II

(Acte fără caracter legislativ)

DECIZII

DECIZIA (UE) 2017/1540 A COMISIEI

din 15 mai 2017

privind măsura SA.40454 2015/C (ex 2015/N) pe care Franța intenționează să o pună în aplicare în favoarea consorțiului CEB

[notificată cu numărul C(2017) 3062]

(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 ([1]) și având în vedere observațiile acestora,

întrucât:

1. PROCEDURA

(1) Prin scrisoarea din 7 ianuarie 2015, Franța a notificat Comisia cu privire la o licitație în vederea instalării și a exploatării unei centrale electrice cu gaz cu ciclu combinat (GCC) ([2]) în Bretania. Franța a transmis Comisiei informații suplimentare prin scrisorile din 5 iunie 2015, 10 și 17 septembrie 2015.

(2) Prin scrisoarea din 13 noiembrie 2015, Comisia a informat Franța cu privire la decizia sa de a iniția procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene („TFUE") în ceea ce privește măsura („decizia de inițiere a procedurii").

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

(4) Comisia a primit observații cu privire la acest subiect de la părțile interesate. Aceasta le-a transmis Franței, acordându-i posibilitatea să le comenteze, și a primit comentariile acesteia prin scrisoarea din 8 iunie 2016.

(5) La 12 mai 2016 și 5 septembrie 2016, Comisia a trimis o listă de întrebări autorităților franceze, care au răspuns prin scrisorile din 8 iunie 2016 și, respectiv, 5 octombrie 2016. La 5 septembrie, Comisia a transmis o nouă listă de întrebări autorităților franceze, care au răspuns la 5 octombrie 2016.

([1]) JO C 46, 5.2.2016, p. 69.
([2]) Combined cycle gas turbine (turbină cu gaz cu ciclu combinat).
([3]) A se vedea nota de subsol nr. 1.

2. **DESCRIEREA DETALIATĂ A MĂSURII**

(6) Licitația și contextul care a condus la lansarea acesteia sunt descrise în detaliu în decizia de inițiere a procedurii (considerentele 4-29). Următoarele secțiuni prezintă un rezumat al acestei descrieri.

2.1. **Licitația**

(7) Autoritățile franceze consideră că securitatea aprovizionării cu energie electrică în Bretania este amenințată din cauza capacității reduse de producție de energie electrică din această regiune, a constrângerilor specifice rețelei, a creșterii consumului și a unei sensibilități termice ridicate.

(8) În 2010, mai multe autorități franceze au semnat Pactul Electric Breton („PEB"), care se bazează pe următorii trei piloni: în primul rând, gestionarea cererii, în al doilea rând, producția de energie din surse regenerabile și securitatea aprovizionării cu energie electrică. Al treilea pilon cuprinde, pe de o parte, consolidarea și dezvoltarea rețelei locale de energie electrică și, pe de altă parte, construirea unei instalații de producere a energiei electrice din surse convenționale. Acest din urmă pilon face obiectul măsurii notificate de Franța.

(9) Licitația se înscrie în cadrul articolului L. 311-10 din Codul energiei. Anunțul de participare la licitație nr. 2011/S 120-198224 a fost publicat în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene* la 25 iunie 2011 de către ministrul responsabil cu energia. Ulterior, acesta din urmă a selectat proiectul reținut conform avizului Comisiei de reglementare în domeniul energiei („CRE"), care a efectuat procedura în conformitate cu reglementările din Franța ([4]).

(10) Conform caietului de sarcini, instalația de producere a energiei electrice trebuie:

1. să utilizeze tehnologia cu ciclu combinat;
2. să aibă o putere activă garantată de 450 MW (+ 15/– 10 %) pe care producătorul se angajează să o poată injecta în rețea;
3. să utilizeze doar gaze naturale ca sursă de energie primară;
4. să aibă un randament electric la puterea calorifică netă ([5]) (PCN) de cel puțin 54 %;
5. să fie cuprinsă integral într-un perimetru bine definit (situat în partea de nordvest a Bretaniei, în departamentul Finister);
6. să garanteze că perioada pentru mobilizarea ofertelor nu ar depăși cincisprezece ore atunci când instalația este oprită și două ore atunci când instalația este în funcțiune;
7. să garanteze că duratele minime ale ofertelor de ajustare ar fi mai mici sau egale cu trei ore pentru o instalație în funcțiune și opt ore pentru o instalație oprită;
8. să garanteze că nu ar exista nicio constrângere privind durata maximă pentru activarea ofertelor de ajustare; și
9. să fie echipată cu un contor care permite înregistrarea curbei de sarcină și citirea datelor la distanță, precum și cu dispozitive de măsurare la distanță a mărimilor caracteristice ale producției de energie electrică.

(11) Licitația notificată prevede că producătorul este liber să își plaseze întreaga sa producție pe piață sau să vândă o parte din aceasta cumpărătorului obligat, Electricité de France S.A. („EDF"), în cadrul unui contract de cumpărare la un tarif egal cu 95 % din prețul orar de pe piața EPEX SPOT.

(12) În plus, producătorul va încasa o primă fixă anuală PT, calculată ca produsul dintre puterea activă garantată ([6]) (Pgar) și o primă P exprimată în EUR/MW/an.

([4]) Decretul nr. 2002-1434 din 4 decembrie 2002 privind procedura de licitație pentru instalațiile de producere a energiei electrice descrie toate etapele procedurii de licitație. Este vorba despre procedura aplicată în cadrul licitației notificate.

([5]) Puterea calorifică netă reprezintă o proprietate a combustibililor. Este vorba despre cantitatea de căldură generată prin arderea completă a unei unități de combustibil, presupunându-se că vaporii de apă nu sunt condensați, iar căldura nu este recuperată.

([6]) Media puterii instantanee a centralei.

(13) Plata primei fixe este condiționată de menținerea tuturor autorizațiilor de exploatare și a contractelor cu operatorii de rețea, precum și de menținerea puterii garantate, verificată prin intermediul unui coeficient de disponibilitate.

(14) Licitația prevede, de asemenea, aplicarea de sancțiuni în cazul în care construcția centralei nu este finalizată la timp.

(15) Clasificarea ofertelor candidaților se bazează pe următoarele trei criterii detaliate în caietul de sarcini al licitației:

1. nivelul primei (în EUR/MW/an) solicitat de candidat, cu o pondere de 45 %;

2. data punerii în funcțiune industriale a instalației, cu o pondere de 25 %, nota maximă fiind acordată proiectului cu cea mai apropiată dată de punere în funcțiune; și

3. criteriul „alegerea amplasamentului și mediu", cu o pondere de 30 %.

2.2. **Obiectivul ajutorului**

(16) Autoritățile franceze consideră că principalul obiectiv al măsurii este de a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică în Bretania. Chiar dacă necesarul de energie electrică în Bretania vizează, în esență, puterea electrică (MW), există, de asemenea, un necesar în ceea ce privește energia electrică (MWh [7]). Prin urmare, este necesar să se construiască o instalație care să funcționeze în Bretania timp de mai multe mii de ore pe an, și nu numai în timpul orelor de vârf, ca o turbină cu combustie („TAC"). Centrala GCC, care funcționează pe principiul unui motor cu reactor, poate produce electricitate în doar câteva minute. Această tehnologie este, prin urmare, deosebit de adecvată pentru a asigura echilibrul între producție și consum în perioadele de vârf de cerere timp de câteva ore. Această nouă instalație ar aduce nu numai capacitate disponibilă în perioadele de vârf, ci și putere reactivă acolo unde aceasta este cea mai eficientă pentru a menține nivelul de tensiune în orice punct din rețea și, astfel, pentru a facilita integrarea în sistem a energiei intermitente din surse regenerabile (servicii pentru sisteme).

(17) Din aceste motive, autoritățile franceze au considerat că este necesar să se completeze producția centralizată în partea de nord-vest a regiunii, în perioadele de consum ridicat și nu doar în perioadele de vârf din timpul iernii caracterizate prin temperaturi extreme. Acest mijloc de producție ar trebui să completeze consolidarea rețelei și acțiunile de control al energiei.

(18) De asemenea, această măsură are drept scop să reducă la minimum costurile pentru comunitate și impactul asupra mediului. Acesta este motivul pentru care clasificarea candidaților ia în considerare prima solicitată, relevanța alegerii amplasamentului în ceea ce privește mediul, precum și calitatea și relevanța măsurilor de însoțire (evitarea, reducerea sau compensarea efectelor negative asupra mediului) ale proiectului și ale acțiunilor avute în vedere pentru monitorizarea mediului.

(19) Centrala exploatată de Compania Electrică din Bretania (denumită în continuare „CEB"), beneficiara măsurii, va asigura servicii de echilibrare prin intermediul a trei acțiuni posibile. În primul rând, activarea rezervei primare și secundare (servicii pentru sisteme cu activare automată) și terțiare (ajustare cu activare manuală). În al doilea rând, în ceea ce privește serviciile pentru sisteme, operatorul centralei, CEB, va avea obligația de a fi în măsură din punct de vedere tehnic să furnizeze aceste servicii. În al treilea rând, în ceea ce privește mecanismul de ajustare (rezervă terțiară), CEB va avea obligația de a oferi puterea sa electrică disponibilă către RTE (Réseau de Transport d'Electricité, societate de întreținere și dezvoltare a rețelei publice franceze de transport al energiei electrice de înaltă și foarte înaltă tensiune, „RTE"). Această punere la dispoziție în afara contractelor de rezervă va genera o remunerație numai în cazul unei căi de atac privind mecanismul de ajustare. Se preconizează ca instalația să funcționeze pentru o perioadă de aproximativ 3 000 ore/an în echivalent sarcină totală începând cu data la care centrala va intra în funcțiune. Ținând cont de puterea instalației (422 MW), această durată de funcționare conduce la o producție anuală de energie electrică de aproximativ 1 250 GWh.

2.3. **Valoarea ajutorului**

(20) Valoarea primei plătite în cadrul licitației va fi de cel mult 94 000 EUR/MW/an, valoare la data de 31.11.2011. Prima va fi plătită pentru o durată de 20 de ani și va fi indexată pe durata proiectului pentru a ține cont de evoluția costurilor de exploatare și de întreținere. Valoarea primei plătite în cadrul licitației va fi de cel mult 40 de milioane EUR pe an.

[7] Watt-ul (MW corespunzător unui milion de wați) este unitatea de măsură a puterii electrice. Un MWh reprezintă producerea unui MW în cursul unei perioade de o oră.

(21) Prima se indexează cu 20 % din prețurile de producție, 20 % din costul forței de muncă, 50 % din nivelul tarifului de transport în rețeaua regională, 5 % din costul racordării la rețeaua electrică și 5 % din costul racordării la rețeaua de gaze.

(22) Autoritățile franceze au indicat faptul că suma propusă de câștigător este rezultatul (i) unei condiții privind valoarea capacității egală cu [50 000-60 000] (*) EUR/MW/an și a trei condiții legate de localizarea geografică a proiectului, și anume: (ii) costul suplimentar legat de transportul gazelor egal cu [20 000-40 000] EUR/MW/an, (iii) costul suplimentar legat de racordare egal cu 6 000 EUR/MW/an; și (iv) costul suplimentar legat de anumite măsuri de protecție a mediului în valoare de 2 000/MW/an.

(23) Condiția privind valoarea capacității corespunde sumei acoperite reprezentând costul suplimentar legat de data prevăzută pentru punerea în funcțiune a instalației. Solicitanții au calculat acest cost suplimentar ca diferența între veniturile generate de vânzarea energiei pe piață și costurile legate de punerea rapidă în funcțiune a centralei. CRE constată că: „având în vedere condițiile actuale de piață și situația în ceea ce privește cererea de energie electrică, exploatarea unei centrale de tip GCC nu este rentabilă din punct de vedere economic. Aceasta nu va fi rentabilă, probabil, decât peste câțiva ani. Există, așadar, o pierdere de profit pentru solicitant, ca urmare a datei punerii în funcțiune anticipate a instalației, considerată a fi acoperită de această componentă a primei".

(24) Un nou gazoduct de 111 km este necesar pentru alimentarea centralei. Costul estimat al acestui proiect este de aproximativ 100 de milioane EUR, care va fi prefinanțat de către GRTgaz (societate franceză, creată în 2005, care asigură gestionarea rețelei de transport al gazelor în Franța). CEB va contribui la rentabilizarea acestuia datorită plății tarifului de transport al gazelor.

(25) Legea nr. 2010-1488 din 7 decembrie 2010 privind noua organizare a pieței de energie electrică („NOME") a introdus un mecanism de asigurare a capacității pentru garantarea securității aprovizionării cu energie electrică în Franța. ([8]) Instalația selecționată în urma procedurii de licitație în Bretania va trebui să participe la mecanismul național de asigurare a capacității. Remunerația care va fi primită de centrală pentru acest mecanism va fi dedusă, dacă este cazul, din prima plătită efectiv în cadrul licitației.

2.4. **Durată**

(26) Prima se acordă pe o perioadă de douăzeci de ani de la data intrării în funcțiune a instalației.

2.5. **Beneficiar(i)**

(27) Ministrul responsabil cu energia, în urma avizului CRE, a selectat proiectul situat în localitatea Landivisiau și condus de Compania electrică din Bretania („CEB"), un consorțiu între Direct Energie și Siemens.

(28) Câștigătorul este un producător puțin important pe piața producției franceze și nu dispune de nicio altă unitate de producție convențională în Bretania.

(29) Puterea garantată a instalației propuse de CEB este de 422 MW. Câștigătorul licitației s-a angajat să pună în funcțiune, la nivel industrial, instalația sa de producere a energiei electrice în […] cel târziu. În nota din 5 octombrie 2016, autoritățile franceze descriu întârzierile care afectează proiectul. Data revizuită de punere în funcțiune a uzinei este prevăzută pentru […].

(30) Conform datelor transmise de câștigătorul licitației către CRE, aceasta nu dispunea de niciun alt ajutor care s-ar fi putut cumula cu cel acordat în cadrul licitației și nu dispune nici în prezent de vreun astfel de ajutor. În plus, remunerația care ar fi primită, eventual, de centrală pe viitoarea piață a capacității va fi dedusă din prima plătită în cadrul licitației.

2.6. **Planul de afaceri prezentat de CEB**

(31) În sprijinul ofertei transmise autorităților franceze, CEB a prezentat un plan de afaceri. Planul de afaceri arată o rată internă de rentabilitate („RIR") după impozitare de [5-10] %. Această rentabilitate are drept ipoteze principale: un volum orar de utilizare de aproximativ [3 000-6 500] de ore pe an; o investiție inițială în valoare de [400-500] de milioane EUR. Veniturile se bazează, pe de o parte, pe o primă de […] EUR/MW/an și, pe de altă parte, pe o remunerație netă care rezultă dintr-un contract de tolling reprezentând o remunerație medie de […] EUR pe an.

(*) Informații confidențiale.

([8]) Comisia Europeană a aprobat proiectul francez de mecanism de asigurare a capacității la 8 noiembrie 2016, cu numărul SA.39621.

(32) Acordul de *tolling* este un contract de drept privat încheiat între CEB și un *toller (*contraparte la contract, de exemplu, EDF), care prevede cumpărarea de către acesta din urmă a unei cantități fixe de energie electrică. Veniturile provenite din acordul de *tolling* au fost stabilite astfel încât să reflecte în planul de afaceri condițiile pe care CEB s-ar putea aștepta să le îndeplinească la data licitației. Valoarea taxei de *tolling* a fost evaluată pe baza unui model de previziune stocastic. Ipotezele privind respectivul contract se bazează pe o vânzare a energiei produse de centrală pe piață de către *toller*, pentru o sumă inițială de […] milioane EUR/an în perioada cuprinsă între martie 2017 și octombrie 2036. Remunerația CEB în cadrul contractului de *tolling* a făcut obiectul unei analize a sensibilității. Un indice privind subvenția forfetară este utilizat pentru a actualiza prima de capacitate.

(33) Remunerația în cadrul contractului de *tolling* materializează costul conversiei gazelor în energie electrică și al utilizării instalațiilor. Aceasta include o componentă variabilă pentru a acoperi costurile de exploatare și de întreținere. În plus, aceasta include o componentă fixă pentru a acoperi costurile de exploatare fixe și costurile de finanțare și de amortizare. Taxa de *tolling* este împărțită, de asemenea, într-o componentă neindexată și o componentă indexată. Componenta indexată urmărește să acopere costurile fixe de funcționare. Componenta neindexată are scopul de a acoperi costurile de infrastructură, cum ar fi costurile de finanțare a proiectului sau amortizările investițiilor realizate. Achiziția de gaze nu este modelată, datorită existenței contractului de *tolling*. Planul de afaceri ia în considerare în mod direct o marjă operațională medie anticipată pe întreaga durată de viață a proiectului.

