II

(Icke-lagstiftningsakter)

BESLUT

KOMMISSIONENS BESLUT (EU) 2017/1540

av den 15 maj 2017

om den åtgärd SA.40454 2015/C (f.d. 2015/N) som Frankrike planerar att genomföra till förmån för CEB-konsortiet

[delgivet med nr C(2017) 3062]

(Endast den franska texten är giltig)

(Text av betydelse för EES)

EUROPEISKA KOMMISSIONEN HAR ANTAGIT FÖLJANDE BESLUT

med beaktande av fördraget om Europeiska unionens funktionssätt, särskilt artikel 108.2 första stycket,

med beaktande av avtalet om Europeiska ekonomiska samarbetsområdet, särskilt artikel 62.1 a,

efter att i enlighet med nämnda artiklar ha gett berörda parter tillfälle att yttra sig ([1]) och med beaktande av dessa synpunkter, och

av följande skäl:

1. FÖRFARANDE

(1) I en skrivelse av den 7 januari 2015 anmälde Frankrike till kommissionen en anbudsinfordran gällande uppförande och drift av ett kraftverk för elproduktion av typen gaskombiverk (CCG) ([2]) i Bretagne. Ytterligare upplysningar lämnades till kommissionen genom skrivelser av den 5 juni 2015 samt den 10 och 17 september 2015.

(2) Genom en skrivelse av den 13 november 2015 underrättade kommissionen Frankrike om sitt beslut att inleda det förfarande som anges i artikel 108.2 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (nedan kallat *EUF-fördraget*) avseende denna åtgärd (nedan kallat *beslutet om att inleda förfarandet*).

(3) Kommissionens beslut om att inleda förfarandet har offentliggjorts i *Europeiska unionens officiella tidning* ([3]). Vid offentliggörandet uppmanade kommissionen berörda parter att inkomma med synpunkter.

(4) Kommissionen har mottagit synpunkter från berörda parter. Kommissionen har översänt dessa synpunkter till Frankrike som getts tillfälle att bemöta dem. Frankrikes kommentarer mottogs i en skrivelse av den 8 juni 2016.

(5) Den 12 maj 2016 och den 5 september 2016 sände kommissionen en lista med frågor till de franska myndigheterna som svarade den 8 juni 2016 respektive den 5 oktober 2016. Den 5 september 2016 sände kommissionen en ny lista med frågor till de franska myndigheterna som svarade den 5 oktober 2016.

([1]) EUT C 46, 5.2.2016, s. 69.
([2]) Combined cycle gas turbine (gaskombiverk).
([3]) Se fotnot 1.

2. DETALJERAD BESKRIVNING AV ÅTGÄRDEN

(6) Anbudsinfordran och det sammanhang som ledde till dess utlysing beskrivs i detalj i beslutet om att inleda förfarandet (skälen 4 till 29). Följande avsnitt är en sammanfattning av denna genomgång.

2.1 Anbudsinfordran

(7) De franska myndigheterna anser att tryggad elförsörjning i Bretagne är hotad på grund av låg produktionskapacitet av el i regionen, elnätsbegränsningar och hög utsatthet vid klimatsvängningar.

(8) Under 2010 undertecknade flera franska myndigheter den bretagniska elöverenskommelsen Pacte Electrique Breton (PEB) som bygger på tre pelare: för det första styrning av efterfrågan, för det andra produktion av förnyelsebar energi och säkerställande av elförsörjningen. Den tredje pelaren består av att stärka och utveckla det lokala elnätet samt att införa konventionell kraftproduktion. Det senare är föremål för den åtgärd som anmälts av Frankrike.

(9) Anbudsinfordran sker inom ramen för artikel L. 311-10 i energilagen. Meddelandet om anbudsförfarande nr 2011/S 120–198224 offentliggjordes i *Europeiska unionens officiella tidning* den 25 juni 2011 av energiministern. Denne har därefter valt ut ett projekt efter yttrande från den franska elregleringskommittén (nedan kallad *CRE*), som handhaft förfarandet i enlighet med franska föreskrifter ([4]).

