei potrivit căreia plafonul privind prețul de regularizare a diferențelor nu ar reflecta CONE, autoritățile franceze s-au angajat să crească treptat prețul administrat (a se vedea considerentele 146 și 147), pentru ca acesta să ajungă, în final, începând cu AL 2021, la o valoare corespunzătoare costurilor unui operator nou intrat pe piață (CONE).

(250) Această soluție corespunde cerințelor pieței și ale Comisiei de a alinia valoarea maximă indirectă a capacității, care reprezintă prețul administrat, la costurile unui operator nou intrat pe piață. Astfel, în cazul în care este necesar, pot fi efectuate noi investiții.

(251) De asemenea, autoritățile au asigurat Comisia că marja între ARENH și prețul de piață al energiei electrice nu constituie o valoare maximă indirectă a capacității (a se vedea considerentele 149-151). În special, acestea au explicat că volumul garanțiilor de capacitate legat de produsul ARENH este suficient de scăzut în comparație cu totalitatea pieței de capacitate și, prin urmare, nu este de natură să influențeze prețul celorlalte garanții de capacitate. În plus, ca urmare a marjei actuale, ARENH nu este un produs competitiv în prezent. Cu toate acestea, Comisia subliniază că autoritățile franceze vor analiza, în cadrul unei viitoare evaluări a mecanismului, posibilitatea de a „financiariza" partea legată de capacitate a produsului ARENH, pentru a evita ca acest produs să perturbe libera formare a prețurilor pe piața de capacitate, dacă este cazul.

Concluzie privind semnalele pentru investiții noi

(252) Prin urmare, diferitele soluții propuse de Franța pentru a încuraja mai mult investițiile noi sunt în conformitate cu punctul 226 din OAME. În special, Franța va pune în aplicare măsuri care să asigure participarea capacităților transfrontaliere și să ofere stimulente pentru noile investiții, ceea ce va asigura deschiderea mecanismului pentru un număr mare de potențiali operatori de capacitate.

5.3.2.4. Alte obiecții ale Comisiei

(253) Autoritățile franceze au explicat în mod satisfăcător Comisiei motivele pentru care au luat în considerare, acolo unde era cazul, diferitele propuneri de ameliorare a mecanismului formulate de Autoritatea în domeniul concurenței.

5.3.2.5. Concluzie privind caracterul adecvat al măsurii

(254) Rezultă din cele de mai sus că măsura este adecvată pentru îndeplinirea obiectivului de interes comun identificat.

5.3.3. *Efect stimulativ*

(255) Comisia a concluzionat deja în considerentul 184 din decizia de inițiere a procedurii că mecanismul ar putea avea efectul stimulativ necesar. Aceasta își menține constatarea.

5.3.4. *Proporționalitate*

5.3.4.1. Supraestimarea consumului

(256) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a identificat un risc de supraestimare a consumului de către furnizori, în special în cazul în care obligațiile de capacitate individuale ale furnizorilor nu sunt suficient de clare.

(257) Rezultă din observațiile Comisiei de la considerentele 245-247 că autoritățile franceze au prevăzut măsuri pentru a sprijini furnizorii să calculeze mai bine obligațiile de capacitate.

(258) Această soluție răspunde obiecțiilor exprimate de Comisie în decizia sa de inițiere a procedurii.

5.3.4.2. Lipsa de transparență în stabilirea prețului capacității

(259) În versiunea inițială a mecanismului de asigurare a capacității, diferitele părți implicate aveau o imagine neclară asupra tranzacțiilor extrabursiere deoarece erau dependente de publicarea periodică de către CRE a datelor privind volumul schimburilor comerciale cu garanții de capacitate și al prețurilor medii ale tranzacțiilor. În plus, pentru a se evita abuzurile și lipsa de transparență, autoritățile au solicitat operatorilor integrați pe verticală să dețină conturi separate în registrul garanțiilor de capacitate (un cont pentru operatorii de capacitate și un cont pentru furnizori).

(260) Ca răspuns la preocupările Comisiei cu privire la faptul că acordurile comerciale din cadrul mecanismului sunt lipsite de transparență, Franța a propus soluții pentru a îmbunătăți vizibilitatea la toate schimburile comerciale și pentru toate părțile implicate. În primul rând, acestea propun să se permită tuturor părților implicate accesul la registrul tranzacțiilor extrabursiere (anonimizate), asigurând astfel vizibilitatea volumelor și a prețurilor, garantând în același timp anonimatul operatorilor (a se vedea considerentul 163). În al doilea rând, acestea propun consolidarea licitațiilor organizate, ducând numărul de licitații de pe parcursul celor patru ani care preced primul an de livrare la 15 și obligând anumiți operatori de capacitate (RPC > 3 GW) să își ofere pe piață certificatele, în conformitate cu o schemă precisă (a se vedea considerentele 164 și 165).