(34) Planul de afaceri prevede, de asemenea, actualizarea mai multor ipoteze pe durata derulării proiectului: indicele costului forței de muncă, indicele prețurilor de producție, costul final de racordare la rețea. O astfel de actualizare se justifică prin durata planului de afaceri care se întinde pe o perioadă de [15-20] de ani. O primă de capacitate, ea însăși actualizată, este atribuită operatorului pentru a-i permite să își rentabilizeze investiția. Această primă se bazează pe disponibilitatea efectivă a centralei. Prima fixă depinde de un coeficient de disponibilitate al centralei. O participare la mecanismul de capacitate dincolo de reechilibrare nu este prevăzută în planul de afaceri. În cazul în care o astfel de participare ar avea loc, remunerația care rezultă din participare ar fi dedusă din valoarea primei.

(35) Costul fix de transport al gazelor este estimat la [10-20] de milioane EUR pe an.

(36) Costul variabil de exploatare și de întreținere este produsul dintre un cost de exploatare variabil și numărul echivalent de ore de exploatare. Costurile de exploatare și de întreținere vor fi plătite de *toller* către CEB.

(37) Analiza de sensibilitate a fost efectuată, de asemenea, pornind de la alte ipoteze, precum inflația sau costurile salariale.

(38) Racordarea la rețea, deși executată de către RTE și GRTgaz, va fi finanțată de CEB. Aceste costuri de racordare sunt estimate la [30-40] de milioane EUR, respectiv la [20-30] de milioane EUR.

(39) În conformitate cu ipotezele formulate, la sfârșitul planului de afaceri, costurile de revânzare a echipamentelor existente vor fi compensate de costurile de dezafectare, astfel încât valoarea finală a uzinei va fi zero.

(40) O cifră de afaceri provenită din activitățile de ajustare este luată în considerare. Ipotezele de valorificare au fost descrise de autoritățile franceze ([9]). Aceste venituri reprezintă mai puțin de 1,5 % din totalul veniturilor preconizate.

(41) În nota sa din 5 octombrie 2016, Franța precizează că demararea șantierului ar putea avea loc […] cu o punere în funcțiune industrială […].

3. DESCRIEREA MOTIVELOR CARE AU CONDUS LA INIȚIEREA PROCEDURII

3.1. Analiza existenței ajutorului

(42) Comisia a considerat că era îndeplinit criteriul imputabilității prevăzut la articolul 107 din TFUE. În cazul de față, măsura este, pe de o parte, imputabilă statului, întrucât anunțul pentru invitația de participare la licitație a fost publicat de către ministrul responsabil cu energia, care a selectat și proiectul. Pe de altă parte, remunerația plătită

([9]) Notă a autorităților franceze din 5 octombrie 2016.

câștigătorului se va reflecta în nivelul prețului cu amănuntul prin contribuția la Serviciul Public de Energie Electrică (CSPE). Or, în decizia privind ajutorul de stat SA.36511 (2014/C), Comisia a concluzionat că CSPE este o resursă de stat, întrucât aceasta constituie „o taxă impusă de stat, care este colectată și gestionată de către o entitate desemnată de către stat pentru administrarea ajutorului respectiv în conformitate cu normele stabilite de stat” ([10]).

(43) În ceea ce privește existența unui avantaj pentru întreprinderi, autoritățile franceze au considerat că acest criteriu nu era îndeplinit ca urmare a faptului că licitația a respectat criteriile stabilite în hotărârea *Altmark* ([11]).

(44) Cu toate acestea, Comisia a considerat că nu erau îndeplinite criteriile stabilite în hotărârea *Altmark*. Pentru ca un serviciu public să nu fie calificat drept ajutor de stat, trebuie să fie îndeplinite cele patru criterii cumulative: (i) întreprinderea beneficiară trebuie să fie însărcinată cu executarea obligațiilor de serviciu public și aceste obligații trebuie să fie definite clar; (ii) parametrii pe baza cărora se calculează compensația trebuie să fie stabiliți în prealabil, în mod obiectiv și transparent; (iii) compensația nu trebuie să depășească suma necesară acoperirii totale sau parțiale a costurilor ocazionate de executarea obligațiilor de serviciu public, ținând seama de venitul generat prin aceasta și de un profit rezonabil; (iv) atunci când alegerea întreprinderii însărcinate cu îndeplinirea obligațiilor de serviciu public nu se face prin intermediul unei proceduri de licitație, nivelul compensației necesare trebuie să fie determinat pe baza unei analize a costurilor pe care o întreprindere le-ar fi suportat, luând în considerare veniturile relevante și un profit rezonabil pentru executarea acestor obligații. În timp ce Comisia a considerat că cel de al doilea criteriu este îndeplinit, aceasta a exprimat, în schimb, următoarele îndoieli cu privire la celelalte trei criterii:

1. În ceea ce privește primul criteriu (existența unui SIEG și a unui mandat definit în mod clar), Comisia are îndoieli cu privire la faptul că instalarea și exploatarea centralei din Landivisiau pot fi calificate drept SIEG, ca urmare, în primul rând, a lipsei unor elemente de probă care să demonstreze o problemă de securitate a aprovizionării cu energie electrică în Bretania în trecut și, în al doilea rând, a imposibilității ca statele membre să atașeze obligații specifice de serviciu public unor servicii care au fost deja furnizate sau pot fi furnizate în mod satisfăcător în condiții conforme cu interesul general de către întreprinderi care își desfășoară activitatea în condiții normale de piață: în acest caz, întreprinderile care își desfășoară activitatea în condiții normale de piață ar fi putut furniza capacitatea necesară pentru a asigura securitatea aprovizionării în Bretania dacă reglementările franceze nu ar fi împiedicat ca prețurile la energie electrică să transmită semnalele corecte pentru a încuraja investițiile în capacități în regiune. În al treilea rând, măsura este, în plus, discriminatorie față de alte tehnologii, întrucât aceasta vizează numai tehnologia GCC. Prin urmare, măsura nu este neutră din punct de vedere tehnologic ([12]). În al patrulea rând, măsura nu este proporțională, întrucât necesitatea unor mijloace de producție de 450 MW nu a fost confirmată de autoritățile franceze printr-o analiză detaliată a nevoii de noi capacități în regiune ([13]). În cele din urmă, pe termen lung, licitația este de natură să accentueze problema privind securitatea aprovizionării: în primul rând, prin închiderea pieței energiei electrice în ceea ce privește investițiile care nu beneficiază de sprijin din partea statului, apoi prin faptul că aceasta nu soluționează sau chiar agravează problema structurală a lipsei fondurilor ([14]) pentru producător și, în sfârșit, prin reducerea posibilităților de dezvoltare a altor tehnologii.

2. În ceea ce privește cel de al treilea criteriu (supracompensare), Comisia are îndoieli cu privire la lipsa supracompensării, având în vedere, pe de o parte, absența mecanismului de recuperare în funcție de viitoarele condiții de piață și, pe de altă parte, modalitățile procedurii de licitație care nu garantează împotriva riscului de supracompensare.

3. În ceea ce privește al patrulea criteriu (selectarea prestatorului de servicii cu cel mai mic cost), Comisia are îndoieli cu privire la faptul că licitația a oferit posibilitatea de a alege prestatorul în măsură să furnizeze serviciile la cel mai mic cost pentru comunitate, ca urmare a unor criterii prea restrictive pentru a permite o selecție pertinentă a prestatorului de servicii: opțiune doar pentru tehnologia GCC, care nu este neapărat

([10]) Decizia Comisiei C (2014) 1315 final din 27/03/2014 în cazul SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) – Franța Mecanism de sprijin pentru energia din surse regenerabile și de plafonare a CSPE.

([11]) Hotărârea Curții de Justiție din 24 iulie 2003, *Altmark Trans GmbH și Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*, cauza C-280/00.

([12]) Astfel cum se prevede la articolul 3 alineatul (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).

([13]) Articolul 3 alineatul (2) din Directiva 2009/72/CE, Hotărârea din 21 decembrie 2011, C-242/10 *Enel Produzione SpA/Autorita per l'energia elettrica e il gas* (punctul 42); Hotărârea din 20 aprilie 2010 C265/08 *Federutility e.a.* (punctul 33).

([14]) Situație în care cererea excesivă în raport cu capacitatea disponibilă nu va conduce la o creștere a pieței ca răspuns la această cerere.

tehnologia cu cel mai mic cost, cuantum al primei ponderate în valoare de 45 %, perimetru geografic excesiv de restrictiv, criterii de selecție care contribuie la alte aspecte ale PEB, cum ar fi criteriile de mediu, care nu sunt de natură să contribuie la selectarea ofertei care reprezintă costul cel mai mic pentru comunitate.

(45) Având în vedere îndoielile exprimate de Comisie cu privire la conformitatea măsurii cu condițiile jurisprudenței *Altmark*, Comisia a concluzionat în evaluarea sa preliminară că măsura poate conferi un avantaj câștigătorului licitației, acest avantaj fiind selectiv deoarece este acordat unei singure întreprinderi, CEB.

(46) În ceea ce privește impactul asupra concurenței și afectarea schimburilor comerciale, Comisia a considerat că măsura în cauză ar putea avea un impact asupra schimburilor comerciale și asupra concurenței, întrucât câștigătorul licitației, care beneficiază de un avantaj, concurează cu alte mijloace de producție a energiei electrice și cu alți furnizori de capacitate pe piețele deschise concurenței (piața de vânzare de energie electrică, mecanismul de ajustare).

3.2. **Analiza compatibilității**

3.2.1. *Expunerea cadrului juridic*

(47) Comisia a considerat în decizia de inițiere a procedurii că măsura ar trebui să fie evaluată în raport cu articolul 107 din TFUE, în ipoteza în care îndoielile sale cu privire la îndeplinirea tuturor criteriilor stabilite în jurisprudența *Altmark* ar fi confirmate. În acest caz, măsura ar trebui analizată având în vedere orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului din 2014 („OAME") ([15]), care enunță condițiile în care ajutoarele pentru energie pot fi considerate compatibile cu piața internă în temeiul articolului 107 din TFUE.

(48) În subsidiar, Comisia a observat că, în cazul în care îndoielile sale în ceea ce privește definirea obligației de serviciu public nu ar fi confirmate, s-ar putea aplica examinarea compatibilității din perspectiva Comunicării Comisiei privind cadrul Uniunii Europene pentru ajutoarele de stat sub forma compensațiilor pentru obligația de serviciu public (2011).

3.2.2. *Evaluarea compatibilității*

(49) În ceea ce privește obiectivul de interes comun, Comisia a exprimat îndoieli cu privire la faptul că măsura contribuie la obiectivul comun de a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică: pe de o parte, obiectivul măsurii nu a fost suficient de clar definit (lipsă generală de capacitate, vârfuri de cerere) și, pe de altă parte, este posibil ca măsura să nu corecteze, pe termen mediu, disfuncționalitățile legislației și ale pieței, împiedicând în prezent un nivel suficient de investiții în Bretania.

(50) Necesitatea măsurii nu a fost suficient demonstrată, în absența unei cuantificări satisfăcătoare a lipsei de capacitate sezoniere sau în perioadele de vârf. În plus, necesitatea măsurii putea fi pusă în discuție, având în vedere posibilitatea de a introduce prețuri locale adecvate care trimit semnale referitoare la prețuri pentru a încuraja investițiile, fără a face apel la ajutor.

(51) Comisia nu era convinsă de caracterul adecvat al măsurii. Pe de o parte, măsurile alternative (fracționarea zonei tarifare, contoare comunicante, consolidarea rețelei de distribuție a energiei electrice) nu păreau să fi fost suficient analizate de către autoritățile franceze. Pe de altă parte, au fost evidențiate, de asemenea, anumite probleme ca urmare a caracterului restrictiv al măsurii, centrată pe tipurile de furnizori de capacitate care puteau participa la licitație (licitație limitată la un singur tip de tehnologie – turbinele cu gaz cu ciclu combinat). În cele din urmă, măsura nu încuraja utilizarea redistribuirilor cererii.

(52) În ceea ce privește proporționalitatea, Comisia are, de asemenea, îndoieli: caracterul restrictiv al licitației ar fi putut împiedica concurenții să participe la aceasta, ceea ce ar fi permis reducerea la minimum a valorii ajutorului. În plus, măsura nu prevedea niciun mecanism de recuperare în caz de profituri neașteptate.

(53) În cele din urmă, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la capacitatea măsurii de a preveni efectele negative nedorite asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre. În primul rând, măsura nu era neutră din punct de vedere tehnologic. De fapt, aceasta era limitată, de asemenea, în ceea ce privește măsurile care puteau soluționa problemele legate de adecvarea capacității: redistribuirile, interconexiunile, soluțiile de

([15]) Orientări privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020 (JO C 200, 28.6.2014, p. 1).

stocare, dar și alte tehnologii (turbine cu combustie). În al doilea rând, având în vedere posibilitatea oferită companiei Direct Energie de a vinde energia produsă către EDF la o rată de actualizare de 5 % mai degrabă decât să o vândă ea însăși, Comisia avea îndoieli cu privire la un risc de a consolida poziția EDF pe piața furnizării de energie.

4. **OBSERVAȚIILE PĂRȚILOR INTERESATE**

(54) Comisia a primit 58 de răspunsuri de la părți interesate, altele decât statul francez, în perioada de consultări privind decizia de inițiere a procedurii. Răspunsurile au fost grupate tematic mai jos. Acestea vor fi luate în considerare în evaluarea măsurii.

4.1. **Analiza compatibilității**

4.1.1. *Interes comun*

(55) Treizeci și nouă de părți interesate consideră că riscul de întrerupere a alimentării cu energie electrică este supraestimat de autoritățile franceze. Într-adevăr, chiar și în timpul valului de frig excepțional din 2012, astfel de întreruperi ale alimentării cu energie electrică nu au avut loc. Întreruperile care au avut loc pe teritoriul breton au fost cauzate de factori externi funcționării rețelei (cum ar fi căderile de arbori). Ultima pană gravă cunoscută în Franța, care a avut loc în 1978, a privat de energie electrică trei sferturi din țară pentru câteva ore, dar această situație nu s-a repetat niciodată dat fiind că RTE a luat măsurile necesare pentru ca niciun alt incident de acest tip să nu mai aibă loc.

(56) Alte observații ale părților interesate subliniază, dimpotrivă, compatibilitatea măsurii cu obiectivul de interes comun. Aproximativ douăzeci dintre acestea consideră că securitatea aprovizionării în Bretania nu este efectivă. Situarea geografică deosebită a Bretaniei, care se află la capătul liniei, este combinată cu o producție locală slabă de energie electrică, care acoperă numai 13,3 % din consum ([16]). Parcul său de producție se caracterizează, de asemenea, prin lipsa unor centrale de bază care să poată acoperi în mod autonom cererea, ceea ce ar justifica crearea centralei GCC. Într-adevăr, cu toate că regiunea înregistrează o creștere a producției de energie din resurse regenerabile, caracterul intermitent al acestora necesită crearea unei centrale de producție de bază pentru a compensa eventuala incapacitate de a face față vârfurilor de cerere.

4.1.2. *Necesitatea măsurii*

4.1.2.1. Consolidarea rețelei

(57) Unele părți justifică lipsa caracterului necesar al măsurii prin dimensionarea necorespunzătoare a rețelei în regiune. Există congestii importante pe liniile de 225 kV în nordul regiunii Bretania. Prin urmare, mai multe părți consideră că viitoarea construcție a unei linii electrice subterane de 225 kV care să lege posturile de electricitate de la Calan (Morbihan), Mûr-de-Bretagne și Plaine-Haute (Côtes d'Armor) ar asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică în Bretania, permițând importul a 700 MW suplimentari în Bretania și facilitând transportul adecvat de energie electrică provenită din instalațiile de exploatare a energiei din surse regenerabile din regiune (pe uscat și pe mare). Punerea sa în funcțiune, prevăzută pentru noiembrie 2017, va face posibilă completarea rețelei de energie electrică din regiune și asigurarea durabilă a aprovizionării în nordul și centrul regiunii Bretania.

(58) Acestea constată, de asemenea, că alte regiuni franceze sunt, de asemenea, importatoare de energie electrică: Île-de-France, Bourgogne-Franche-Comté și, într-o mai mică măsură, Pays de la Loire și regiunea Provence – Alpes Côte d'Azur („PACA"). În aceste regiuni, investițiile pentru consolidarea rețelei au fost favorizate în comparație cu crearea unei noi centrale de producție. De exemplu, regiunea PACA a optat pentru o plasă de siguranță constând din trei linii electrice subterane de 225 kV, care îi permite, în prezent, să dispună de o deservire cu energie electrică la fel de performantă și fiabilă precum cea de care beneficiază restul Franței ([17]).