(10) Enligt specifikationerna måste kraftverket uppfylla följande:

1. Använda sig av kombikraftverksteknik.
2. Ha en aktiv effektgaranti på 450 MW (+ 15/– 10 %) där producenten förbinder sig att mäta matningen till distributionsnätet.
3. Uteslutande använda naturgas som primär energikälla.
4. Ha en elektrisk verkningsgrad med effektivt värmevärde ([5]) (LHV) på minst 54 %.
5. Ligga i ett noggrant definierat område (i den nordvästra delen av Bretagne i departementet Finistère).
6. Garantera att mobiliseringstiden för erbjudandena inte överstiger femton timmar när maskinen stoppats och två timmar när maskinen är i drift.
7. Garantera att minimilängden för justeringserbjudanden är mindre än eller lika med tre timmar för maskin i drift och åtta timmar för stoppad maskin.
8. Garantera att det inte finns någon begränsning av den maximala längden för aktivering av justeringserbjudanden.
9. Vara utrustad med en mätare för belastningskurvan samt anordningar för fjärravläsning av den typiska storleken på elproduktionen.

(11) I den anmälda anbudsinfordran angesatt producenten är fri att avsätta hela sin produktion på marknaden eller att sälja en del av den till köparen med förköpsrätt, Electricité de France SA (EDF), till 95 % av timpriset på EPEX SPOT-marknaden.

(12) Dessutom kommer producenten att erhålla en fast årlig premie, PT, som beräknas som produkten av den garanterade aktiva effekten ([6]) (Pgar) och en premie P uttryckt i euro/MW/år.

([4]) Dekret nr 2002–1434 av den 4 december 2002 om anbudsinfordran som rör elproduktionsanläggningar beskriver alla stadier av anbudsinfordran. Detta är det förfarande som tillämpats inom ramen för den anmälda anbudsinfordran.

([5]) Det effektiva värmevärdet är en bränsleegenskap. Det är den mängd värme som genereras vid den fullständiga förbränningen av en bränsleenhet, varvid man utgår ifrån att vattenångan inte kondenseras och att värmen inte återvinns.

([6]) Genomsnitt av den momentana effekten från kraftverket.

(13) Utbetalningen av den fast premien gäller förutsatt att alla driftstillstånd och avtal med nätoperatörer upprätthålls liksom effektgarantin, vilket verifieras genom en tillgänglighetsfaktor.

(14) I anbudsinfordran föreskrivs också sanktioner om uppförandet av kraftverket inte slutförs i tid.

(15) Rangordningen av anbudsgivare baseras på följande tre kriterier som anges i specifikationerna för anbudsinfordran:

1. Premienivån (i euro/MW/år) som begärts av anbudsgivaren, med en viktning av 45 %.

2. Datum för industriell driftsättning av anläggningen, med en viktning av 25 %, varvid den maximal poängen tilldelades det projekt driftsättningsdatom var närmast.

3. Kriteriet ”val av placering samt miljö” med en viktning av 30 %.

2.2 **Stödets syfte**

(16) De franska myndigheterna menar att det primära målet med åtgärden är att säkra elförsörjningen i Bretagne. Även om elbehoven i Bretagne i huvudsak handlar om ett effektbehov (MW) finns det också ett energibehov (MWh ([7])). Det är därför nödvändigt att bygga en anläggning i Bretagne för flera tusen timmars drift per år, inte bara en gasturbin för högbelastningsperioder. Gaskombiverket, som drivs enligt jetmotorprincipen, gör det möjligt att generera elektricitet på några få minuter. Denna teknik är särskilt lämpad för att säkerställa en balans mellan produktion och förbrukning under några timmars toppbelastning. Den nya anläggningen kommer inte bara att ha kapacitet tillgänglig vid topparna, utan även reaktiv effekt där detta är det mest effektiva sättet att upprätthålla spänningsnivån i hela distributionsnätet och underlätta integreringen av intermittent förnybar energi i systemet (systemtjänster).