(261) Abordarea propusă de autoritățile franceze contribuie la asigurarea unei anumite flexibilități pentru furnizori, permițând tranzacțiile extrabursiere, asigurând, în același timp, o anumită transparență cu privire la aceste tranzacții.

(262) Accesul liber la registrul de tranzacții (anonimizat) garantează transparența pieței extrabursiere și lipsa de asimetrie informațională între operatorul dominant – care va fi principalul vânzător – și concurenții acestuia. Această abordare le permite, de asemenea, părților implicate să țină seama de prețurile înregistrate pe piața extrabursieră în formularea ofertelor lor pe piața la vedere, și să asigure, astfel, o mai mare coerență între cele două piețe. În acest sens, aceasta consolidează, de asemenea, controlul autorităților de reglementare, dezvăluind imediat o încercare de a manipula prețul unui operator dacă acesta din urmă a adoptat un comportament radical diferit între piața organizată și piața extrabursieră.

(263) În plus, consolidarea licitațiilor organizate ar trebui să asigure un nivel suficient al lichidităților acestor licitații și, astfel, să consolideze reprezentativitatea prețului de referință al pieței (prețul capacității utilizat de majoritatea furnizorilor pentru vânzările lor și, de asemenea, ca valoare de referință pentru mecanismul de regularizare a diferențelor).

(264) Astfel, această soluție ar preveni riscul unei „blocări economice" a garanțiilor de capacitate de către cei mai mari operatori de capacitate, ar favoriza transparența pe piață, ar spori gradul de lichiditate al pieței organizate și ar facilita supravegherea pieței de către autoritatea de reglementare.

(265) Introducerea unei „duble constrângeri" pentru anii AL – 3, AL – 2 și AL – 1 răspunde riscului de manipulare a pieței de către părțile implicate integrate. În special, acestea din urmă ar putea, în mod artificial, să își reducă numărul de certificate nevândute prin realizarea unor transferuri interne. Prin integrarea unei constrângeri asupra nivelului de capacitate certificat, autoritățile franceze garantează că părțile implicate integrate vor fi obligate – chiar dacă realizează transferuri interne – să garanteze un anumit nivel de lichiditate pe piața organizată la vedere.

(266) Alegerea de a stabili o constrângere asupra capacității certificate la 25 % garantează că părțile implicate integrate – și operatorul dominant în special – vor propune toate sau o parte din certificatele lor pe piața organizată la vedere și nu se vor putea sustrage de la această condiție prin intermediul transferurilor lor interne. Această soluție este similară cu o soluție de tip *market-making*.

(267) Aplicarea unui prag (în GW) constrângerii de a oferi anumite volume de garanții de capacitate la licitațiile organizate va asigura faptul că părțile implicate cele mai importante, și în special operatorul istoric, vor fi cele care își vor asuma acest rol de „*market maker*" în cadrul mecanismului, asigurând în permanență lichiditatea licitațiilor.

(268) Asigurând lichiditatea pieței, autoritățile franceze au răspuns la obiecțiunea exprimată de Comisie în considerentul 200 din decizia de inițiere a procedurii.

(269) La un nivel general, prin aceste soluții, autoritățile franceze au răspuns îngrijorărilor Comisiei cu privire la lipsa de transparență a mecanismului de stabilire a prețului, exprimate în decizia de inițiere a procedurii.

5.3.4.3. Excluderea anumitor tipuri de operatori de capacitate ai mecanismului

(270) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a considerat că riscul de excludere a anumitor actori ai mecanismului, cum ar fi anumite capacități de redistribuire a cererii (din cauza unei eventuale discriminări între aceștia), capacități externe sau noi capacități de producție, ar putea conduce la un risc de supracompensare a actorilor care pot participa la mecanism, din cauza unei presiuni competitive reduse.

(271) Astfel cum se explică în secțiunile 5.3.2.1, 5.3.2.2 și, respectiv, 5.3.2.3, autoritățile franceze s-au angajat să ia măsurile adecvate pentru a asigura o participare efectivă la mecanism a diferitelor părți implicate menționate anterior. Acest lucru va garanta concurența în cadrul mecanismului și ar trebui să conducă la un preț al capacității care exclude supracompensarea.