(59) În consecință, mai multe părți interesate propun o soluție „rețea": acestea consideră că o dublare a liniei la 400 kV Plaine Haute-Domloup sau o consolidare a liniei de 225 kV ar permite creșterea capacității de transport și, prin urmare, importarea energiei electrice la un nivel suficient pentru a garanta securitatea aprovizionării. Cu privire la această ultimă opțiune, ENGIE subliniază că această dublare a liniei la 400 kV ar asigura o capacitate suplimentară de transport cu mult peste necesități, chiar și pe termen lung, investiția nefiind justificată. Prin urmare, consolidarea liniei de 225 kV ar fi mai potrivită pentru nevoile reale, dar ar necesita totuși consolidarea rețelei pe o lungime corespunzătoare.

([16]) RTE, Bilanțul electric al Bretaniei 2014.
([17]) A se vedea: http://www.rte-france.com/fr/projet/filet-de-securite-paca-pour-une-securisation-electrique-durable-de-la-region.

4.1.2.2. Evoluția cererii

(60) Mai multe părți consideră că evoluția cererii face ca măsura să nu fie necesară pentru atingerea obiectivului de securitate a aprovizionării:

1. Acestea se bazează, în primul rând, pe un raport din anul 2014 al RTE, conform căruia sensibilitatea termică tinde să scadă. Astfel, în 2014, în Bretania, consumul a crescut cu 150 MW atunci când temperatura a scăzut cu un grad. Anterior, creșterea era de aproximativ 200 MW pe grad pierdut.

2. Șaisprezece părți interesate anticipează, în continuare, o scădere a cererii, favorizată de dezvoltarea contorizării inteligente și de instituirea inițiativei Ecowatt. Această inițiativă permite cetățenilor voluntari să fie informați atunci când există o tensiune în rețea, astfel încât aceștia să își reducă consumul de energie electrică în consecință.

3. Părțile interesate consideră că ameliorarea performanței energetice a clădirilor, care trebuie să conducă la o evoluție către o mai bună gestionare a cererii, indică lipsa caracterului necesar al măsurii.

(61) În schimb, unele părți care sunt în favoarea proiectului se bazează pe previziunea unei creșteri a populației în Bretania, la care se adaugă o sensibilitate termică crescută, în scopul de a justifica necesitatea măsurii pentru a răspunde creșterii preconizate a cererii.

4.1.2.3. Evoluția producției

(62) Unele părți consideră că evoluția producției nu face ca măsura să fie necesară:

1. Opozanții proiectului iau în considerare, mai întâi, faptul că au fost efectuate deja investiții pentru a prelungi durata de viață a siturilor de la Brennilis și Dirinon, stabilind data de închidere nu în 2017, ci în 2023. Prin urmare, cinci părți interesate consideră că nivel de producție al TAC existente permite compensarea vârfurilor de consum și evitarea riscului de cădere a tensiunii pe scară largă (*blackout*). Zece părți susțin, în plus, că siturile respective fac obiectul unei subutilizări cronice, contribuind la construirea unei noi unități de producție care nu este necesară. De exemplu, asociația Consommation, Logement et Cadre de Vie afirmă că TAC din Brennilis și Dirinon funcționează numai timp de câteva zeci de ore (aproximativ 70 de ore în 2012) până la câteva sute de ore (circa 265 de ore în 2010).

2. ENGIE consideră, în al doilea rând, că turbina cu gaz a SPEM Pointe, care semnează contracte prin licitație privind rezerva rapidă și suplimentară cu RTE la un cost de 25 000EUR/MW/an, ar oferi numeroase avantaje în comparație cu o instalație nouă, cum ar fi nivelul scăzut al prețului de cumpărare a turbinei cu gaz și costurile deja amortizate de racordare la rețeaua electrică. Astfel, întreprinderea atrage atenția că prima fixată de RTE în cadrul unor astfel de licitații este la un nivel mai scăzut decât prima anuală de 40 000 000 EUR solicitată pentru proiectul GCC, și anume 94 000 EUR/MW/an.

3. În cele din urmă, părțile interesate menționează posibilitatea ca regiunea „să importe" energie electrică. Persoanele care se opun proiectului consideră că regiunea poate, într-adevăr, să obțină energia electrică necesară din regiunile învecinate, în special de la centrala de producție TAC din Cordemais.

(63) Dimpotrivă, douăzeci de părți consideră că evoluția producției justifică introducerea acestei măsuri. Cinci părți interesate care sunt în favoarea proiectului menționează faptul că singurele centrale de producție existente în prezent în Bretania sunt TAC din Brennilis și Dirinon. Acestea consideră că măsura este cu atât mai necesară cu cât respectivele TAC sunt la final de ciclu, întrucât acestea vor fi operaționale până în 2023 cel târziu. Închiderea lor preconizată necesită, prin urmare, propunerea unei alternative cu mult timp înainte. Trei părți care sunt în favoarea construcției centralei GCC reamintesc că respectivele turbine cu gaz ar trebui închise cel târziu în 2023 din motive de protecție a mediului și că, prin urmare, aceasta nu poate fi decât o soluție pe termen scurt insuficientă pentru a îndeplini obiectivul privind siguranța aprovizionării regiunii.

4.1.3. *Caracterul adecvat al măsurii*

(64) Mai multe părți interesate contestă caracterul adecvat al măsurii:

1. Astfel cum s-a explicat la considerentul 61, oponenții proiectului consideră că proiectul este mult prea mare din perspectiva nevoilor reale de consum în Bretania. Vârful de consum este estimat la 200 MW pe o perioadă de 200 până la 400 de ore pe an pentru Finistère. Proiectul avut în vedere de stat și de Consiliul Regional – 450 MW pentru mai mult de 3 000 de ore pe an – ar fi, prin urmare, supradimensionat.

2. În plus, conform analizelor RTE ([18]) utilizate de unele părți care se opun proiectului, scăderea ratei de creștere a cererii de energie este justificată de cauze structurale (încetinirea creșterii populației, impactul crizei economice și al măsurilor privind eficiența energetică). Potrivit acestora, PEB ar trebui modificat pentru a lua în considerare aceste elemente. Nivelul de vârf al cererii este destul de constant începând cu anul 2009 și chiar a scăzut în 2014. În plus, sensibilitatea termică tinde să se diminueze (astfel cum se explică în secțiunea 4.1.2.2), fapt care ar trebui să atragă reducerea vârfurilor de consum. Această argumentare a fost deja elaborată în considerentul 60 alineatul (1).

3. În cele din urmă, acestea constată că alte proiecte ar fi mai în măsură să facă față problemelor de securitate a aprovizionării în Bretania pe termen lung, cum ar fi proiectul de interconexiune cu Irlanda sau construcția unei stații de pompare („STEP"). Primul proiect va permite o aprovizionare a regiunii cu energie electrică pe termen lung și corespunde obiectivelor pieței interne a energiei. Proiectul STEP din Guerdélan este considerat, de asemenea, de cele două părți ca fiind în măsură să soluționeze deficitul de energie în caz de vârfuri de consum.

(65) Părțile care sunt în favoarea proiectului aduc următoarele argumente:

1. Mai multe părți interesate subliniază mai întâi interesul alegerii unei unități de producție de tip GCC. În opinia lor, aceasta oferă un randament mai bun și o producție mai stabilă decât siturile care exploatează surse regenerabile de energie. Pentru mai mulți contribuitori, aceasta reprezintă cel mai bun compromis în ceea ce privește eficacitatea și impactul asupra mediului.

2. Deși unele părți interesate subliniază importanța dezvoltării cogenerării, potențialul acestor situri rămâne limitat (aproximativ 150 MW) și ar presupune mărirea numărului de centrale de producție, precum și proceduri de racordare la rețea. Dimpotrivă, înființarea unei noi unități de producție de tip GCC va reduce semnificativ necesitatea de a realiza lucrări de consolidare a rețelei (motive expuse, de asemenea, în considerentul 78).

3. În plus, prezența a numeroase terminale de gaz metan în Franța, în special crearea noului sit de la Dunkerque, încurajată de posibilitatea ca investitorii să obțină o derogare de la principiul accesului terților la rețea, asigură securitatea aprovizionării cu gaze naturale, necesară pentru funcționarea adecvată a centralei. Prin urmare, ar exista o corelare între investițiile actuale și cele viitoare.

4.1.4. *Efect stimulativ*

(66) În conformitate cu secțiunea 3.2.4 din OAME, măsura are un efect stimulativ dacă favorizează schimbarea comportamentului beneficiarului pentru a îmbunătăți funcționarea pieței energiei. Această schimbare de comportament nu ar fi realizată în absența ajutorului.

(67) ENGIE consideră că efectul stimulativ al măsurii este negativ. Prima dă un semnal negativ din punct de vedere economic pe piața energiei electrice din Franța, întrucât aceasta stimulează centrala să producă mai mult decât nevoile reale ale pieței și elimină, astfel, alți actori de pe piață.

4.1.5. *Proporționalitate*

(68) Lipsa caracterului proporțional este subliniată de mai multe părți interesate:

1. Acestea critică, mai întâi, nivelul ajutorului, pe care îl consideră disproporționat și care ar putea conduce la o remunerare excesivă a centralei: în primul rând, proiectul ar fi profitabil după cinci ani, în timp ce prima va fi plătită pentru o perioadă de douăzeci de ani. În al doilea rând, Direct Energie va avea permisiunea de a vinde energie electrică pe piață, în condițiile în care acest venit suplimentar nu a fost luat în considerare în textul licitației. În al treilea rând, studiul furnizat de ENGIE subliniază caracterul complet disproporționat al primei fixe solicitate de CEB. Într-adevăr, o subvenție de 20 de milioane EUR pe an timp de 20 de ani ar fi fost suficientă pentru a asigura rentabilitatea unui GCC în Franța. Or, prima de capacitate (cu excepția racordării la rețelele de gaz și electricitate) percepută de Landivisiau ar fi de aproximativ 73 000 EUR/MW/an înainte de inflație, prin urmare Landivisiau beneficiază de o subvenție de 31 de milioane EUR pe an timp de 20 de ani, considerabil mai mare decât suma necesară de 20 de milioane EUR pe an.

2. În plus, mai multe părți pun sub semnul întrebării modul de finanțare, prin intermediul Contribuției la Serviciul Public de Energie Electrică (CSPE), pe care o consideră a fi ilegală. Autoritățile franceze prevăd ca remunerația plătită câștigătorului licitației să fie transferată asupra prețului de vânzare cu amănuntul al

([18]) RTE, Bilanțul electric al Bretaniei 2014.

energiei electrice prin intermediul CSPE. Mai multe părți interesate consideră că această finanțare prin intermediul CSPE este ilegală. Acestea consideră că finanțarea unei centrale de producție de tip GCC nu face parte din lista obiectivelor CSPE prevăzută de Legea nr. 2003-8 din 3 ianuarie 2003 și, în special, că CSPE vizează, în principal, promovarea energiei din surse regenerabile, ceea ce exclude centrala care face obiectul măsurii în cauză.

(69) În plus, ENGIE subliniază că proiectul de la Landivisiau beneficiază de o primă de racordare la rețeaua de gaze cuprinsă între 40 000 EUR2018/MW/an și 50 000 EUR2018/MW/an pentru a compensa investiția de consolidare a conductei de gaze în amonte pentru o sumă de 100 de milioane EUR. Această remunerație ar conduce la o rată internă de rentabilitate (RIR proiect) cuprinsă între 9,8 % (scenariul 40 000 EUR/MW/an fără inflația tarifului) și 16,5 % (scenariul 50 000 EUR/MW/an cu inflația tarifului). ENGIE consideră că un astfel de nivel al remunerației ar fi foarte ridicat în comparație cu nivelul foarte scăzut de risc asumat de CEB, întrucât prima de racordare la rețeaua de gaze constituie un venit garantat de statul francez, fără alt risc decât riscul de disponibilitate al GCC de la Landivisiau. În schimb, în cadrul licitației referitoare la instalațiile eoliene pe mare în Franța metropolitană, rentabilitatea racordării RTE nu trebuie să depășească un nivel de rentabilitate înainte de impozitare de 7,25 % (și anume, o rată de 5,5 % după impozitare). Astfel, rentabilitatea proiectului de la Landivisiau după impozitare, cuprinsă între 9,8 % și 16,5 %, depășește în mod considerabil aceste praguri ([19]). O primă de racordare la rețeaua de gaze de 23 000 EUR/MW/an fără inflație ar fi suficientă, potrivit ENGIE, pentru a garanta o rată de rentabilitate de 7,25 % înainte de impozitare.

4.1.6. *Efectul asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre*

(70) Efectul asupra concurenței este dezvoltat în funcție de două perspective de către părțile interesate. Acestea sunt în dezacord, pe de o parte, cu privire la efectul ajutorului asupra concurenței între producători și, pe de altă parte, între tehnologiile utilizate în detrimentul surselor energetice cele mai puțin poluante.

(71) În ceea ce privește potențialul efect de denaturare a concurenței, ENGIE consideră că ajutorul va contribui la consolidarea poziției dominante deținute de EDF.

(72) În decizia sa de inițiere a procedurii, Comisia a reamintit că OAME impun ca măsura de ajutor propusă să nu consolideze în mod nejustificat poziția dominantă a operatorului istoric pe piață. Comisia a arătat astfel că, în Franța, „piețele de producție și furnizare a energiei electrice sunt foarte concentrate și dominate de operatorul istoric EDF, care controlează în prezent aproximativ 85 % din piața de comercializare cu amănuntul și mai mult de 90 % din piața producției de energie electrică" ([19]). Într-adevăr, plata unei compensații suplimentare pentru a acoperi lipsa de rentabilitate a unei centrale electrice cu ciclu combinat în Franța va conduce la o denaturare a concurenței în ceea ce privește parcul cu ciclu combinat existent, dar care nu beneficiază de nicio subvenție. Aceasta va fi, în plus, o barieră în calea intrării pe piață a unor noi producători care nu vor putea plăti, singuri, costurile necesare pentru funcționarea instalațiilor electrice. Prin descurajarea unor eventuale decizii de investiții pe piața energiei electrice, procedura de licitație prevăzută nu va permite remedierea în mod eficient a disfuncționalității constatate a pieței, însă va consolida mai ales poziția dominantă a EDF, singurul producător susceptibil să scape de suspendarea activității instalațiilor sale în pofida scăderii inevitabile a rentabilității acestora în viitor. În plus, ENGIE consideră că poziția dominantă a EDF nu va putea decât să fie consolidată prin mecanismul de opțiune de cumpărare de energie electrică care i-a fost impus. Prin urmare, CEB va fi stimulată să vândă energia electrică produsă operatorului istoric mai degrabă decât celorlalți operatori de pe piață.

(73) În schimb, mai multe părți interesate subliniază faptul că, întrucât măsura aduce avantaje societății Direct Energie, furnizor alternativ cu o cotă de piață inferioară în Franța, impactul măsurii asupra concurenței ar fi limitat.

(74) În ceea ce privește potențialul efect de denaturare al măsurii asupra tipului de tehnologie utilizată, mai multe părți critică alegerea tehnologiei efectuată în cadrul licitației, care are drept rezultat subvenționarea unei centrale de producție poluante, riscând astfel să aducă atingere dezvoltării energiilor din surse regenerabile.

5. **OBSERVAȚIILE FRANȚEI**

5.1. **Răspunsul la decizia de inițiere a procedurii**

(75) Răspunsurile primite de la autoritățile franceze cu privire la decizia de inițiere din data de 17 decembrie 2016 privesc, pe de o parte, calificarea drept serviciu de interes economic general (SIEG) și, pe de altă parte, compatibilitatea măsurii cu Orientările comunitare privind ajutoarele de stat în domeniile energiei și mediului.

([19]) Decizia de inițiere a Comisiei Europene din 13 noiembrie 2015, SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N), considerentul 137.

5.1.1. *Calificarea drept SIEG*

5.1.1.1. Primul criteriu: misiunea SIEG

(76) Franța menționează că o amenințare pentru securitatea aprovizionării în Bretania a fost clar identificată de rapoartele de monitorizare a echilibrului dintre cerere și ofertă, precum și de administratorul rețelei ([20]) în bilanțurile sale previzionale privind echilibrul dintre ofertă și cerere. Aceste riscuri sunt confirmate în pofida deficiențelor din trecut între studiile de adecvare și realitate.

(77) Potrivit autorităților franceze, Bretania are, pe de o parte, un deficit important de capacitate, ceea ce a făcut ca aceasta să importe cea mai mare parte a energiei sale electrice de la alte regiuni. Pe de altă parte, consumul de energie electrică din Bretania crește mult mai rapid decât consumul în Franța ca urmare a expansiunii demografice în această regiune, antrenând o creștere mai mare a consumului la nivel regional la valurile de frig.

(78) În plus, configurația geografică peninsulară a Bretaniei limitează posibilitățile de transport al energiei electrice și, potrivit autorităților franceze, fragilizează menținerea tensiunii rețelei. Tensiunea este unul dintre principalii parametri de securitate a sistemului electric. Având în vedere transportul de energie electrică către Bretania pe distanțe mari (din Val de Loire și estuarul Loarei), circulația curentului în linie provoacă o cădere de tensiune, aceasta fiind mai joasă în capătul liniei decât la originea sa, ceea ce determină mai multe consecințe: creșterea pierderilor de transmisie, scăderea calității undei locale.