(17) Av dessa skäl menar de franska myndigheterna att det är nödvändigt att komplettera med en centraliserad produktion som är i drift under perioder med hög förbrukning i den nordvästra delen av regionen, inte bara under vintertoppar med extrema temperaturer. Detta produktionssätt bör förstärka distributionsnätet och kunna styra energianvändningen.

(18) Åtgärden syftar också till att minimera kostnaderna för det allmänna samt miljöpåverkan. Därför beaktas rangordningen av anbudsgivarna avseende begärd premienivå, platsens lämplighet i förhållande till omgivningen samt kvaliteten och relevansen av kompletterande åtgärder (undvikande av, minskning av eller kompensation för negativa effekter på miljön) i projektet och de miljöövervakningsåtgärder som planeras.

(19) Kraftverket drivs av Compagnie Electrique de Bretagne (nedan kallat *CEB*), elbolaget i Bretagne, stödmottagare som sörjer för balanstjänster genom tre möjliga åtgärder. För det första aktivering av den primära och sekundära reservkraften (servicesystem med automatisk aktivering) och den tredje reservkraften (reglering med manuell aktivering). För det andra handlar det om systemtjänster, där man är skyldig att tekniskt bistå operatören av kraftverket, CEB. För det tredje är CEB skyldiga att vad gäller regleringsmekanismen (den tredje reservkraften), att tillhandahålla RTE (Réseau de Transport d'Electricité, underhålls- och utvecklingsföretag i det offentliga franska elnätet för högspänning och ultrahögspänning) sin tillgängliga effekt). Denna tillhandahållande vid sidan av reservavtalet ger upphov till ersättning enbart i händelse av att regleringsmekanismen utnyttjas. Det förväntas att maskinen är i drift under 3 000 timmar/år, vilket ungefär motsvarar full belastning, från det datum då kraftverket tagits i drift. Med tanke på anläggningens effekt (422 MW) leder detta till en årlig elproduktion på cirka 1 250 GWh.

2.3 **Stödbelopp**

(20) Storleken på premien för anbudsinfordran blir högst 94 000 euro/MW/år enligt penningvärdet per den 31 november 2011. Premien betalas ut under 20 år och indexeras under hela projektet för att återspegla utvecklingen av drifts- och underhållskostnader. Det utbetalade premiebeloppet i enlighet med anbudsinfordran kommer högst att bli 40 miljoner euro per år.

([7]) Watt (MW motsvarar en miljon watt) är enheten för mätning av elektrisk effekt. En MWh avser produktion av en MW under en timmes tid.

(21) Premien indexeras med 20 % på producentpriserna, 20 % på arbetskostnaderna, 50 % på nättaxan i regionnätet, 5 % på kostnader för elanslutning och 5 % på gasanslutning.

(22) De franska myndigheterna har angett att det belopp som erbjudits av den vinnande anbudsgivaren är resultatet av i) en komponent som avser ett kapacitetsvärdet som motsvarar *[50 000–60 000]* (*) euro/MW/år samt de tre komponenter som hänger samman med det geografiska läget för projektet, nämligen ii) merkostnaderna för gastransport uppgår till *[20 000–40 000]* euro/MW/år, iii) merkostnaderna i anslutning 6 000 euro/MW/år och iv) merkostnaderna för specifika miljöåtgärder 2 000 euro/MW/år.

(23) Komponenten kapacitetsvärde motsvarar merkostnaden vid den förväntade tidpunkten för driftsättning av anläggningen. Anbudsgivarna har beräknat merkostnaden som skillnaden mellan intäkterna från energiförsäljning på marknaden och de kostnader som är förknippade med den snabba driftsättningen av kraftverket. CRE konstaterar följande: ”Med tanke på rådande marknadsförhållanden och den efterfrågan på el som finns är driften av ett gaskombiverk inte ekonomiskt lönsam. *Det kommer sannolikt att vara det på flera år.* Det blir alltså ett intäktsunderskott för anbudsgivaren på grund av den förväntade tidpunkten för driftsättningen av anläggningen, vilket anses täckas av den delen av premien.”