(272) Pentru a fi în conformitate cu OAME, mecanismele propuse pentru participarea capacităților transfrontaliere și pentru contractarea multianuală a noilor capacități de producție trebuie să fie proporționale.

(273) Mecanismul de includere a capacităților transfrontaliere este descris în considerentele 119-124 de mai sus. După ce capacitățile externe vor fi obținut tichete de interconexiune, acestea vor participa direct la piața franceză a garanțiilor de capacitate, astfel încât, în măsura în care se consideră că această piață nu conduce la o supracompensare, acest lucru se va aplica, de asemenea, vânzării de garanții de către capacitățile externe. În cadrul mecanismului instituit pentru a permite participarea capacităților externe, capacitățile de interconectare vor putea beneficia, de asemenea, de o anumită remunerație datorită vânzării de tichete de interconexiune. Dat fiind că se poate estima că participarea la aceste licitații va fi foarte importantă (întreaga capacitate de redistribuire a cererii și de producție de energie electrică a statului membru învecinat interconectat poate participa), în special având în vedere volumul de tichete care poate fi preconizat a se vedea scos la licitație, se poate considera că aceste licitații nu vor conduce la o supracompensare. Acest mecanism este, prin urmare, proporțional.

(274) Mecanismul propus de autoritățile franceze pentru a permite noilor capacități să participe la piața capacității franceze este descris în considerentele 131-138 din prezenta decizie. În ceea ce privește proporționalitatea acestui mecanism, Comisia consideră că acesta exclude orice supracompensare în favoarea noilor capacități. În special, ofertele acestora din urmă ar trebui, în orice caz, să fie mai mici decât prețul de referință inițial, care corespunde, el însuși, prețului mediu care rezultă din diferite procese concurențiale (se propune să fie calculat ca prețul ponderat al capacității care rezultă din licitația organizată în AL – 4, dar și din licitațiile AL – 2 și AL – 1 în curs). Faptul că prețul de referință inițial nu este cunoscut cu exactitate de către furnizorii de noi capacități în momentul în care aceștia își vor plasa ofertele, ar trebui să garanteze că aceste oferte vor fi cât mai mici posibil, pentru a fi competitive. Având în vedere faptul că participanții nu vor ști dacă alte oferte pentru noile capacități au fost deja transmise în momentul introducerii propriilor oferte, limitările de volum pentru noile capacități vor determina ofertanții să propună cel mai mic preț posibil pentru investițiile lor. Din aceste motive, Comisia consideră că riscul de supracompensare ar trebui să fie nul în ceea ce privește noile investiții; acest mecanism este, prin urmare, proporțional.

5.3.4.4. Puterea de piață a EDF

(275) Astfel cum se explică în considerentul 64 punctul 4, subiacent preocupării Comisiei cu privire la faptul că EDF ar putea să manipuleze cu ușurință prețurile capacității în favoarea sa, existau trei riscuri mai specifice mecanismului (dintre care unele pot fi concretizate, de altfel, de către toți actorii):

1. un risc de blocare a capacităților neutilizate;

2. un risc de blocare a garanțiilor de capacitate neutilizate; și

3. un risc de foarfecă tarifară.

Riscul de blocare a capacităților neutilizate

(276) Franța a propus trei categorii de modificări la mecanism pentru a evita la maximum riscul de blocare a capacităților neutilizate:

1. obligarea operatorilor de capacitate să își certifice capacitățile disponibile într-un tunel definit de valorile de referință istorice;

2. impunerea unor obligații de reechilibrare într-o perioadă scurtă de timp și definită în reglementări cu ocazia unor evenimente importante (de exemplu: suspendări ale activității, închidere definitivă, avarie care conduce la o diminuare a disponibilității pentru o perioadă lungă de timp etc.) și impunerea unor plăți pentru orice reechilibrare cumulativă care depășește un anumit prag (maximum 1 GW) înainte de anul de livrare; și

3. modificarea mecanismului de regularizare a diferențelor: coeficientul de stimulare „k” va fi dublat, și va fi, de altfel, și mai mare în cazul dezechilibrelor negative care depășesc un prag de maximum 1 GW/va fi și mai puțin profitabil în cazul dezechilibrelor pozitive care depășesc, de asemenea, un prag maxim de 1 GW. În plus, Padmin va crește progresiv de la 20 000/MW EUR în 2017 la 40 000/MW EUR în 2018 și 2019, la 60 000/MW EUR în 2020 pentru ca, în cele din urmă, să fie actualizat în fiecare an, pentru a ajunge la o valoare corespunzătoare CONE.