(79) Autoritățile franceze subliniază, în continuare, deficiențele care afectează deciziile de exploatare și de investiție, precum și piața energiei electrice din Franța și din Bretania: lipsa unui sistem de contorizare care să permită o monitorizare a consumului în timp real; lipsa unor prețuri diferențiate în funcție de zonă, care să reflecte constrângerile de rețea; semnale de preț insuficiente pentru a încuraja diversificarea aprovizionării cu energie electrică de către investitorii privați; situații neprevăzute care ar putea avea un impact asupra condițiilor de finanțare pentru investițiile private. În plus, introducerea unei zone de piață în Bretania nu ar respecta, potrivit autorităților franceze, condițiile de piață normale, deoarece nu ar implica semnale de preț specifice pentru investitorii privați în zonele în care necesitățile de tensiune sunt cele mai semnificative.

(80) Franța subliniază că obligația de nediscriminare este respectată, întrucât aceasta ar viza, în opinia autorităților franceze, nu tehnologiile ci întreprinderile.

(81) În ceea ce privește dimensionarea capacității, autoritățile franceze reamintesc că deficitul de capacitate va fi amplificat de închiderea anticipată a TAC din Brennilis și Dirinon (320 MW), precum și de limitarea capacităților pe situl de la Cordemais (1 400 MW pentru ambele unități) din motive legate de protecția mediului. Deficitul a fost estimat la 200 MW și 600 MW în perioada 2017-2020. Închiderea acestora va avea loc, cu certitudine, cel mai târziu în 2023.

(82) Autoritățile franceze consideră că licitația nu va avea impact asupra deciziilor de investiție referitoare la alte tehnologii, întrucât măsura în cauză vizează doar compensarea costurilor suplimentare specifice tehnologiei utilizate (în special, consolidarea rețelelor de gaze), precum și constrângerile legate de termenul de construcție, care nu sunt suportate de celelalte tehnologii.

(83) Din același motiv, Franța subliniază că licitația nu consolidează „lipsa fondurilor” pentru celelalte capacități, în măsura în care aceasta vizează doar compensarea costurilor suplimentare specifice pentru tehnologia utilizată (GCC). În plus, ca urmare a închiderii a patru centrale de tip TAC până în 2023, impactul punerii în funcțiune a noii centrale GCC de la Landivisiau va limita impactul asupra „lipsei fondurilor”.

(84) Contrar considerentului 76 din decizia de inițiere a procedurii, Franța consideră că măsura nu este discriminatorie. Aceasta a recunoscut că măsura nu era neutră din punct de vedere tehnologic, având în vedere că licitația impune utilizarea tehnologiei GCC. Cu toate acestea, Franța consideră că respectarea obligației de nediscriminare din Directiva 2009/72/CE nu presupune interzicerea alegerii unei anumite tehnologii, în special în cadrul unei licitații pentru o capacitate de producție, dat fiind că toate întreprinderile au acces la această tehnologie.

(85) În cele din urmă, investițiile în consolidarea rețelei de gaze vor facilita crearea de mijloace suplimentare alimentate cu gaze naturale.

([20]) Bilanțul previzional pe anul 2013 al RTE.

5.1.1.2. Al treilea și al patrulea criteriu: proporționalitate și alegerea candidatului cu cel mai mic cost

(86) Potrivit autorităților franceze, în primul rând, introducerea unui mecanism de recuperare ar fi scăzut venitul preconizat așteptat de candidați pentru vânzarea de energie electrică pe piață și i-ar fi determinat, în mod automat, să solicite o primă mai mare. În al doilea rând, autoritățile subliniază că, având în vedere puternica corelație, pentru tehnologia GCC, între produsele și costurile gazelor, RIR a proiectului este relativ puțin elastică la fluctuațiile cifrei de afaceri. Autoritățile franceze invocă, în final, motive de ordin practic: ar fi dificil să se introducă acest mecanism *a posteriori*, iar introducerea sa ar putea crea incertitudine juridică.

(87) În al doilea rând, autoritățile franceze consideră că numărul siturilor eligibile care ar putea găzdui un candidat era suficient de mare pentru a nu exclude niciun candidat. Zona eligibilă poate fi estimată între 2 000 km² și 4 000 km² de teren liber, în comparație cu cele 15 hectare necesare pentru a construi un șantier de GCC. Candidații ar fi putut să aleagă, de asemenea, alte situri, solicitând modificări ale planului local de urbanism în conformitate cu termenele compatibile cu cele prevăzute în anunțul de participare la licitație. Potrivit autorităților franceze, niciun candidat la licitație nu a fost împiedicat să candideze din cauza lipsei de situri.

(88) Franța consideră că rolul criteriilor de mediu în selectarea câștigătorului este relativ prin diversitatea acțiunilor posibile pe care un candidat le putea pune în aplicare în vederea obținerii unei note care să îndeplinească criteriul de mediu. De asemenea, acestea susțin că cele trei dosare de candidatură depuse la Comisia de Reglementare în domeniul Energiei au obținut note echivalente privind criteriul de mediu.

(89) În ceea ce privește caracterul potențial discriminatoriu al alegerii tehnologiei, autoritățile precizează, în primul rând, prevalența acesteia în Europa și accesibilitatea sa. În continuare, autoritățile franceze subliniază că, având în vedere proximitatea dintre tehnologiile avute în vedere [OCG ([21]), GCC, TAC], nu există niciun candidat specializat exclusiv într-o tehnologie care utilizează gazele și care s-ar fi putut considera discriminat de măsura în cauză. Prin urmare, respectarea neutralității tehnologice nu ar fi repusă în discuție.

5.1.2. *Compatibilitatea cu orientările*

5.1.2.1. Interes comun

(90) Autoritățile franceze reamintesc că obiectivul măsurii este de a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică în Bretania, prin intermediul a două componente: asigurarea echilibrului între ofertă și cerere, pe de o parte, și asigurarea menținerii tensiunii în rețeaua de energie electrică, pe de altă parte.

(91) Autoritățile franceze precizează că echilibrul dintre ofertă și cerere va fi garantat de măsura care va contribui la creșterea capacităților de producție, acestea trebuind să poată fi mobilizate în perioadele de vârf de consum, în special în vestul regiunii (adecvarea ofertei la cererea de putere reactivă).

(92) Autoritățile franceze menționează, în sfârșit, că absența vreunei întreruperi constatate a alimentării cu energie electrică în trecut nu justifică neluarea niciunei măsuri împotriva unor amenințări potențiale și identificate.

5.1.2.2. Caracterul necesar

(93) Autoritățile franceze justifică, în primul rând, necesitatea măsurii prin elemente cantitative. În cazul închiderii celor patru TAC din Brennelis și Dirinon și a secțiunilor cu păcură din cadrul sitului de la Cordemais, deficitul rezidual de capacitate ar fi estimat între 200 MW și 600 MW pe an, în perioada 2017-2020. Aceste centrale vor trebui să fie închise cel mai târziu în 2023.

(94) Franța justifică, în al doilea rând, necesitatea măsurii prin disfuncționalitățile pieței, ilustrate în special prin lipsa de investiții în Bretania, în pofida existenței unei necesități pentru comunitate.

(95) Autoritățile franceze consideră, în al treilea rând, că necesitatea nu se referă la crearea unei zone de preț bretone. Mai întâi, această zonă care acoperă întreaga Bretanie nu ar îndeplini obiectivul de menținere a tensiunii chiar în cadrul acestei zone. În continuare, o astfel de zonă, limitată la vestul Bretaniei, ca urmare a lipsei de congestii pe rutele de tranzit cu restul Bretaniei, nu ar conduce la apariția unor semnale de preț suficiente pentru a declanșa

([21]) Open cycle gas turbine: turbină cu gaze în circuit deschis.

investiția. Într-adevăr, potrivit Franței, această zonă prezintă o atractivitate limitată, din cauza dimensiunii sale prea mici pentru a atrage micii furnizori. Nu există nicio certitudine că zona de preț dezvăluie valoarea reală a unui mijloc de producție în Bretania și conduce la investiții ca urmare a rarelor apariții de congestii ale rețelei. De asemenea, nu există nicio certitudine că investiția este realizată la un cost mai mic de către comunitate față de o licitație punctuală. În cele din urmă, autoritățile subliniază costurile generate de instituirea unei zone de preț specifice pentru Bretania: amenajările necesare pe piețele de comercializare cu ridicata, alocările drepturilor de transport, echilibrarea tarifară ([22]) pentru a nu penaliza consumatorii din Bretania. Termenele de punere în aplicare ar putea, în cele din urmă, să nu reflecte necesitățile pe termen mai scurt de instituire a securității alimentării cu energie electrică a sistemului breton.

(96) În al patrulea rând, autoritățile franceze menționează că producția din Bretania provine, în cea mai mare parte, din surse regenerabile, datorită producției de energie eoliană. Gestionarea întreruperilor este, prin urmare, o mizăr din ce în ce mai mare în Bretania, necesitând din ce în ce mai mult disponibilitatea unor mijloace flexibile, cum ar fi GCC din Landivisiau.

(97) În al cincilea rând, construcția unui mijloc de producție în Bretania ar putea fi benefică pentru toți consumatorii francezi în afara perioadelor de congestionare a rețelei, limitând riscul de cădere a tensiunii, contribuind la reducerea pierderilor pe linie și îmbunătățind nivelul general de adecvare a capacităților.

(98) În al șaselea rând, Franța consideră că necesitatea măsurii este susținută de nevoia de a evita o cădere a tensiunii în întreaga Bretanie, lucru care nu ar putea fi compensat numai de crearea de linii electrice.

(99) Autoritățile franceze subliniază, în sfârșit, că, având în vedere închiderile TAC din Brennilis și Dirinon, variația capacității termice în regiune va fi redusă, în jur de 100 MW. În acest context, impactul asupra „*missing money*" (lipsa fondurilor) va fi foarte redus.

5.1.2.3. Caracterul adecvat

(100) În ceea ce privește remunerația, autoritățile franceze consideră că aceasta este corespunzătoare deoarece este o remunerație pentru capacitate și, prin urmare, nu oferă niciun stimulent pentru producție.

(101) Fracționarea zonei tarifare nu este adecvată, în special pentru a asigura menținerea tensiunii, astfel cum se explică în considerentul 95.

(102) În timp ce autoritățile franceze nu contestă că măsura notificată este selectivă, acestea consideră totuși că, pe de o parte, tehnologia aleasă este cea mai adecvată pentru a răspunde nevoilor identificate și că, prin urmare, aceasta ar fi fost aleasă în urma unei licitații neutre din punct de vedere tehnologic, precum și că, pe de altă parte, măsura nu înlocuiește dezvoltarea echilibrată și echitabilă a tuturor tehnologiilor necesare pentru securitatea aprovizionării, inclusiv redistribuirile cererii, interconexiunile și stocarea.

(103) În plus, puterea de 450 MW este, potrivit Franței, justificată de criteriul lipsei de capacitate în momentul vârfurilor de consum (de exemplu, previziunile RTE 2012).

(104) Caracterul adecvat al tehnologiei este demonstrat, de asemenea, de caracteristicile tehnice necesare pentru a răspunde unor nevoi specifice: termen de mobilizare de cel mult cincisprezece ore (instalație oprită) sau două ore (instalație în stare de funcționare); durate minime ale ofertelor de ajustare mai mici sau egale cu trei ore (funcționare) sau opt ore (oprire). Nu există nicio limită maximă a duratei pentru activarea ofertelor de ajustare. Autoritățile franceze susțin că celelalte tehnologii (ciclu deschis, TAC) și redistribuirile cererii nu pot îndeplini în mod satisfăcător aceste cerințe tehnice.

(105) Potrivit autorităților franceze, nu i se poate reproșa Franței că nu a luat în considerare alte tehnologii în cadrul licitației decât cea referitoare la GCC ([23]). Autoritățile franceze invocă articolul 194 din TFUE care prevede că măsurile adoptate de Uniunea Europeană nu pot aduce atingere dreptului unui stat membru de a stabili structura generală a aprovizionării sale cu energie: alegerea de a recurge la o centrală care utilizează gaze intră în sfera de competență națională și nu poate să constituie un motiv de incompatibilitate a măsurii.

([22]) Echilibrarea tarifară este un instrument care garantează practicarea unor tarife identice pe întreg teritoriul.
([23]) Considerentul 6 din răspunsul autorităților franceze din 17 decembrie 2015.

(106) În ceea ce privește redistribuirile cererii, autoritățile franceze consideră că unul dintre obiectivele măsurii este menținerea tensiunii locale, care nu poate fi asigurată decât prin injectarea de energie electrică locală, ceea ce nu se poate realiza prin capacitățile de redistribuire a cererii.

(107) Celelalte tehnologii nu ar fi putut fi selectate fără a se solicita o primă mai mare.

(108) Tehnologia GCC este justificată prin numărul mare de ore de utilizare pentru a menține nivelul de tensiune. TAC sunt competitive numai pentru aproximativ o sută de ore. Necesitățile de aprovizionare cu gaze justifică, de asemenea, utilizarea acestei tehnologii: o TAC ar fi avut nevoie de 50 % mai mult gaze. OCG este, cu siguranță, mai ieftină decât o GCC; cu toate acestea, costurile ridicate de aprovizionare cu gaze justifică utilizarea unei instalații cu randament mai bun.

(109) Tehnologia redistribuirilor cererii nu este compatibilă cu o nevoie de funcționare de câteva mii de ore. Aceasta nu permite nici asigurarea unei nevoi de producție. Aceeași constatare este valabilă pentru unitățile de producție din surse regenerabile intermitente, întrucât producția nu este „controlabilă". Tehnologiile de stocare descentralizate presupun costuri de investiție prea ridicate pentru a concura cu GCC. O nouă interconexiune nu ar fi fost suficientă pentru a concura cu tehnologia GCC ca urmare a problemei menținerii tensiunii.

(110) În plus, capacitățile eoliene și fotovoltaice ar fi prea intermitente pentru a propune un angajament de disponibilitate la prețuri competitive. Capacitățile hidraulice existente sunt, de asemenea, intermitente. Capacitățile existente de producție de energie termică din surse regenerabile beneficiază deja de sprijin public și nu ar fi putut să participe la licitație. În ceea ce privește capacitățile termice pe bază de combustibili fosili, acestea ar fi necesitat investiții substanțiale până în 2023. Potrivit autorităților franceze, aceste argumente pun în evidență caracterul adecvat al tehnologiei selectate.

5.1.2.4. Proporționalitate

(111) Franța subliniază că rentabilitatea proiectului, măsurată de RIR de [5-10] %, se situează într-un interval scăzut în comparație cu rentabilitatea solicitată de investitori pentru acest tip de proiect.

(112) Autoritățile franceze au precizat, în acest context, că introducerea unui mecanism de recuperare este prea târzie și că introducerea acestuia, conducând la o reducere a veniturilor, s-ar traduce prin solicitarea unei prime mai mari, astfel încât impactul asupra rentabilității proiectului ar fi neutralizat.

(113) Din aceste motive, Franța consideră că măsura este proporțională.

5.1.2.5. Denaturarea concurenței

(114) Potrivit Franței, această măsură nu reduce stimulentele pentru investiții în capacități de interconexiune, în special între Franța și Irlanda.

(115) În plus, măsura nu este susceptibilă de a consolida poziția dominantă a EDF. Câștigătorul va avea un interes mai mare să comercializeze el însuși energia electrică pe piață. Vânzarea de energie electrică către EDF cu o rată de actualizare de 5 %, menționată în considerentul 53, este mai puțin avantajoasă decât o vânzare la 100 % din prețul pieței. Este deci vorba despre o opțiune posibilă din punct de vedere legal, dar care nu este justificată din punct de vedere economic.

5.2. **Răspuns la observațiile părților interesate**

5.2.1. *Necesitatea măsurii*

(116) Autoritățile franceze consideră că punerea în discuție a proiectului de către mai multe părți interesate ca urmare a unei creșteri mai mici a consumului nu este întemeiată. Într-adevăr, acestea subliniază faptul că, în Bretania, consumul de energie electrică a crescut cu 9,9 % între 2006 și 2014, în comparație cu o creștere medie de numai 2,9 % în Franța. De asemenea, autoritățile franceze fac referire la un studiu conform căruia Bretania ar fi a treia cea mai dinamică regiune din Franța în ceea ce privește creșterea consumului de energie electrică ([24]).

(117) În plus, autoritățile franceze reamintesc că structura specială a consumului de energie electrică din regiune, constând dintr-o parte mai importantă în sectorul rezidențial și cel terțiar, generează o sensibilitate mai mare a consumului regional la valurile de frig. Bretania reprezintă astfel 6,3 % din creșterea în perioadele de vârf de consum, în timp ce aceasta constituie numai 4,4 % din consumul anual de energie electrică.