(24) En ny gasledning på 111 km är nödvändig för matning av kraftverket. Den beräknade kostnaden för projektet ligger på cirka 100 miljoner euro, vilket kommer att förskotteras GRTgaz (franskt företag som grundades 2005 och som hanterar gasnätet i Frankrike). CEB bidrar till förräntningen genom att betala en gastransporttaxa.

(25) I lag nr 2010–1488 av den 7 december 2010 om den nya organisationen av elmarknaden (NOME) infördes en kapacitetsmekanism för att garantera säkerheten för elkraften i Frankrike ([8]). Den anläggning som valts vid anbudsinfordran i Bretagne kommer att delta i den nationella kapacitetsmekanismen. Den ersättning som kraftverket tar ut för deltagandet i kapacitetsmekanism dras i förekommande fall av från den premie som faktiskt betalats ut i enlighet med anbudsinfordran.

2.4 **Varaktighet**

(26) Premien betalas ut under tjugo år från datum för driftsättning av anläggningen.

2.5 **Mottagare**

(27) Energiministern har, på inrådan av CRE, valt att projektet ska placeras i kommunen Landivisiau och omfattar Compagnie Electrique de Bretagne (CEB), ett konsortium mellan Direct Energie och Siemens.

(28) Den vinnande anbudsgivaren är en mindre betydande producent på den franska produktionsmarknaden och har ingen annan konventionell produktionsenhet i Bretagne.

(29) Den effektgaranti som föreslagits för anläggningen av CEB är på 422 MW. Den vinnande anbudsgivaren åtar sig att driftsätta elkraftverket i *[…]* senast den. I sin skrivelse av den 5 oktober 2016 beskriver de franska myndigheterna förseningar som påverkar projektet. Den reviderade tidpunkten för anläggningen driftsättning är planerad till den *[…]*.

(30) Enligt erbjudanden som lämnats av den vinnande anbudsgivaren i till CRE fick denne inte något annat stöd som skulle kumuleras med de som gäller för anbudsinfordran och får fortfarande inte det i dag. Det framgår vidare att den ersättning som eventuellt tas ut av kraftverket för framtida marknadskapacitet kommer att dras av från den premie som betalats ut i enlighet med anbudsinfordran.

2.6 **Affärsplan som tillhandahållits av CEB**

(31) Till stöd för anbudet till de franska myndigheterna har CEB lämnat en affärsplan. Denna affärsplan visar en intern avkastningsnivå efter skatt på *[5–10] %*. För denna lönsamhet har vissa antaganden gjorts: nyttjandevolym på cirka *[3 000–6 500]* timmar per år, en initial investering på *[400–500]* miljoner euro. Intäkterna bygger dels på en premie på *[…]* euro/MW/år och dels på en nettointäkt till följd av ett *tolling*-avtal som motsvarar en genomsnittlig intäkt på *[…]* euro per år.

(*) Konfidentiella uppgifter.
([8]) Europeiska kommissionen har godkänt det franska kapacitetsmekanismprojektet den 8 november 2016 under SA.39621.

(32) Detta *tolling*-avtal är ett privat avtal som ingåtts mellan CEB och en *toller* (avtalsparten, till exempel Electricité de France SA (EDF)) för inköp av en fast elmängd. Intäkter från detta *tolling*-avtal har fastställts för att spegla de villkor i affärsplanen CEB kan förvänta sig att uppnå vid tidpunkten för anbudsinfordran. *Tolling*-avgiften har fastställts utifrån en stokastisk prognosmodell. Antagandena om avtalet baseras på en försäljning av den energi som produceras av kraftverket på marknaden av den part som är *toller* för ett första belopp på *[…]* miljoner euro/år mellan mars 2017 och oktober 2036. Ersättningen till CEB enligt *tolling*-avtalet har varit föremål för en känslighetsanalys. Ett index på schablonberäknad subvention används för att uppdatera kapacitetspremien.