(277) Prima soluție asigură faptul că operatorii de capacitate care dispun de un portofoliu vast de capacități nu vor putea, în cadrul „tunelului” de certificare, să manipuleze piața. În plus, această soluție permite identificarea cu mai multă ușurință a comportamentelor suspecte pentru autoritățile de reglementare față de cadrul existent.

(278) A doua soluție trebuie să consolideze stimulentele acordate actorilor pieței pentru a furniza, în cadrul „tunelului" de certificare, cea mai bună estimare a nivelului de disponibilitate al instalațiilor lor. În ceea ce privește măsura care impune plăți pentru reechilibrările importante înainte de AL, autoritățile franceze au propus ca această măsură să devină asimetrică și plata reechilibrărilor să se aplice, pentru evoluțiile nivelurilor de certificare, numai actorilor care au realizat un volum semnificativ de reechilibrări. Explicația este că aplicarea acestei măsuri tuturor actorilor ar putea constitui o barieră în calea concurenței deoarece aceasta ar fi, *de facto*, mult mai împovărătoare pentru actorii care dispun de un volum redus de capacități în raport cu operatorul dominant care ar putea să înmulțească diferențele. Introducerea unui astfel de plafon (nivel care urmează să fie definit, dar de maximum 1 GW) permite, astfel (i) menținerea flexibilității dispozitivului actual pentru majoritatea părților implicate, dar, în același timp, (ii) eliminarea posibilității ca actorii care dispun de un portofoliu vast de capacități să manipuleze piața realizând o serie de „mici" reechilibrări.

(279) A treia soluție va conduce la consolidarea stimulentelor adresate tuturor actorilor de pe piață pentru ca aceștia să facă schimb de certificate pe piața de capacități, să contribuie la formarea unui preț de referință al pieței, care să indice efectiv valoarea capacității și să nu poată efectua arbitrajul între o trecere prin piață și o aprovizionare în cadrul regularizării diferențelor.

(280) Comisia consideră că toate aceste soluții permit riscului de blocare a capacităților neutilizate, deși acesta nu poate fi exclus în totalitate, cel puțin să fie redus la minimum. Este de la sine înțeles că monitorizarea pieței de către autoritățile de reglementare din Franța completează aceste măsuri de stimulare incluse în mecanism.

Riscul de blocare a garanțiilor neutilizate

(281) Pentru a evita riscul de blocare a garanțiilor neutilizate, autoritățile franceze s-au angajat să sporească numărul de licitații organizate înainte de anul de livrare și să oblige operatorii de capacitate să ofere un anumit volum minim de garanții în cadrul fiecărei sesiuni de licitație organizate.

(282) Aceste soluții se adaugă soluțiilor care au fost deja puse în aplicare, cum ar fi posibilitatea ca furnizorii să obțină garanții de capacitate prin achiziționarea produsului ARENH. În acest sens, autoritățile au propus analizarea posibilității de „financiarizare" a părții legate de capacitatea produsului ARENH în cadrul unei viitoare evaluări a funcționării pieței, pentru a evita ca acest produs să nu perturbe libera formare a prețurilor pe piața de capacitate. Această soluție răspunde parțial sugestiilor de revizuire a ARENH făcute de către unele părți interesate, prezentate în considerentul 182 punctul 2 din prezenta decizie.

(283) Toate aceste soluții ale autorităților franceze ar trebui să contribuie la reducerea la minimum a capacității și a interesului marilor operatori de capacitate, în special a operatorului istoric, la acumularea garanțiilor de capacitate. În plus, lichiditatea sesiunilor de licitații de garanții ar fi astfel asigurată.

(284) Prin urmare, Comisia consideră că aceste angajamente constituie un set de soluții proporționale la problemele de lichiditate ridicate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii.

Riscul de foarfecă tarifară de către operatorul istoric dominant

(285) Comisia a indicat, în considerentul 194 din decizia de inițiere a procedurii, riscul de subvenționări încrucișate între sectorul de producție și sectorul de comercializare al operatorului istoric (și anume vânzarea de garanții de capacitate concurenților la un preț mai mare decât prețul de transfer intern între sectorul său de producție și sectorul său de comercializare, ceea ce ar conduce la un efect de excludere a concurenților de pe piața furnizării de energie electrică).