([24]) Sinteza bilanțurilor electrice regionale 2014-RTE, a se vedea anexa 1.

(118) Conjunctura economică încetinită, progresul eficienței energetice aduse de evoluția cadrului de reglementare limitează creșterea cererii, care s-a stabilizat, pentru prima dată, în 2014. În schimb, evoluția numărului de gospodării determinată de o demografie dinamică, schimbarea stilului de viață odată cu dezvoltarea tehnologiilor informației și comunicațiilor, începerea răspândirii vehiculelor electrice și dezvoltarea stațiilor de pompe de căldură stimulează cererea. De asemenea, cele mai recente previziuni privind creșterea consumului de energie electrică în Bretania continuă să fie mai ridicate decât media națională, potrivit autorităților franceze.

(119) În cele din urmă, autoritățile franceze reamintesc că orice comparații între previziunile PEB și consumul realizat trebuie efectuate într-un perimetru identic. Astfel, previziunile PEB includeau consumul asociat pierderilor pe rețea, care nu au fost luate în considerare în mod sistematic de către asociațiile care au răspuns Comisiei atunci când acestea au efectuat comparații. Autoritățile franceze consideră că această eroare conduce la interpretări eronate ale datelor. În plus, acestea consideră că mai multe asociații se bazează pe evaluări greșite, în special în ceea ce privește disponibilitatea surselor intermitente de energie, care nu s-ar putea substitui evaluărilor realizate de RTE.

5.2.2. *Legalitatea finanțării măsurii*

(120) Unele părți interesate consideră, astfel cum se explică în considerentul 68 punctul 2, că finanțarea măsurii ar fi nelegală, în special întrucât CSPE ar fi rezervată exclusiv pentru finanțarea energiei din surse regenerabile.

(121) Autoritățile franceze contestă această afirmație. Într-adevăr:

(a) Temeiul juridic al licitației este programarea multianuală a investițiilor din 2009, care identifică riscurile pentru securitatea aprovizionării în Bretania și subliniază necesitatea de a introduce un mijloc de producție convențional în regiune.

(b) Articolul L. 311-10 din Codul energiei prevede că invitațiile de participare la licitație pot fi lansate „atunci când capacitățile de producție nu îndeplinesc obiectivele programării multianuale a investițiilor, în special cele care privesc tehnicile de producție și localizarea geografică a instalațiilor”. Prin urmare, acesta este într-adevăr cazul prezentei licitații.

(c) În sfârșit, punctul 1 din articolul L. 121-7 din Codul energiei prevede că cheltuielile aferente misiunilor de serviciu public includ „costurile suplimentare care decurg, dacă este cazul, din punerea în aplicare a articolelor L. 311-10 până la L. 311-13-5”.

Dispozițiile menționate mai sus arată că finanțarea licitațiilor lansate în temeiul articolului L. 311-10 din Codul energiei ar putea fi realizată ca o compensație a costurilor aferente misiunilor de serviciu public, chiar dacă nu este vorba despre energie din surse regenerabile.

(122) În cele din urmă, potrivit autorităților franceze, reforma CSPE intervenită la sfârșitul anului 2015 nu a modificat aceste cerințe. Finanțarea măsurii va fi efectuată din credite bugetare.

5.2.3. *Efectele asupra concurenței*

(123) Astfel cum se explică în considerentul 74, ENGIE consideră că procedura de licitație va conduce la consolidarea poziției dominante a grupului EDF, pe motiv că acesta ar fi singurul producător susceptibil să scape de suspendarea activității instalațiilor sale în pofida scăderii inevitabile a rentabilității acestora în viitor. Dimpotrivă, autoritățile franceze consideră că intrarea unui nou actor pe piața producției contribuie la dezvoltarea concurenței.

5.2.4. *Procedură transparentă – Consultare publică*

5.2.4.1. Existența unei dezbateri publice

(124) Mai multe părți interesate au considerat că dezbaterea publică în jurul proiectului nu a fost suficientă. Autoritățile franceze consideră, dimpotrivă, că procedura pentru dezbaterea publică este satisfăcătoare. Astfel:

(1) Proiectul a făcut obiectul unei autorizații sub forma unui decret prefectoral care stabilește dispozițiile pe care operatorul va trebui să le îndeplinească pentru a asigura protecția mediului, în conformitate cu titlul 1 din cartea V din Codul mediului referitor la instalațiile clasificate pentru protecția mediului;

(2) Proiectul a făcut obiectul unei anchete publice care a avut loc între 15.09.2014 și 31.10.2014, în condițiile stabilite în decretul prefectoral din 18 august 2014. Concluziile anchetei publice evidențiază faptul că informarea publicului a fost suficientă și a permis o consultare efectivă. În plus, autoritățile franceze reamintesc că faptul că majoritatea răspunsurilor primite sunt nefavorabile nu repune în discuție decizia motivată a comisiei de anchetă;

(3) În plus, autoritățile franceze au reamintit că dezbaterea a avut loc la nivel local și regional și că acțiunea de consultare nu numai a permis informarea publicului, ci a fost, de asemenea, un prilej de a forma grupuri de lucru reunind asociații în favoarea sau împotriva proiectului.

5.2.4.2. Obiectul primei

(125) Autoritățile franceze consideră că afirmația unei părți interesate potrivit căreia licitația nu a fost transparentă, în măsura în care obiectul primei nu era definit în mod clar, nu este întemeiată.

(126) Potrivit afirmațiilor acestei părți, deși prima era destinată numai să acopere costurile suplimentare legate de localizarea instalației, transportul gazelor și data prevăzută pentru punerea în funcțiune, anumiți candidați ar fi solicitat în oferta lor o plată suplimentară care să compenseze lipsa de rentabilitate a centralei. Această plată nu ar fi conformă cu caietul de sarcini și ar introduce o denaturare a concurenței față de parcul cu cicluri combinate existent și, prin urmare, ar facilita crearea unui prejudiciu.

(127) Autoritățile franceze au reamintit faptul că candidatul selectat nu poate fi plătit decât cu suma primei propuse. Orice candidatură care solicită o plată suplimentară față de cea a primei fixe, al cărei obiect este descris în detaliu în caietul de sarcini, ar fi neconformă. Prin urmare, nicio plată suplimentară nu poate fi prevăzută și, de asemenea, nu poate fi luată în considerare în evaluarea criteriului primei. Acest aspect a fost subliniat de CRE, ca răspuns la o întrebare adresată de un candidat în cadrul procedurii de licitație.

(128) În plus, potrivit autorităților franceze, acest aspect nu a creat dificultăți de interpretare candidaților care au depus o ofertă. Aceștia au reușit să integreze costurile suplimentare legate de punerea în funcțiune a instalației într-un context economic degradat în suma primei propuse.

6. **EVALUAREA MĂSURII**

6.1. **Existența ajutorului**

(129) Ajutoarele de stat sunt definite la articolul 107 alineatul (1) din TFUE „ajutoarele acordate de un stat membru sau prin intermediul resurselor de stat, sub orice formă, care denaturează sau amenință să denatureze concurența prin favorizarea anumitor întreprinderi sau a producerii anumitor bunuri, în măsura în care acestea afectează schimburile comerciale dintre statele membre”.

(130) Rezultă din considerentul de mai sus că pentru calificarea unei măsuri drept ajutor de stat se impune îndeplinirea cumulativă a următoarelor trei condiții: (a) măsura trebuie să fie imputabilă statului și să fie finanțată din resurse de stat; (b) măsura conferă un avantaj selectiv susceptibil să favorizeze anumite întreprinderi sau producția anumitor bunuri; (c) măsura trebuie să denatureze sau să amenințe să denatureze concurența și să fie de natură să afecteze schimburile comerciale dintre statele membre.

6.1.1. *Ajutor imputabil statului și acordat prin intermediul resurselor de stat*

(131) Pentru a fi considerată ajutor de stat, o măsură financiară trebuie să fie imputabilă statului membru și acordată, direct sau indirect, prin intermediul resurselor de stat.

(132) În speță, se prevede ca remunerația plătită către CEB să fie recuperată din prețurile cu amănuntul ale energiei electrice prin intermediul CSPE (a se vedea considerentul 42).

(133) Astfel cum s-a explicat în decizia de inițiere a procedurii, Comisia concluzionează că CSPE constituie o resursă de stat, întrucât este vorba despre „o taxă impusă de stat, care este colectată și gestionată de o entitate desemnată de către stat pentru a gestiona schema de ajutor în conformitate cu normele stabilite de stat". Astfel cum a statuat Curtea ([25]), fondurile care sunt finanțate din contribuții obligatorii impuse de legislația statului membru, administrate și repartizate în conformitate cu această legislație, pot fi considerate resurse de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, chiar dacă sunt administrate de entități publice sau private distincte de autoritatea publică ([26]).

(134) În cele din urmă, măsura este imputabilă statului, întrucât anunțul pentru invitația de participare la licitație a fost publicat de către ministrul responsabil cu energia și acesta din urmă a ales candidatul.

6.1.2. *Avantajul economic*

(135) Pentru a constitui ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, măsura trebuie să constituie un avantaj pentru întreprinderea beneficiară, ceea ce înseamnă că întreprinderea nu ar fi putut obține avantajul respectiv în condiții normale de piață, adică în absența intervenției statului.

(136) Autoritățile franceze consideră că măsura în cauză nu constituie un avantaj economic, întrucât aceasta îndeplinește toate criteriile enunțate în hotărârea *Altmark* ([27]). În decizia sa de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoielile cu privire la această evaluare și, în special, cu privire la chestiunea îndeplinirii primului criteriu.

(137) Este necesar să se evalueze, având în vedere jurisprudența *Altmark* ([27]) dacă măsura în cauză oferă un avantaj pentru CEB.

(138) În hotărârea sa în cauza *Altmark*, Curtea a statuat că, „în măsura în care o intervenție a statului trebuie considerată a fi o compensație care reprezintă contraprestația serviciilor efectuate de întreprinderile beneficiare în vederea executării obligațiilor de serviciu public, astfel încât aceste întreprinderi nu profită, în realitate, de un avantaj financiar, iar această intervenție nu are ca efect plasarea acestora într-o poziție concurențială mai favorabilă în raport cu întreprinderile concurente, o astfel de intervenție nu intră sub incidența articolului 92 alineatul (1) din tratat" ([28]).

(139) Trebuie reamintit că autoritățile franceze consideră că măsura nu constituie un avantaj economic, întrucât aceasta îndeplinește toate criteriile enunțate în hotărârea *Altmark*.

(140) Potrivit Curții de Justiție ([29]), pentru ca o compensație pentru un serviciu public să nu fie calificată drept ajutor de stat, trebuie să fie îndeplinite următoarele patru criterii cumulative:

1. întreprinderea beneficiară trebuie să fie însărcinată efectiv cu exercitarea unor obligații de serviciu public, iar aceste obligații trebuie să fie definite în mod clar;

2. parametrii pe baza cărora se calculează compensația trebuie stabiliți în prealabil, în mod obiectiv și transparent;

3. compensația nu poate depăși ceea ce este necesar pentru acoperirea integrală sau parțială a costurilor survenite în timpul îndeplinirii obligațiilor de serviciu public, luând în considerare veniturile relevante și un profit rezonabil; și

4. în cazul în care alegerea întreprinderii însărcinate cu îndeplinirea obligațiilor de serviciu public nu se face în cadrul unei proceduri de achiziții publice care permite selectarea ofertantului care este capabil să furnizeze aceste servicii la cel mai mic cost pentru comunitate, nivelul compensației necesare trebuie să fie determinat pe baza unei analize a costurilor pe care o întreprindere tipică, bine gestionată și dotată corespunzător cu mijloacele necesare pentru a îndeplini obligațiile de serviciu public, le-ar fi suportat, luând în considerare veniturile relevante și un profit rezonabil pentru executarea acestor obligații.

([25]) CJUE, Hotărârea din 19 decembrie 2013, Vent de Colère! c. Ministrul responsabil cu ecologia, C262/12.
([26]) CJUE, Hotărârea din 2 iulie 1974, Italia/Comisia, 173/73, Rec., p. 709, punctul 35.
([27]) CJUE, 24 iulie 2003, Altmark Trans GmbH și Regierungspräsidium Magdeburg c. Nahverkehrsgesellschaft GmbH, cauza C-280/00.
([28]) Idem, considerentul 87.
([29]) Idem, considerentele 88-94.

(141) În ceea ce privește primul criteriu, dacă se acceptă faptul că statele membre dispun de o largă putere de apreciere pentru a determina ce servicii pot fi considerate obligații de serviciu public ([30]), Curtea a reamintit recent ([31]) că, atunci când există norme specifice de drept al Uniunii care reglementează definiția conținutului și a domeniului de aplicare al SIEG, acestea sunt obligatorii pentru statele membre, în conformitate cu punctul 46 din Comunicarea Comisiei privind aplicarea normelor Uniunii Europene în materie de ajutor de stat în cazul compensației acordate pentru prestarea unor servicii de interes economic general. Aceste norme vizează, în general, să armonizeze legislațiile în vederea eliminării obstacolelor în calea libertății de circulație și a libertății de a presta servicii. Faptul că acestea sunt adoptate în conformitate cu alte dispoziții ale tratatului decât cele referitoare la controlul ajutoarelor de stat și au drept scop, în primul rând, realizarea pieței interne nu limitează relevanța acestora în ceea ce privește primul dintre criteriile *Altmark*.

(142) Având în vedere observațiile părților interesate și răspunsurile furnizate de Franța (secțiunea 5), Comisia consideră că măsura nu îndeplinește primul criteriu *Altmark* referitor la clasificarea obligațiilor de serviciu public („OSP") – în special pentru sectorul energetic, pentru două motive.

(143) În primul rând, astfel cum a explicat Comisia ([32]), nu este oportun să se califice drept obligație de serviciu public o activitate care ar fi deja sau care ar putea fi furnizată în mod satisfăcător de către piață. În cadrul acestei analize, îmbunătățirile posibile ale funcționării pieței, care pot fi aplicate de către statele membre, trebuie, de asemenea, să fie luate în considerare. Într-adevăr, în cazul în care astfel de modificări sunt posibile, nu este adecvat ca activitatea să fie calificată drept obligație de serviciu public. Or, în speță, piața poate fi considerată disfuncțională, în măsura în care aceasta nu trimite semnale de preț suficiente pentru a determina investițiile la nivel local. Acesta este, în special, cazul piețelor pe termen scurt, cum ar fi piețele de echilibrare ale căror mecanisme de ajustare nu produc încă, la data proiectului, un semnal de preț local suficient.

(144) În al doilea rând, existența unei discriminări în materie de tehnologii nu permite calificarea serviciului drept obligație de serviciu public. În speță, articolul 3 alineatul (2) din Directiva privind energia electrică ([33]) prevede condiții specifice cu privire la capacitatea statelor membre de a pune în aplicare OSP în sectorul energiei electrice liberalizat. În special, articolul 3 alineatul (2) limitează posibilitățile statelor membre în ceea ce privește punerea în aplicare a OSP în sectorul energiei electrice la obiective specifice ([34]): „statele membre pot impune întreprinderilor din sectorul energiei electrice, în interesul economic general, obligații de serviciu public referitoare la siguranță, inclusiv siguranța alimentării, regularitatea, calitatea și prețul furnizărilor, precum și protecția mediului, inclusiv eficiența energetică, energia din surse regenerabile și protecția climei." Același articol 3 alineatul (2) prevede, în plus, că OSP în sectorul energiei electrice trebuie să fie „clar definite, transparente, nediscriminatorii și ușor de verificat și garantează întreprinderilor de energie electrică comunitare accesul egal la consumatorii naționali".

(145) Comisia consideră că acest criteriu al nediscriminării, analizat în contextul existenței unei obligații de serviciu public, trebuie să fie interpretat în mod strict. Notificarea transmisă de Franța precizează că procedura de licitație vizează construirea și exploatarea unei instalații de producere a energiei electrice care face apel, exclusiv, la tehnologia cu ciclu combinat ([35]). Cu alte cuvinte, licitația a fost limitată la o singură tehnologie (GCC), excluzând, în special, tehnologiile de tip convențional OCG sau TAC, care ar fi putut, de asemenea, să furnizeze centralei beneficiare serviciile solicitate.