(33) Ersättningen enligt *tolling*-avtalet avser kostnaden för att omvandla gas till el samt för användning av anläggningen. Den innefattar en rörlig del för att täcka kostnaderna för drift och underhåll. Den innefattar också en fast del för att täcka fasta driftskostnader samt kostnader för finansiering och avskrivningar. *Tolling*-avgiften är också indelad i en icke-indexerad och en indexerad del. Den indexerade delen syftar till att täcka de fasta driftkostnaderna. Den icke-indexerade komponenten syftar till att täcka infrastrukturkostnader som finansieringskostnader eller avskrivningar av investeringar. Gasinköpen baseras inte på förekomsten av ett *tolling*-avtalet. Affärsplanen tar direkt hänsyn till en förväntad genomsnittlig rörelsemarginal under projektets livslängd.

(34) Affärsplanen inkluderar även flera antaganden under projekttiden: arbetskraftskostnadsindex, producentprisindex, slutkostnaden för anslutning till distributionsnätet. Denna beräkning baseras på affärsplanens längd som sträcker sig över en period på *[15–20]* år. En uppdaterad kapacitetspremie tilldelas operatören i syfte att göra investeringen lönsam. Denna premie baseras på den faktiska tillgängligheten på kraftverket. Den fasta premien baseras på en tillgänglighetsfaktor för kraftverket. Deltagande i kapacitetsmekanismen utöver ombalansering förutses inte i affärsplanen. Om ett sådant deltagande sker dras ersättningen för detta deltagande av från premien.

(35) Den fasta kostnaden för gasleveranser uppskattas till *[10–20]* miljoner euro per år.

(36) Den rörliga kostnaden för drift och underhåll är lika med produkten av en rörlig driftkostnad och antalet ekvivalenta drifttimmar. Drift- och underhållskostnader betalas av den part som är *toller* till CEB.

(37) Känslighetsanalysen har också utförts med andra antaganden som inflation och lönekostnader.

(38) Anslutningen till distributionsnätet, som utförs av RTE och GRTgaz, finansieras av CEB. Anslutningskostnaderna uppskattas till *[30–40]* miljoner respektive *[20–30]* miljoner euro.

(39) Enligt de antaganden som görs i slutet av affärsplanen kompenseras kostnader för återförsäljning av befintlig utrustning med kostnaderna för demontering så att slutvärdet av anläggningen blir noll.

(40) Omsättningen från regleringsverksamheten beaktas. Värderingsantaganden har beskrivits av de franska myndigheterna ([9]). Dessa intäkter uppgår till mindre än 1,5 % av de förväntade totala intäkterna.

(41) I sin not av den 5 oktober 2016 uppgav Frankrike att byggstart kan ske *[…]* med en industriell drifttagning *[…]*.

3. ANGIVANDE AV SKÄLEN TILL ATT FÖRFARANDET INLEDDES

3.1 Analys av förekomsten av stöd

(42) Kommissionen ansåg att kriteriet som anges i artikel 107 i EUF-fördraget är uppfyllt. I detta fall måste mätningen först tillskrivas staten eftersom anbudsinfordran publicerats av energiministern, som också valt projektet. Dessutom kommer ersättningen till den vinnande anbudsgivaren att återspeglas i detaljhandelspriserna via bidrag till Service Public de l'Electricité (nedan kallad *CSPE*). I beslutet om statligt stöd SA.36511 (2014/C) konstaterade

([9]) Skrivelse från de franska myndigheterna av den 5 oktober 2016.

kommissionen att CSPE utgjordes av statliga medel, eftersom det handlar om att ”en avgift tas ut av staten, vilken uppbärs och förvaltas av en enhet som utsetts av staten för att hantera bidragssystemet i enlighet med de regler som fastställts av staten” ([10]).