(286) În scopul de a facilita depistarea unor astfel de practici și de a le remedia, autoritățile vor corecta, pe de o parte, o lacună în regulamentul existent, permițând un transfer gratuit de garanții. Ca urmare a acestei modificări legislative, furnizorii nu vor mai avea posibilitatea să transfere garanții de capacitate cu costuri zero din sectorul lor de producție către sectorul lor de comercializare. Regulamentul va trebui să prevadă ca transferurile interne

ale unui operator integrat să se efectueze la un preț reprezentativ al prețurilor rezultate din sesiunile de piață organizată. În acest scop, în cazul în care prețul rezultat în urma sesiunii (sesiunilor) de piață organizată nu este cunoscut la data transferului intern, operatorii integrați vor avea posibilitatea de a declara un preț indexat la prețul sesiunilor de piață organizate. De exemplu, un operator integrat va putea să declare că un transfer intern este egal cu prețul de referință al pieței înainte ca valoarea precisă a acestuia să fie stabilită în mod oficial de Comisia de reglementare în domeniul energiei.

(287) De cealaltă parte, participanții la piață vor avea acces deplin la registrul tranzacțiilor garanțiilor de capacitate. Piața va avea astfel un control asupra transferurilor efectuate pe piața extrabursieră, având în vedere că aceste transferuri (anonime) vor fi publice. Astfel cum se explică în considerentul 263, această măsură garantează astfel transparența pieței extrabursiere.

(288) Autoritățile franceze au răspuns, astfel, obiecțiilor Comisiei referitoare la riscurile de foarfecă tarifară ale operatorului istoric.

5.3.4.5. Concluzie privind proporționalitatea măsurii

(289) Ținând seama de diferitele soluții propuse de Franța, Comisia consideră că mecanismul revizuit este proporțional cu obiectivul său.

5.3.5. *Evitarea efectelor negative asupra concurenței și a schimburilor comerciale*

5.3.5.1. Bariere la intrarea pe piață a unor noi capacități de producție

(290) Pentru a soluționa problemele legate de participarea la mecanism a noilor capacități de producție, astfel cum au fost identificate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii, autoritățile franceze s-au angajat să modifice mecanismul după cum urmează:

1. instituirea unui sistem multianual de contracte pentru diferență (CFD) specifice pentru noile capacități de producție, astfel cum este descris în considerentele 31-138.

2. Astfel cum s-a arătat în considerentele 146-148, creșterea treptată în timp a prețului administrat, pentru a ajunge, în cele din urmă, la un preț egal cu CONE.

(291) Aceste soluții conduc la eliminarea barierelor la intrarea pe piață a noilor capacități.

5.3.5.2. Discriminare între redistribuirea cererii implicită și redistribuirea cererii explicită

(292) Astfel cum se explică în considerentul 237, Comisia consideră că Franța a găsit un echilibru just între diferitele obligații ale capacităților de redistribuire a cererii fără a limita totuși participarea acestora la sistem. Deși participarea celor două tipuri de redistribuire a cererii la mecanism nu este egală, Comisia consideră că această diferențiere este necesară pentru a permite o participare optimă a celor două tipuri de capacitate de redistribuire a cererii.

5.3.5.3. Participare explicită a capacităților externe

(293) Astfel cum se menționează în considerentele 119-125, ca răspuns la preocupările Comisiei și ale părților terțe, autoritățile franceze au propus un model hibrid, prevăzând alocarea unor tichete de interconexiune care ar permite, în cele din urmă, participarea capacităților de producție externe.

(294) Astfel cum se explică în considerentul 239, autoritățile franceze au propus o soluție adecvată care permite participarea explicită a capacităților transfrontaliere la mecanism. Această obiecțiune a Comisiei a fost, prin urmare, soluționată.

(295) Soluția pentru participarea explicită a capacităților transfrontaliere aleasă de Franța permite, în plus, remunerarea interconexiunilor dacă acest activ este rar. Soluția aleasă răspunde, prin urmare, riscului de a pune în pericol cuplarea piețelor identificate de către Comisie în considerentul 206 din decizia de inițiere a procedurii ([35]).