(146) Astfel cum s-a explicat în considerentele 84 și 89, autoritățile franceze consideră că faptul că măsura nu este neutră din punct de vedere tehnologic nu constituie o discriminare în sensul articolului 3 alineatul (2) din Directiva 2009/72/CE, întrucât toate întreprinderile au acces la tehnologia GCC, precum și la toate tehnologiile convenționale. Cu toate acestea, măsurile de ajutor trebuie să fie concepute astfel încât toate capacitățile de producție care pot contribui efectiv la soluționarea unei probleme privind caracterul adecvat al capacităților de producție să participe la aceste măsuri, în special participarea unor producători care folosesc tehnologii diferite. În consecință, argumentul invocat de Franța, potrivit căruia toate întreprinderile ar putea avea acces la tehnologia GCC, nu exclude caracterul discriminatoriu al măsurii

([30]) Comunicarea Comisiei privind aplicarea normelor Uniunii Europene în materie de ajutor de stat în cazul compensației acordate pentru prestarea unor servicii de interes economic general (JO C 8, 11.1.2012, p. 4), punctul 46.
([31]) Tribunal, 1 martie 2017, cauza T-454/13, SNCM c/Comisia, punctul 113.
([32]) Comunicarea Comisiei privind aplicarea normelor Uniunii Europene în materie de ajutor de stat în cazul compensației acordate pentru prestarea unor servicii de interes economic general (JO C 8, 11.1.2012, p. 4), punctul 48.
([33]) Directiva 2009/72/CE.
([34]) Cauza C-242/10 – *Enel Produzione*, ECLI:EU:C:2011:861, punctul 42.
([35]) Punctul 20 din notificarea transmisă de Franța.

(147) De asemenea, Comisia ia act de faptul că licitația viza creșterea nivelului producției de energie electrică din regiune în vederea menținerii siguranței în aprovizionare în pofida închiderii planificate a mai multor unități de producție și găsirea de soluții pentru problema recurentă a tensiunii din Bretania. Pentru a realiza acest dublu obiectiv, caietul de sarcini enumera o serie de cerințe care trebuie îndeplinite de către viitoarea centrală beneficiară. Aceasta trebuia să aibă o putere activă de circa 450 MW (+/– 10 %), să fie situată în partea de vest a Bretaniei și să fie disponibilă în orice moment pentru a permite mobilizarea sa de către RTE, prin intermediul mecanismului de ajustare. În ceea ce privește această ultimă cerință, în caietul de sarcini se preciza că centrala trebuie să poată fi mobilizată de către RTE într-un termen care nu depășește cincisprezece ore atunci când instalația este oprită și două ore atunci când instalația este în funcțiune, că nu pot exista constrângeri în ceea ce privește durata maximă pentru activarea ofertelor de ajustare și că duratele minime ale ofertelor de ajustare trebuie să fie mai mici sau egale cu trei ore pentru o instalație în funcțiune, cu opt ore pentru o instalație oprită. Aceste condiții urmăresc să garanteze capacitatea de reacție și flexibilitatea centralei și să asigure, astfel, că RTE va putea mobiliza centrala pentru a răspunde unor necesități punctuale și temporare, asigurând atât menținerea tensiunii, cât și echilibrul local. Franța nu contestă, în considerentele 107 și 108, că aceste condiții ar putea fi îndeplinite de către toate centralele convenționale, și anume cele de tip GCC, OCG și TAC.

(148) De asemenea, analiza caracterului adecvat al diverselor tehnologii în ceea ce privește obiectivele vizate de licitație conduce la concluzia că cele trei tehnologii convenționale (GCC, OCG și TAC) ar fi putut răspunde nevoilor identificate de autoritățile franceze, deși în condiții de eficiență diferite. Cu toate acestea, licitația are în vedere numai crearea unei centrale de tip GCC. Prin urmare, Comisia concluzionează că licitația este discriminatorie.

(149) Or, astfel cum se precizează în considerentul 144, obligația de serviciu public trebuie neapărat să fie nediscriminatorie. Discriminarea constatată în ceea ce privește unele tehnologii convenționale exclude, prin urmare, calificarea măsurii drept obligație de serviciu public.

(150) Astfel, argumentul susținut de Franța, prezentat în considerentul 84, potrivit căruia măsura nu constituie o discriminare față de celelalte tipuri de tehnologii convenționale, nu este admisibil. Prin urmare, Comisia concluzionează că măsura nu poate fi considerată o obligație de serviciu public. În consecință, primul criteriu enunțat în hotărârea *Altmark* nu este respectat.

(151) De asemenea, măsura constituie un avantaj. Astfel, în temeiul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, avantajul este un avantaj economic pe care o întreprindere nu l-ar fi putut obține în condiții normale de piață, adică în absența intervenției statului. În speță, consorțiul va beneficia de o primă care nu este atribuită în condiții normale de piață, ci rezultă dintr-o subvenție publică. În consecință, măsura poate fi calificată drept un avantaj acordat câștigătorului licitației.

(152) În al doilea rând, pentru a fi considerată selectivă în temeiul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, o măsură de ajutor trebuie să favorizeze „anumite întreprinderi sau producerea anumitor bunuri". În cazul de față, măsura este atribuită exclusiv câștigătorului licitației și, prin urmare, este considerată a fi selectivă.

(153) Prin urmare, Comisia consideră că măsura conferă un avantaj selectiv în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

6.1.3. *Efectul asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre*

(154) Ajutorul public pentru întreprinderi, în sensul articolului 107 alineatul (1), are un efect asupra concurenței doar în cazul în care „denaturează sau (…) amenință să denatureze concurența prin favorizarea anumitor întreprinderi sau a producerii anumitor bunuri" și în măsura în care acestea „afectează schimburile comerciale dintre statele membre". Se consideră că o măsură acordată de către stat denaturează sau amenință să denatureze concurența în cazul în care aceasta este susceptibilă să consolideze poziția concurențială a beneficiarului în raport cu alte întreprinderi concurente ([36]). În practică, o denaturare în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE este constatată, în general, atunci când statul acordă un avantaj financiar unei întreprinderi într-un sector în care există concurență ([37]). În cazul de față, măsura este de natură să consolideze poziția concurențială a consorțiului CEB în raport cu celelalte întreprinderi, permițându-i să își majoreze capacitatea de a produce energie electrică în raport cu restul concurenței.

([36]) Hotărârea Curții de Justiție din 17 septembrie 1980, Philip Morris, 730/79
([37]) Hotărârea Tribunalului din 15 iunie 2000, Alzetta, cauzele conexate T-298/97, T-312/97

(155) Sprijinul public pentru întreprinderi constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE doar în măsura în care acesta „afectează schimburile comerciale dintre statele membre". Sprijinul public poate fi considerat ca având un efect asupra schimburilor comerciale dintre statele membre chiar dacă beneficiarii nu sunt direct implicați în comerțul transfrontalier. În plus, valoarea relativ mică a unui ajutor sau dimensiunile relativ mici ale întreprinderii care beneficiază de acesta nu exclud, *a priori*, posibilitatea ca schimburile comerciale dintre statele membre să fie afectate ([38]). În cazul de față, beneficiarul ajutorului va primi un avantaj pe care concurenții săi străini nu vor putea să îl obțină, având în vedere caracterul selectiv al ajutorului.

(156) În plus, efectele unui ajutor asupra concurenței și asupra schimburilor comerciale dintre statele membre pot fi caracterizate având în vedere că măsura aduce beneficii unei întreprinderi care își desfășoară activitatea într-un sector care a făcut obiectul unui proces de liberalizare la nivel european ([39]). În cazul de față, sectorul energetic a fost supus unei astfel de liberalizări.

(157) Prin urmare, măsura va afecta concurența și schimburile comerciale dintre statele membre.

6.1.4. *Concluzii privind existența ajutorului*

(158) Din motivele menționate mai sus, Comisia consideră că măsura constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

6.2. **Legalitatea ajutorului**

(159) Măsura nu a fost încă pusă în aplicare. Aceasta va fi plătită în momentul punerii în funcțiune a centralei, începând cu […]. În consecință, măsura va fi pusă în aplicare după adoptarea prezentei decizii. Prin urmare, aceasta nu poate fi considerată ca fiind ilegală.

6.3. **Compatibilitatea cu piața internă**

6.3.1. *Justificarea cadrului analitic utilizat*

(160) Serviciul nu poate fi calificat drept obligație de serviciu public, astfel cum se prevede în considerentele 144-147. Prin urmare, Comunicarea Comisiei privind Cadrul SIEG nu se aplică în situația de față.

(161) În consecință, Comisia evaluează compatibilitatea măsurii în baza secțiunii 3.9 din OAME. Punctele 19-34 din OAME definesc noțiunea de caracter adecvat al capacităților ca: (i) nivelul de producție considerat suficient pentru a satisface nivelurile cererii într-un stat membru pe parcursul unei perioade date; (ii) determinat pe baza unui indicator statistic clasic utilizat de organizații esențiale (de exemplu, rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică („ENTSO-E").

(162) În ceea ce privește primul criteriu, Comisia consideră că măsura se referă la asigurarea unui nivel de producție suficient pentru a satisface nivelurile cererii în Bretania, din punct de vedere atât cantitativ (a se vedea considerentul 166), cât și calitativ (considerentul 174).

(163) În ceea ce privește al doilea criteriu, Comisia consideră că indicatorii care stau la baza caracterului suficient al răspunsului adus de centrala GCC sunt demonstrați în mod satisfăcător (a se vedea considerentul 168).

6.3.2. *Obiectiv de interes comun și necesitate*

(164) Comisia consideră că măsura contribuie la realizarea unui obiectiv de interes comun și este necesară, în conformitate cu secțiunile 3.9.1 și 3.9.2 din OAME, dacă îndeplinește următoarele condiții: (i) problema caracterului adecvat al capacităților de producție trebuie să fie identificată prin intermediul unui indicator cuantificabil și rezultatele trebuie să fie coerente cu analiza realizată de ENTSO-E; (ii) măsura trebuie să urmărească un obiectiv bine definit; (iii) măsura trebuie să vizeze natura și cauzele problemei și, în special, disfuncționalitatea pieței care împiedică piața să furnizeze nivelul de capacitate necesar; și (iv) statul membru trebuie să fi avut în vedere alte opțiuni de soluționare a problemei.

([38]) Hotărârea Curții de Justiție din 14 ianuarie 2015, Eventech/The Parking Adjudicator, C-518/13.
([39]) Hotărârea Curții de Justiție din 10 ianuarie 2006 în cauza C-222/04.

(165) Problema caracterului adecvat al capacității a fost identificată și cuantificată în mod clar. Închiderea, programată în 2017 în lipsa investițiilor privind capacitatea, a patru TAC din Brennelis și Dirinon și a secțiunilor cu păcură din cadrul sitului de la Cordemais ar crea un deficit rezidual de capacitate estimat între 200 MW și 600 MW pe an, în perioada 2017-2020, astfel cum se menționează în considerentul 81. Chiar dacă o prelungire a duratei de viață a acestor centrale era preconizată, acestea ar trebui să fie oprite cel mai târziu în 2023. În această privință, Comisia remarcă nivelul scăzut al producției proprii în Bretania, cu 13,3 % din consumul în 2014, din care 11,8 % cota energiilor regenerabile, ceea ce evidențiază nivelul nesemnificativ al producției care nu este intermitentă. Aceste elemente pledează împotriva celor susținute de către anumite părți interesate (a se vedea considerentul 55). În schimb, acestea confirmă argumentele prezentate de respectivele părți interesate expuse în considerentele 61, 63 și 81.

(166) Comisia consideră, de asemenea, că riscurile legate de menținerea tensiunii au fost demonstrate în mod satisfăcător de către autoritățile franceze. Într-adevăr, RTE a decis să instituie, de patru ori în cursul anului 2012, un dispozitiv specific pentru a combate orice incident legat de o cădere de tensiune în Bretania. Un astfel de dispozitiv constă într-un sistem de declanșare a întreruperii consumului pus în funcțiune în perioadele cele mai critice.

(167) Necesitatea măsurii propuse de autoritățile franceze se bazează pe date cuantificate provenite din studiile realizate de RTE în cadrul activității sale de publicare anuală ([40]).

(168) Pe de o parte, metoda utilizată este în conformitate cu cea utilizată în bilanțul previzional al RTE. Această metodă se bazează pe o abordare probabilistă în care nivelurile ofertei și cererii sunt confruntate printr-o simulare a funcționării sistemului de energie electrică european, la intervale de o oră pe durata unui an întreg. Anumiți parametri, cum ar fi disponibilitatea parcului, se bazează pe parametrii de referință ai studiilor efectuate de ENTSO-E.

(169) Pe de altă parte, în ceea ce privește fondul, datele furnizate se bazează pe elementele de bilanț care atestă: (i) o dinamică de consum de 2,7 ori mai mare decât tendința națională în perioada 2006-2012 (creștere a consumului de 1,6 % în medie în ultimii șase ani în Bretania); (ii) vârfuri de consum sensibile încă la condițiile climatice și mai mari decât sensibilitatea medie din Franța, care se explică, în principal, prin structura consumului din regiune, în care sectorul rezidențial și cel terțiar ocupă un loc important; (iii) mijloace de producție locale insuficiente, întrucât mijloacele de producție situate în Bretania furnizează doar 13 % din energia electrică consumată în regiune, (a se vedea considerentul 166); și (iv) îmbunătățiri aduse rețelei care răspund parțial problemei legate de caracterul adecvat al acesteia. Într-adevăr, dezechilibrul dintre energia produsă și energia consumată afectează securitatea aprovizionării în regiune și, în special, următoarele puncte de fragilitate: partea de nord a Bretaniei, care acoperă cea mai mare parte din departamentul Côtes d'Armor, precum și aglomerațiile Saint-Malo și Dinard, a căror alimentare ar urma să fie întreruptă în caz de indisponibilitate a axei de 44 kV Domloup-Plaine Haute și întreaga regiune Bretania, supusă unui risc de cădere a tensiunii provocată de distanța mare dintre siturile de producție și centrele de consum. Mai multe investiții au fost realizate de RTE, în special instalarea între 2011 și 2013 a unor mijloace de compensare distribuite pe întreg teritoriul regiunii de vest pentru o capacitate totală de 1 150 MVAR (mega-volt amper reactiv), pentru a se asigura un nivel de putere necesar în perioadele de frig. Potrivit RTE, aceste mijloace de compensare trebuie să fie completate de racordarea GCC din Landivisiau pentru a restabili marja de siguranță necesară față de riscul de cădere a tensiunii și a obține, astfel, un nivel suficient de siguranță ([41]).

(170) De asemenea, măsura urmărește un obiectiv bine definit constând în remedierea disfuncționalităților pieței, și anume o lipsă de investiții, în pofida necesității acestora în Bretania, pentru a evita o cădere a tensiunii în întreaga regiune, situație care nu ar putea fi compensată numai de crearea de linii electrice, astfel cum se explică în considerentul 98. Comisia validează argumentele potrivit cărora regiunea bretonă suferă de o „lipsă a fondurilor" care se explică prin prețuri care nu cresc suficient în contextul breton al lipsei de energie electrică și care nu pot, astfel cum se menționează în considerentele 101 și 95, să fie compensate printr-o fracționare a zonei tarifare. În plus, mecanismul de capacitate nu permite nici soluționarea nevoilor specifice ale regiunii (a se vedea considerentul 177).

(171) Aceste elemente explică în mod satisfăcător, în opinia Comisiei, lipsa investițiilor în noi capacități fără sprijin financiar public.

(172) Măsura vizează cauzele problemei identificate și, în special, disfuncționalitatea pieței care o împiedică să furnizeze capacitatea necesară, la două niveluri. Pe de o parte, alegerea tehnologiei GCC permite să se răspundă, în același timp, nevoilor de putere și celor de disponibilitate, astfel cum au fost identificate în PEB. GCC garantează

([40]) Bilanțul previzional pe anul 2013 al RTE
([41]) Bilanțul previzional pe anul 2013 al RTE, p. 42.

siguranța aprovizionării și contribuie la menținerea tensiunii electrice în zonă. Acest aspect este dezvoltat în considerentul 104 și următoarele. Pe de altă parte, ponderea producției care nu este intermitentă și care este disponibilă în timpul vârfurilor de temperatură din timpul iernii este foarte scăzută, ceea ce prezintă un risc.

(173) În ceea ce privește justificarea necesității de a menține un nivel de tensiune constant, Comisia atrage atenția asupra existenței unei fragilități a energiei electrice, identificate de către RTE în nordul regiunii Bretania. Zona de nord a Bretaniei este alimentată de o linie cu un singur circuit de 400 kV și două linii de 225 kV la vest de la situl La Martyre. În cazul unui incident de rupere a liniei dintre Rennes și SaintBrieuc, ar apărea sarcini excesive pe cele două linii de 225 kV, agravate de căderile de tensiune în zona La Rance. Această situație ar antrena un risc de pierdere a integralității alimentării zonei, în lipsa întreruperii consumului în zona de nord a Bretaniei. Mai mult, în cazul în care consumul este ridicat în întreaga zonă de vest, ca urmare a anumitor indisponibilități ale unor centrale sau a unor incidente pe rețea, Bretania este expusă unor riscuri de întreruperi specifice ale alimentării cu energie electrică, dar și unui risc de cădere a tensiunii generalizată în toată regiunea.