(43) När det gäller förekomsten av fördelar för företag ansåg de franska myndigheterna att detta kriterium inte var uppfyllt, eftersom anbudsinfordran uppfyller kriterierna i Altmark-domen ([11]).

(44) Dock ansåg kommissionen att de kriterier som anges i Altmark-domen inte var uppfyllda. För att en allmännyttig tjänst ska undgå att klassificeras som statligt stöd måste följande fyra kriterier vara uppfyllda: i) Det mottagande företaget ska faktiskt ha ålagts skyldigheten att tillhandahålla allmännyttiga tjänster, och dessa skyldigheter ska vara klart definierade, ii) de kriterier på grundval av vilka ersättningen beräknas ska vara fastställda i förväg på ett objektivt och öppet sätt, iii) ersättningen ska inte överstiga vad som krävs för att täcka hela eller delar av de kostnader som har uppkommit i samband med skyldigheterna att tillhandahålla allmännyttiga tjänster, med hänsyn tagen till de intäkter som därvid har erhållits och till en rimlig vinst, iv) när det företag som ges ansvaret för att tillhandahålla de allmännyttiga tjänsterna inte har valts ut genom anbudsinfordran, måste storleken av den nödvändiga ersättningen fastställas på grundval av en undersökning av de kostnader som ett genomsnittligt företag skulle ha åsamkats, med hänsyn tagen till de intäkter som därvid skulle ha erhållits och till en rimlig vinst på grund av fullgörandet av trafikplikten. Även om kommissionen anser att det andra kriteriet har uppfyllts har man dock uttryckt tvivel gällande följande tre kriterier:

1. Beträffande det första kriteriet (förekomsten av ett allmänt ekonomiskt intresse och tydligt definierat uppdrag) uttryckte kommissionen tvivel över om uppförande och drift av Landivisiau-verket kan klassificeras som ett allmänt ekonomiskt intresse, eftersom för det första belägg inte har inlämnats som påvisar för att det tidigare funnits elförsörjningsproblem i Bretagne, och för det andra att en medlemsstat inte kan koppla särskilda skyldigheter i samband med tillhandahållande av allmännyttiga tjänster för tjänster som redan tillhandahålls eller kan tillhandahållas på ett tillfredsställande sätt och på villkor som är förenliga med allmänintresset, som de fastställts av staten, av företag som bedriver sin verksamhet under normala marknadsförhållanden: i föreliggande ärende kan företag som verkar under normala marknadsförhållanden tillhandahålla den kapacitet som krävs för att garantera försörjningstrygghet i Bretagne om de franska reglerna inte hade hindrat elpriserna från att skicka rätt signaler att stimulera investeringar för att öka kapaciteten i regionen. För det tredje är åtgärden också diskriminerande mot andra tekniker eftersom anbudsinfordran enbart omfattar gaskombitekniken. Åtgärden är därmed inte neutral ur tekniskt perspektiv ([12]). För det fjärde är åtgärden inte proportionerlig, eftersom behovet av en produktionsenhet på 450 MW inte har bekräftats av de franska myndigheterna genom en detaljerad analys av ytterligare kapacitetsbehov i regionen ([13]). På lång sikt är det dessutom troligt att anbudsinfordran förvärrar problemet med försörjningstrygghet: först genom att stänga elmarknaden från investeringar som inte utnyttjar statligt stöd, sedan förvärrar man till och med det strukturella problemet med missing money ([14]) för producenten, och slutligen minskar man möjligheterna att utveckla andra tekniker.

2. När det gäller det tredje kriteriet (överkompensation) betvivlade kommissionen att överkompensation inte skulle äga rum med tanke dels på avsaknaden av anpassningsmekanism som motsvarar framtida marknadsförhållanden och dels på villkoren i anbudsinfordran som inte lämnar några garantier mot risken för överkompensation.