5.3.5.4. Asimetriile de informare între operatorul istoric dominant și concurenții săi actuali și potențiali

(296) Astfel cum se explică în considerentele 245-247 și în secțiunea 5.3.4.1, Comisia a identificat riscul ca furnizorii alternativi, și mai ales cei nou intrați pe piață, să întâmpine dificultăți în a-și estima obligațiile de capacitate individuale. Rezultă din observațiile Comisiei din considerentele respective că autoritățile franceze au prevăzut măsuri corespunzătoare pentru a îi ajuta pe furnizori să își calculeze mai bine obligațiile de capacitate.

(297) În plus, în versiunea inițială a mecanismului de asigurare a capacității, diferitele părți implicate aveau o imagine neclară asupra tranzacțiilor extrabursiere, ceea ce a însemnat că aceștia nu au beneficiat de informații complete asupra prețului capacității. Franța a propus soluții pentru a îmbunătăți vizibilitatea asupra tuturor schimburilor comerciale pentru toate părțile implicate, conform descrierii de la punctul 5.3.4.2. Printre aceste măsuri se numără acordarea accesului pentru toate părțile implicate la registrul de tranzacții extrabursiere (anonimizate) și consolidarea licitațiilor organizate.

(298) Toate aceste soluții își aduc contribuția pentru ca părțile implicate, altele decât operatorul istoric, să beneficieze de informații mai precise cu privire la obligațiile care le revin în ceea ce privește capacitatea, pe de o parte, și volumul și prețurile schimburilor comerciale, pe de altă parte. Aceste măsuri îmbunătățesc mult transparența mecanismului și reechilibrează astfel asimetria informațiilor în favoarea operatorului istoric, care va fi cel mai important actor în cadrul mecanismului, atât în ceea ce privește operatorii de capacitate, cât și în ceea ce privește furnizorii.

5.3.5.5. Preferința acordată producătorilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon

(299) Comisia ia notă de faptul că, pentru noile capacități, autoritățile franceze au în vedere introducerea unor criterii legate de mediu, care conduc la manifestarea unei preferințe pentru producătorii cu emisii reduse de dioxid de carbon (a se vedea considerentul 137).

(300) Aceste dispoziții sunt conforme cu OAME ([36]), care subliniază necesitatea ca astfel de măsuri să manifeste preferință pentru producătorii cu emisii reduse de dioxid de carbon, la parametri tehnici și economici echivalenți.

5.3.5.6. Concluzie privind posibila denaturare a concurenței și a schimburilor comerciale în cadrul UE

(301) Din motivele menționate anterior, Comisia concluzionează că mecanismul nu mai riscă să denatureze în mod nejustificat concurența și/sau schimburile comerciale intracomunitare.

5.3.5.7. Calendar

(302) Având în vedere că mecanismul francez este primul mecanism de asigurare a capacității descentralizat aprobat de Comisie în temeiul OAME și că necesitatea mecanismului depinde în mare măsură de evoluția pieței energiei, piață încă în dezvoltare într-un context de liberalizare a pieței, Comisia consideră că aprobarea mecanismului trebuie să fie limitată în timp. Comisia consideră că o durată de 10 ani este rezonabilă și în conformitate cu deciziile anterioare ([37]).

6. **CONCLUZIE**

(303) Comisia constată că Republica Franceză a pus în aplicare în mod ilegal o piață de capacitate în Franța, cu încălcarea articolului 108 alineatul (3) din TFUE. Cu toate acestea, ținând seama de diferitele soluții propuse de Franța și descrise mai sus, măsura este în conformitate cu OAME,

([35]) În ceea ce privește adaptarea mecanismului la legislația europeană, a se vedea punctul 97 din OAME.
([36]) A se vedea punctul 233 din OAME.
([37]) A se vedea, de exemplu, Decizia Comisiei C(2014) 5083 final din 23 iulie 2014, *SA.35980 – GB capacity mechanism*, considerentul 162.

PRIN URMARE, COMISIA ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Piața de capacitate pusă în aplicare de Republica Franceză constituie ajutor de stat compatibil cu piața internă, în conformitate cu articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.

Articolul 2

Comisia autorizează schema de ajutor pusă în aplicare prin intermediul pieței de capacitate pe o perioadă de maximum 10 ani. Orice schemă menținută după această perioadă va trebui să fie notificată din nou.

Articolul 3

Republica Franceză este destinatara prezentei decizii.

Adoptată la Bruxelles, 8 noiembrie 2016.

Pentru Comisie
Margrethe VESTAGER
Membru al Comisiei