(174) Statul membru a justificat faptul că nu a utilizat alte tehnologii (de exemplu, energii din surse regenerabile), că a recurs la redistribuiri ale cererii, că a creat o zonă de preț sau că a realizat linii de interconexiuni. În opinia Comisiei, niciuna dintre aceste măsuri de remediere luate individual nu ar reuși să răspundă pe deplin riscurilor evidențiate și în special riscurilor de cădere a tensiunii, astfel cum se menționează în considerentul 16.

(175) În ceea ce privește justificarea faptului că nu s-a recurs exclusiv la liniile de interconexiuni, Comisia subliniază că Bretania, situată la capăt de linie, nu se află într-o situație comparabilă cu cea a altor regiuni franceze care au caracteristici similare (PACA, Franche-Comté, Pays de la Loire, Corsica). Aprovizionarea cu energie electrică este asigurată aici prin multiple interconexiuni cu alte regiuni. Menținerea tensiunii nu este problematică. În plus, aceste regiuni nu sunt situate „la capătul rețelei" ca Bretania. Corsica, care este slab interconectată ([42]), beneficiază de capacități importante pe teritoriul său.

(176) La 8 noiembrie 2016, Comisia a aprobat proiectul francez pentru un mecanism de asigurare a capacității ([43]). O participare a centralei la mecanismul de asigurare a capacității este prevăzută în principal prin intermediul reechilibrării, care va constitui doar o mică parte din veniturile totale ale centralei (aproximativ 1,5 % din veniturile anuale totale), impactul acestui mecanism asupra proiectului și luarea acestuia în considerare în evaluarea măsurii fiind limitate. Orice participare la mecanismul de capacitate dincolo de reechilibrare nu este prevăzută în planul de afaceri. În cazul în care o astfel de participare ar avea loc, remunerația care rezultă din participare ar fi dedusă din valoarea primei.

(177) În plus, în raportul său final cu privire la ancheta sectorială privind mecanismele de asigurare a capacității ([44]), Comisia consideră că, în cazul unei probleme locale de adecvare a capacității de producție, alegerea de a recurge la un mecanism de asigurare a capacității depinde de caracteristicile specifice ale pieței în cauză ([45]). În speță, existența unei cereri locale în Bretania nu ar implica în mod direct apariția unei oferte situate în Bretania. Într-adevăr, piața franceză a energiei electrice nu poate să dezvăluie cererea existentă de capacitate la nivel local. Caracterul extrem de localizat al lipsei de capacitate nu poate fi rezolvat în prezent numai prin mecanismul de capacitate nou aplicat în Franța.

(178) Din aceste motive, Comisia consideră că măsura în cauză, care servește obiectivul de interes comun de a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică, este necesară în Franța.

6.3.3. *Caracterul adecvat al ajutorului*

(179) Secțiunea 3.9.3 din OAME impune ca măsura să fie un instrument de intervenție adecvat pentru a atinge obiectivul de interes comun vizat. Astfel, pentru a fi considerată corespunzătoare, aceasta trebuie să îndeplinească următoarele condiții: (i) ajutorul trebuie să compenseze doar serviciul de disponibilitate a capacității; (ii) ajutorul trebuie să furnizeze stimulentele adecvate atât producătorilor existenți, cât și producătorilor viitori, precum și operatorilor care utilizează tehnologii substituibile, cum ar fi soluții de adaptare a cererii sau de stocare; și (iii) ajutorul trebuie să ia în considerare măsura în care capacitățile de interconexiune ar putea remedia eventualele probleme privind caracterul adecvat al capacităților de producție.

([42]) Puterea legăturii submarine cu Sardinia (cablu unic) este de 100 MW începând din 2010 (sursa: raport privind sistemele energetice insulare – Corsica în iulie 2015).
([43]) Cazul SA.39621 Mecanism de asigurare a capacității în Franța.
([44]) Raport al Comisiei – raport final al anchetei sectoriale privind mecanismele de asigurare a capacității, 30 noiembrie 2016 (http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_fr.pdf).
([45]) Raport al Comisiei – raport final al anchetei sectoriale privind mecanismele de asigurare a capacității, p. 17.

(180) În primul rând, Comisia constată că prima exclude orice plată pentru vânzarea de energie electrică. Aceasta este alcătuită din: (i) o condiție privind valoarea capacității egală cu *[50 000-60 000]* EUR/MW/an și trei condiții legate de localizarea geografică a proiectului, și anume: (ii) o condiție privind costul suplimentar legat de transportul gazelor egal cu *[20 000-40 000]* EUR/MW/an; (iii) o condiție privind costul suplimentar legat de racordare egal cu 6 000 EUR/MW/an; și (iv) o condiție privind costul suplimentar legat de anumite măsuri de protecție a mediului de 2 000 EUR/MW/an. În consecință, prima are legătură cu remunerația unei capacități și exclude orice plată efectuată în legătură cu vânzarea de energie electrică.

(181) În al doilea rând, deși Comisia consideră că ajutorul a fost acordat prin intermediul unei proceduri de licitație discriminatorie (a se vedea considerentul 145), aceasta consideră că este legal ca autoritățile franceze să fi deschis licitația doar pentru participarea centralelor de tip GCC. Într-adevăr, această limitare se explică printr-o necesitate specifică de menținere a tensiunii în condiții energetice și de mediu satisfăcătoare. Dintre centralele termice și, prin urmare, față de centralele pe bază de cărbune și de tehnologiile pe bază de păcură, centralele pe bază de gaze sunt cele mai puțin poluante (a se vedea, de asemenea, considerentul 102). Alegerea unei centrale de tip GCC, în comparație cu alte tipuri de centrale pe bază de gaze, în special OCG, este preferabilă din punctul de vedere al mediului, întrucât aceasta reprezintă un mijloc de producție cu un nivel înalt de performanță energetică, utilizând numai gazele naturale, un combustibil care emite cel mai puțin CO_2 dintre combustibili fosili și, în același timp, oferind flexibilitatea și reactivitatea necesare pentru a răspunde disfuncționalităților de piață identificate.

(182) În al treilea rând, măsura de ajutor ține cont de capacitățile de interconexiune, dar această opțiune nu răspunde în mod satisfăcător necesității de menținere a nivelului de tensiune. În plus, construirea de interconexiuni este rezultatul unei viziuni pe termen lung. Proiecte de interconexiune sunt deja în curs de elaborare, vizând mărirea capacității de interconexiune între Franța și Regatul Unit, între Bretania și Irlanda. De asemenea, Comisia ia act de faptul că măsura nu exclude o creștere a fluxurilor care tranzitează Bretania în cadrul creării interconexiunii.

(183) În plus, o serie de măsuri alternative nu sunt adecvate:

1. Energia din surse regenerabile, de asemenea luată în considerare în cadrul PEB, nu garantează, prin ea însăși și în această regiune situată la capătul liniei, menținerea tensiunii sau o gestionare eficientă a vârfurilor de cerere.

2. Celelalte situri de producție de energie convențională ating limita exploatării lor, iar TAC menționate anterior din această regiune vor fi închise începând din 2023. Caracterul poluant al acestora, evidențiat în considerentul 81, face imposibilă considerarea unei prelungiri suplimentare a duratei lor de viață.

3. Nivelul investițiilor în interconexiune, de ordinul a 45 de milioane EUR în 2015, va contribui în mod insuficient la necesitățile de capacitate ale regiunii. Comisia observă că s-au realizat deja lucrări importante pe rețea de către RTE, dar acestea nu sunt suficiente pentru a atinge obiectivul de securitate a aprovizionării. Măsurile respective au cuprins: consolidarea „plasei de siguranță" bretone între 2011 și 2013, instalarea unui transformator de defazare pe situl de la Brennilis (2015) și dublarea capacităților de transformare 400/225 kV în Plaine Haute (2015). Cu toate acestea, după 2017, transformatorul de defazare de la Brennilis nu va mai fi suficient pentru a asigura aprovizionarea în nordul regiunii Bretania. Acest argument confirmă elementele prezentate de părțile interesate în considerentul 65 punctul 2.

4. Redistribuirea cererii nu este un instrument adecvat. Comisia subliniază că integrarea redistribuirii cererii la diferitele mecanisme de echilibrare a fost consolidată: după un program de 4 ani, toate piețele (energie, rezerve, servicii de sistem) sunt deschise la redistribuiri ale cererii începând cu 1 iulie 2014. Cu toate acestea, redistribuirea cererii nu este de natură să realizeze obiectivul măsurii care vizează, în același timp, echilibrul între oferta și cererea de energie electrică și menținerea tensiunii.

    1. În ceea ce privește echilibrul între ofertă și cerere, redistribuirea cererii permite efectiv reducerea sau amânarea consumului. Cu toate acestea, dispozitivul respectiv nu este axat pe criterii geografice. Mai mult, în prezent este dificil să se mobilizeze suficiente capacități de redistribuire a cererii pentru a remedia dezechilibrul regional. De exemplu, un program de experimentare realizat de către RTE în Bretania și menit să mobilizeze oferte locale de redistribuire a cererii a permis mobilizarea a 62 MW între 1 noiembrie 2014 și 31 martie 2015 ([46]), comparativ cu un deficit rezidual estimat între 200 MW și 600 MW (considerentul 166). Chiar dacă ar fi instituit un dispozitiv în Bretania, acesta nu ar putea, prin însăși natura sa, să rezolve o problemă locală privind menținerea tensiunii, oferind o putere suficientă.

([46]) RTE, Bilanț previzional privind echilibrul dintre cerere și ofertă de energie electrică în Franța, ediția 2015, p. 67.

2. În ceea ce privește menținerea tensiunii, dacă redistribuirea cererii poate să reducă tensiunile la cererea în orele de vârf și să reducă vârfurile de consum fără a recurge la surse suplimentare de producție, acesta nu permite menținerea tensiunii, care, conform autorităților franceze, necesită o injecție de energie electrică locală pe durate care nu pot fi acoperite de redistribuirea cererii. Prin urmare, crearea de noi capacități este necesară pentru a realiza această injecție.

(184) Comisia consideră, în sfârșit, că articolul 194 din TFUE invocat de autoritățile franceze (a se vedea considerentul 105) nu le scutește de respectarea legislației în vigoare privind ajutorul de stat, în cazul în care acesta este acordat unui producător de energie electrică.

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

6.3.4. *Efect stimulativ*

(186) Efectul stimulativ al ajutorului va fi analizat pe baza condițiilor prevăzute în secțiunea 3.2.4 din OAME. Un astfel de efect există atunci când ajutorul determină schimbarea comportamentului beneficiarului pentru a îmbunătăți modul de funcționare a pieței energetice; o schimbare de comportament care nu s-ar produce în absența ajutorului respectiv.

(187) Comisia ia act de faptul că prima permite investiții în capacități noi care nu ar fi fost realizate în absența ajutorului, ca urmare a specificităților pieței bretone. Prin urmare, fără primă, proiectul nu ar fi generat o rentabilitate suficientă (considerentul 23). În acest context, Comisia respinge argumentele părților interesate prezentate în considerentele 67 și 68.

(188) Prin urmare, Comisia concluzionează că măsura are efectul stimulativ necesar.

6.3.5. *Proporționalitate*

(189) Comisia evaluează proporționalitatea măsurii în conformitate cu secțiunea 3.9.5 din OAME. O măsură este proporțională atunci când îndeplinește următoarele condiții: (i) compensația permite beneficiarilor să obțină o rată a rentabilității rezonabilă (presupusă în cazul unei proceduri de ofertare concurențiale pe baza unor criterii clare, transparente și nediscriminatorii); și (ii) aceasta include mecanisme integrate pentru a împiedica apariția unor profituri excepționale.

(190) Aceste condiții sunt evaluate pe baza planului de afaceri transmis. Ipotezele din planul de afaceri au fost descrise în secțiunea 2.6 din prezenta decizie.

(191) Comisia observă, în primul rând, că durata de 20 de ani este necesară pentru a obține o RIR rezonabilă de [5-10] % în vederea comparării acesteia cu costul mediu ponderat al capitalului (a se vedea considerentul următor). O durată mai scurtă a proiectului ar conduce la o RIR mai scăzută, ceea ce nu este necesar ținând cont de un nivel al RIR deja considerat acceptabil de către Comisie. Acest argument respinge ipoteza enunțată în considerentul 68 punctul 1.

(192) Comisia menționează în continuare că RIR a proiectului este de [5-10] %. Proporționalitatea acestei RIR este evaluată prin comparație cu costul mediu ponderat al capitalului (CMPC). CMPC proiectului reflectă riscurile specifice ale proiectului, care nu pot fi diversificate. Comisia consideră că evaluarea RIR poate fi efectuată prin compararea sa cu CMPC al unui grup de societăți comparabile, a căror medie se ridică la 6,6 % pentru perioada 2007-2016, valoare apropiată de RIR a proiectului. Prin urmare, Comisia subliniază proximitatea între RIR și intervalul de CMPC relevant estimat, ceea ce îi permite să concluzioneze în mod favorabil cu privire la proporționalitatea măsurii.

(193) Fiabilitatea caracterului proporționat este consolidată de studiile de sensibilitate propuse. Într-adevăr, au fost efectuate studii în funcție de eventualele penalități de întârziere, în funcție de inflație, în funcție de luarea în considerare a unei eventuale valori terminale. Mai multe ipoteze de prețuri au fost luate în considerare pentru evaluarea consecințelor contractului de *tolling* asupra planului de afaceri.

(194) În ceea ce privește prevenirea riscului de realizare a unor profituri excepționale, Comisia remarcă faptul că, prin construcție, planul de afaceri prezentat de către consorțiu nu permite realizarea de profituri excepționale. Cele două componente principale ale veniturilor sunt, pe de o parte, prima primită care depinde de disponibilitatea centralei, negociată în mod contractual, și care, prin urmare, nu permite realizarea unui profit excepțional. Pe de altă parte, remunerația în temeiul contractului de *tolling* este negociată, de asemenea, în mod contractual și nu oferă consorțiului posibilitatea de a realiza profituri excepționale.

(195) În cele din urmă, Comisia observă că consorțiul va avea posibilitatea de a participa la mecanismul de asigurare a capacității, conform condițiilor prezentate în considerentul 25. Cu toate acestea, remunerația permisă prin participarea, după caz, la mecanismul de asigurare a capacității va fi dedusă din primă. Lipsa unei duble remunerații reprezintă, așadar, un element de sprijin al proporționalității măsurii.

(196) Prin urmare, Comisia consideră că mecanismul este proporțional cu obiectivul său.

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

(197) În conformitate cu punctul 3.9.6 din OAME, pentru a fi considerate compatibile, măsurile de ajutor trebuie să îndeplinească următoarele condiții: (i) să fie deschise tuturor furnizorilor de capacitate utili, atunci când acest lucru este posibil din punct de vedere tehnic și fizic; (ii) să nu reducă stimulentele pentru investiții în interconexiuni și să nu pericliteze cuplarea piețelor; (iii) să nu pericliteze deciziile de investiții înainte de introducerea măsurii; (iv) să nu consolideze nejustificat pozițiile dominante; și (v) să acorde prioritate producătorilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în cazul unor parametri tehnici și economici echivalenți.

(198) În ceea ce privește primul criteriu, considerentul 232 din OAME precizează că participarea la mecanismele de asigurare a capacității „poate fi restricționată doar în cazul în care calitățile tehnice necesare pentru a remedia problema caracterului adecvat al capacităților de producție sunt insuficiente” ([47]). În cazul de față, Comisia consideră că calitățile tehnice ale anumitor capacități de producție, în special GCC, sunt în mod clar mai potrivite pentru a remedia în mod eficient problema caracterului adecvat al capacităților decât altele, în special OCG și TAC. Mai precis, calitățile tehnice ale acestora din urmă nu permit optimizarea randamentului energetic și, prin urmare, economic al proiectului de investiții, atunci când se analizează modalitățile și durata de funcționare a mijloacelor de producție solicitate de autoritățile franceze, pentru a face față problemei caracterului adecvat al capacităților identificate.

(199) În cazul de față, Comisia observă că nu toate tehnologiile convenționale dispun de capacități tehnice echivalente pentru a răspunde destul de eficient și viabil tuturor nevoilor identificate la punctul 3.3 din caietul de sarcini.

(200) În primul rând, în ceea ce privește comparația cu OCG, studiile efectuate de Agenția Internațională a Energiei – Agenția pentru energia nucleară (AIE-AEN) „Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition” demonstrează că GCC constituie un mijloc de producere a energiei electrice mult mai economic în cazul unor perioade de funcționare semnificative. Costurile de referință ale producției de energie electrică prezentate de acest studiu arată, astfel, că LCOE ([48]) al unei centrale OCG construite în Belgia sau în Germania ([49]) este considerabil mai mare decât LCOE ale unor centrale GCC belgiene sau germane. Calculate în EUR/MWh, atât costurile de investiții, cât și costurile de exploatare-întreținere sunt astfel mai mari pentru o OCG decât pentru o GCC. Concluziile acestui studiu sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Costul mediu total pentru producția de energie electrică

Table 3.9: Levelised cost of electricity for natural gas plants

Country	Technology	Net capacity ([1]) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost ([2]) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Belgium	CCGT	420	60	9,65	13,82	17,45
	OCGT	280	44	14,54	20,82	26,28
France	CCGT	575	61	6,92	11,37	15,40

([47]) Considerentul 232 litera (a) din OAME.
([48]) „Levelized cost of electricity”: costul electricității produse.
([49]) Acest studiu nu prezintă costul unei OCG în Franța, nicio construcție recentă sau viitoare nepermițând stabilirea unui cost de referință pentru țara noastră.

Country	Technology	Net capacity (1) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost (2) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Germany	CCGT	500	60	6,77	10,90	14,56
	OCGT	50	40	39,90	60,80	79,19
Hungary	CCGT (dual fuel)	448	59	7,53	11,79	15,67
Japan	CCGT	441	55	8,67	13,96	18,64
Korea	CCGT	396	58	7,03	11,29	15,04
	CCGT	791	61	5,86	9,40	12,52
Netherlands	CCGT	870	59	7,89	12,70	16,96
New Zealand	CCGT	475	45	10,09	15,38	20,03
	OCGT	200	30	28,31	43,13	56,18
Portugal	CCGT	445	60	8,35	12,72	16,57
United Kingdom	CCGT	900	59	7,64	12,02	16,03
	OCGT	565	39	48,11	74,54	98,37
United States	CCGT	550	60	8,06	13,24	17,94
Non-OECD countries						
China	CCGT	350	55 %	4,36	7,03	9,38

(1) Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
(2) Investment cost includes overnight cost (with contingency) as the implied IDC.

(Continuarea tabelului – partea dreaptă)

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,21	0,12	0,07	74,62	10,08	3,97	98,54	102,61	106,19	Belgium
0,32	0,17	0,11	100,91	14,01	5,35	135,13	141,26	146,66	
0,11	0,05	0,02	68,99	10,56	6,25	92,83	97,21	101,23	France
0,11	0,05	0,02	74,00	9,90	7,71	98,49	102,56	106,20	Germany
0,76	0,36	0,20	111,00	15,15	29,68	196,50	216,99	235,23	
0,00	0,00	0,00	71,21	10,56	7,64	96,94	101,20	105,08	Hungary
0,15	0,06	0,03	104,07	10,95	9,38	133,21	138,42	143,07	Japan
0,00	0,00	0,00	98,97	10,27	5,55	121,82	126,08	129,82	Korea
0,10	0,04	0,02	95,21	9,89	4,05	115,11	118,60	121,70	

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,13	0,05	0,03	75,25	9,90	3,53	96,71	101,45	105,68	Netherlands
0,19	0,09	0,05	46,75	11,22	7,38	75,64	80,82	85,43	New Zealand
0,54	0,26	0,14	69,26	16,62	14,39	129,11	143,65	156,58	
0,16	0,08	0,04	74,00	9,90	6,24	98,65	102,93	106,75	Portugal
0,00	0,00	0,0	75,51	9,43	6,63	99,21	103,59	107,59	United Kingdom
0,00	0,00	0,00	113,85	14,22	36,45	212,63	239,06	262,89	
0,13	0,05	0,03	36,90	11,10	4,65	60,84	65,95	70,62	United States
Non-OECD counrtries									
0,07	0,03	0,01	71,47	11,02	3,25	90,17	92,79	95,13	China

Note: CGTs were modelled under an assumed capacity factor 85 %. OCGTs were modelled under nationally provides capacity factors.
Sursă: Nota autorităților franceze din 20 martie 2017, extrasă din studiul AIE-AEN din 2015, p. 48-49.

(201) Pe baza unei durate de funcționare estimate la *[3 000-6 500]* de ore pe an și aproximativ 1 600 GWh din producția anuală ([50]), Comisia consideră că calitățile tehnice ale OCG ar antrena, în cazul în care celelalte condiții nu se modifică și având în vedere dimensiunea ajutorului primit de CEB, costuri de producere a energiei electrice cuprinse între aproximativ 60 de milioane EUR și aproximativ 190 de milioane EUR, în comparație cu o cifră de afaceri de aproximativ 90 de milioane EUR pe an. Recurgerea la OCG ar modifica, în consecință, în mod excesiv echilibrul economic al proiectului și ar repune în discuție viabilitatea acestuia. Prin urmare, Comisia nu poate decât să concluzioneze cu privire la caracterul insuficient al calităților tehnice ale OCG, care nu pot să asigure viabilitatea proiectului și, în consecință, nu ar putea să rezolve problema legată de producția capacităților.

(202) În plus față de acest studiu, Comisia atrage atenția asupra faptului că respectivele costuri de producție mai mari ale OCG se explică printr-o eficiență energetică mai mică. Eficiența energetică a unei OCG este mai mică de 40 % sau chiar 55 % decât cea a unei GCC. Prin urmare, pentru o OCG ar trebui să se aducă cu cel puțin 40 % mai multe gaze decât pentru o GCC cu aceeași putere ([51]).

(203) În al doilea rând, în ceea ce privește comparația cu TAC, Comisia observă că această tehnologie, la fel ca OCG, prezintă un cost de funcționare marginal mai mare decât cel al GCC. După o durată de funcționare de 200 de ore pe an pentru TAC (1 000 de ore pentru OCG), această tehnologie devine mai scumpă decât tehnologia GCC. TAC este, prin urmare, mai puțin eficientă decât OCG pentru o durată de funcționare mai mare de 1 000 de ore, astfel cum este cazul în speță. Întrucât Comisia a concluzionat că o OCG în condițiile de funcționare ale cazului de față ar afecta viabilitatea proiectului, în cazul în care celelalte condiții nu se modifică, utilizarea TAC nu poate afecta, *a fortiori*, viabilitatea proiectului.

(204) În plus, este important să se ia în considerare, de asemenea, în cazul măsurii notificate, influența eficienței energetice asupra costurilor globale ale proiectului. Într-adevăr, un randament mai bun permite reducerea cantității de gaze care trebuie transportată până la instalație pentru aceeași putere electrică dată. Eficiența energetică a unei OCG fiind mai mică cu 40 %, iar pentru GCC recente cu peste 55 %, pentru o OCG ar fi trebuit să se aducă cu cel puțin 40 % mai multe gaze decât pentru o GCC cu aceeași putere. Acest aspect este esențial în cazul procedurii de licitație din Bretania, unde este prevăzută o consolidare a rețelei de gaze, care constituie o parte a costurilor care justifică alocarea ajutoarelor de stat. Trebuie reamintit că partea din primă corespunzătoare transportului gazelor reprezintă 33 % din prima totală plătită candidatului. O mai bună eficiență energetică a unei GCC permite, astfel, reducerea capacității necesare de transport al gazelor și, în consecință, costurile acestui proiect care necesită o consolidare a rețelei de transport al gazelor din Bretania.

([50]) Sursă: planul de afaceri al CEB.
([51]) Notă a autorităților franceze din 20 martie 2017.

(205) Prin urmare, măsura este deschisă pentru furnizorii de capacitate care pot remedia în mod eficient problema caracterului adecvat al capacităților identificată de Franța.

(206) În ceea ce privește al doilea criteriu, Comisia ia act de faptul că măsura nu reduce stimulentele pentru investiții în interconexiuni și nici nu periclitează cuplarea piețelor. Sunt, într-adevăr, în studiu proiecte de interconexiune vizând creșterea capacității de interconexiune între Franța și Regatul Unit pentru 2022, între Bretania și Irlanda pentru 2025. Măsura va permite creșterea fluxurilor de tranzit prin Bretania în cadrul creării interconexiunii.

(207) În plus, Comisia observă că procedura de licitație a fost concepută astfel încât să se evite orice denaturare în participarea GCC la diferitele piețe. Instalația nu trebuie să rezerve neapărat o parte din puterea sa pentru mecanismul de ajustare. În cazul în care centrala a vândut, la timp, toată puterea sa pe piața de energie electrică și produce la nivelul puterii sale maxime, nu va fi necesar ca aceasta să depună oferte privind mecanismul de ajustare pentru perioada corespunzătoare.

(208) În plus, Comisia constată că veniturile obținute din proiect utilizate pentru reechilibrare sunt neglijabile (aproximativ 1,5 % din veniturile anuale) și, prin urmare, nu se poate considera că acestea prezintă un risc semnificativ pe piața ajustării.

(209) În ceea ce privește al treilea criteriu, Comisia observă că ajutorul acordat unei centrale cu ciclu combinat, deși aceasta nu este singura tehnologie care poate asigura o menținere a tensiunii pe o perioadă lungă de timp, rămâne singura tehnologie care satisface necesitatea menținerii tensiunii în cel mai eficient mod, astfel cum este descris în considerentele 199-204.

(210) În ceea ce privește al patrulea criteriu, Comisia observă că întreprinderile care formează consorțiul CEB nu sunt actorii care ocupă o poziție dominantă pe piața energiei electrice din Franța. Prin urmare, măsura nu va contribui la consolidarea poziției beneficiarului direct al ajutorului. Astfel, măsura contribuie la concurența în Franța, având în vedere poziția de piață a Direct Energie, furnizor și producător alternativ. În plus, acest element confirmă argumentele expuse în considerentul 73).

(211) Comisia menționează, în continuare, că măsura implică un risc de consolidare a poziției de piață a operatorului dominant.

(212) Comisia ia act de faptul că EDF, operatorul dominant, deține cote de piață semnificative în Franța. EDF deține 83,5 % din producția totală de energie electrică și 89,4 % din capacitatea totală instalată în Franța ([52]). EDF dispune de un parc de producție fără echivalent în Franța, din punctul de vedere atât al importanței, cât și al diversității acestuia. Este vorba, în principal, despre producția centralelor nucleare și a hidrocentralelor.

(213) Cu toate acestea, consorțiul CEB va dispune de două opțiuni. Acesta va putea fie să vândă energia electrică produsă operatorului dominant de pe piață, pentru 95 % din prețul pieței (a se vedea considerentul 11), fie să vândă energia electrică sub forma unui contract de *tolling*, conform procedurilor descrise în considerentul 32.

(214) Aceste opțiuni, dacă ar fi activate, ar putea consolida poziția de piață a operatorului istoric, punând la dispoziția acestuia volumele de energie electrică produse de centrală.

(215) În primul rând, controlul generării de energie electrică de către un actor al pieței contribuie la lipsa de lichidități pe piețele de comercializare cu ridicata și penalizează furnizorii alternativi. EDF controlează mai mult de 80 % din producția de energie electrică în Franța. Acest control ar fi consolidat în cazul de față, în ipoteza unei relații contractuale cu consorțiul CEB, fie prin contract de *tolling*, fie prin contract pe termen lung de cumpărare a energiei electrice. Această poziție concurențială consolidată a EDF ar afecta capacitatea furnizorilor alternativi de a se aproviziona în condiții concurențiale de pe piețele de comercializare cu ridicata, expunându-i în același timp la riscul unui deficit de lichiditate și la riscul unei volatilități a prețurilor. În acest context, accesul furnizorilor alternativi la capacități de producție proprii le-ar permite să nu fie expuși unor astfel de riscuri. Acest acces la capacități de producție proprii trebuie, prin urmare, să le fie asigurat.

(216) În al doilea rând, poziția dominantă a unui actor integrat pe verticală pe producție, îi conferă, de asemenea, un avantaj competitiv semnificativ în ceea ce privește furnizarea de energie electrică. Având în vedere importanța costurilor de producție în costurile totale de furnizare, controlul generării afectează furnizarea de energie electrică cu amănuntul. Concurenții EDF au puțină sau chiar nicio capacitate de producție care să poată asigura furnizarea

([52]) Datele pentru anul 2015. Surse: Comisia de reglementare în domeniul energiei și RTE

de energie electrică de bază cu costuri de producție variabile la fel de reduse ca cea asigurată de parcul deținut de EDF. Cu toate acestea, EDF deține în prezent aproximativ 86 % din cota de piață pe piața de comercializare cu amănuntul ([53]). Posibilitatea ca EDF să devină parte la contractul de *tolling* sau să cumpere toată energia electrică produsă de centrală prin contractul de cumpărare pe termen lung ar crește deci capacitatea acestuia de a satisface cererea de pe piața de comercializare cu amănuntul. Prin urmare, accesul furnizorilor alternativi la capacități de producție proprii ar permite, de asemenea, evitarea consolidării poziției dominante a operatorului istoric pe piața de comercializare cu amănuntul.

(217) Comisia consideră că aceste riscuri de consolidare a poziției dominante a EDF pe piețele de comercializare cu ridicata și cu amănuntul ar putea fi acoperite de obligația autorităților franceze de a lua măsurile necesare pentru a se asigura că beneficiarul ajutorului nu ar semna un contract, pentru niciunul dintre aceste două mecanisme contractuale, cu un operator care ar dispune, pe piața franceză, de mai mult de 40 % din capacitățile de producție de energie electrică.

(218) Având în vedere caracteristicile foarte specifice ale pieței energiei electrice din Franța, această condiție limitată la 40 % este proporțională. Aceasta permite să se evite consolidarea poziției pe piață a operatorului dominant, care ar putea să decurgă indirect din măsura de ajutor prin intermediul mecanismelor contractuale menționate în considerentul 214.

(219) Ținând seama de elementele prezentate în această secțiune și dacă condiția descrisă la considerentul 218 este respectată, Comisia concluzionează că măsura nu afectează concurența și schimburile comerciale între statele membre, astfel încât să repună în discuție realizarea obiectivului de interes comun.

(220) În concluzie și ținând seama de măsurile corective propuse de Franța, Comisia concluzionează că măsura nu mai riscă să denatureze în mod nejustificat concurența sau schimburile comerciale dintre statele membre.

6.3.7. *Transparență*

(221) Autoritățile trebuie să se asigure că s-a publicat textul referitor la schema de ajutor, identitatea autorității (autorităților) care acordă ajutorul, identitatea beneficiarului, forma și valoarea ajutorului acordat, data acordării, tipul de întreprindere vizată, regiunea în care este situat beneficiarul și sectorul economic principal în care beneficiarul își desfășoară activitățile.

(222) În cazul de față, autoritățile franceze au respectat cerințele de transparență prevăzute în OAME. Informațiile publicate se referă la decizia de acordare a ajutorului și modalitățile de punere în aplicare a acesteia, identitatea autorității care acordă ajutorul, identitatea beneficiarului, forma și valoarea ajutorului acordat, tipul de întreprindere vizată, regiunea în care este situat beneficiarul și sectorul economic principal în care beneficiarul își desfășoară activitățile.

(223) De asemenea, site-ul internet http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides prezintă toate schemele de ajutor aprobate de Comisia Europeană în Franța, printre care și invitația de participare la licitație în cauză. În cele din urmă, sumele reprezentând ajutorul acordat anual întreprinderii vor fi publicate anual pe același site.

(224) Din aceste motive, condițiile de transparență ale OAME sunt respectate.

7. **CONCLUZII**

(225) Măsura acordată de Franța consorțiului CEB constituie ajutor de stat.

(226) Măsura va fi compatibilă cu Orientările privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului din 2014 după ce autoritățile franceze vor lua măsurile necesare pentru a asigura faptul că beneficiarul ajutorului nu valorifică, pe întreaga durată a ajutorului, energia centralei la un operator care deține, pe piața franceză, mai mult de 40 % din capacitatea de producție de energie electrică, prin intermediul fie al unui contract de *tolling*, fie al unui contract de vânzare pe termen lung a energiei produse de centrală la un preț egal cu 95 % din prețul pieței,

([53]) Raport al Comisiei de reglementare în domeniul energiei, Observatorul pieței de comercializare cu amănuntul, Cifre din septembrie 2016

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Măsura pe care Franța intenționează să o pună în aplicare în favoarea consorțiului CEB, constând în acordarea unei prime în valoare de 94 000 EUR/MW/an la 31.11.2011 și plătită pentru o perioadă de 20 de ani, constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, compatibil cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) din TFUE, în condițiile prevăzute la articolul 2.

Articolul 2

Franța ia măsurile necesare pentru a se asigura că, pe întreaga perioadă de acordare a ajutorului menționat la articolul 1, beneficiarul măsurii nu poate valorifica energia centralei la un operator care deține pe piața franceză mai mult de 40 % din capacitatea de producție de energie electrică, prin intermediul fie al unui contract de *tolling*, fie al unui contract de vânzare pe termen lung a energiei electrice produse de centrală.

Articolul 3

Comisia autorizează ajutorul menționat la articolul 1, care urmează să fie pus în aplicare sub forma plății unei prime consorțiului CEB pentru perioada de utilizare a centralei, și anume o durată maximă de douăzeci de ani. Orice schemă menținută după această perioadă va trebui să fie notificată din nou.

Articolul 4

Prezenta decizie se adresează Republicii Franceze.

Adoptată la Bruxelles, 15 mai 2017.

Pentru Comisie
Margrethe VESTAGER
Membru al Comisiei