3. När det gäller det fjärde kriteriet (val av leverantör till lägsta kostnad) tvivlar kommissionen på att anbudsinfordran har möjliggjort korrekt val av leverantör som kan tillhandahålla tjänsten till lägsta möjliga kostnad för det allmänna på grund av alltför restriktiva kriterier: det enda teknikalternativet, gaskombiteknik, som inte nödvändigtvis är den billigaste lösningen, det viktade premiebeloppet uppgick till 45 %, det

([10]) Kommissionens beslut C(2014) 1315 slutlig av den 27 mars 2014, mål SA.36511 (2014/C) (f.d. 2013/NN) – Frankrike Mekanism för stöd till förnybar energi och tak för CSPE.
([11]) EU-domstolens dom av den 24 juli 2003, Altmark Trans GmbH och Regierungspräsidium Magdeburg mot Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, mål C-280/00.
([12]) Enligt artikel 3.2 i Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG (EUT L 211, 14.8.2009, s. 55).
([13]) Artikel 3.2 i direktiv 2009/72/EG, dom av den 21 december 2011 C-242/10 Enel Produzione SpA contre Autorita per l'energia elettrica e il gas (punkt 42), dom av den 20 april 2010 C-265/08 Federutility m.fl. (punkt 33).
([14]) En situation där efterfrågeöverskott i förhållande till tillgänglig kapacitet inte leder till att marknaden reagerar genom att öka den.

geografiska området var alltför restriktivt, urvalskriterier hos andra delar av Pacte Electrique Breton, t.ex. miljökrav som sannolikt inte kommer att bidra till att man väljer det anbud som innebär den lägsta kostnaden för det allmänna.

(45) På grund av de tvivel kommissionen uttryckte med tanke på rättspraxis i Altmark-domen konstaterade kommissionen i sin preliminära analys att åtgärden kan innebära en konkurrensfördel för den vinnande anbudsgivaren och att den innebär en selektiv fördel eftersom den beviljats ett visst företag, CEB.

(46) Beträffande påverkan på konkurrens och handel ansåg kommissionen att åtgärden kan påverka handeln och konkurrensen eftersom den vinnande anbudsgivaren, som drar nytta av en fördelaktig åtgärd, konkurrerar med andra kraftproduktionsenheter och med andra nätleverantörer på konkurrensutsatta marknader (elmarknaden, regleringsmekanism).

3.2 **Analys av stödets förenlighet med den inre marknaden**

3.2.1 *Tillämpligt regelverk*

(47) Kommissionen ansåg i sitt beslut om att inleda förfarandet att åtgärden ska bedömas enligt artikel 107 i EUF-fördraget i händelse av tvivel om att man uppfyller alla de kriterier som fastställts genom Altmark-domen. Åtgärden bör alltså analyseras enligt riktlinjerna för statligt stöd till miljöskydd från 2014 (nedan kallade *2014 års riktlinjer*) ([15]), vilka anger under vilka förhållanden energistöd kan anses förenligt med den inre marknaden på grundval av artikel 107 i EUF-fördraget.

(48) I andra hand har kommissionen påpekat att om de tvivel den uttryckt i fråga om definitionen av den allmännyttiga skyldigheten inte skulle bekräftas ska förenligheten bedömas på grundval av kommissionens meddelande om Europeiska unionens rambestämmelser för statligt stöd i form av ersättning för offentliga tjänster (2011).

3.2.2 *Bedömning av förenligheten*

(49) När det gäller gemensamt intresse uttryckte kommissionen tvivel om det faktum att åtgärden bidrar till att tjäna det gemensamma målet att garantera trygg elförsörjning: en del av målet med åtgärden förefaller inte tillräckligt tydligt definierat (allmän brist på kapacitet, toppbelastning) och dessutom kan inte åtgärden på medellång sikt korrigera de funktionsstörningar i regleringen och på marknaden som för närvarande förhindrar en tillräcklig investeringsnivå i Bretagne.

(50) Behovet av åtgärden har inte påvisats tillräckligt eftersom någon tillfredsställande kvantifiering inte föreligger av kapacitetsbristen vid säsongstoppar eller perioder med hög förbrukning. Behovet av åtgärden kan också ifrågasättas på grund av möjligheten att införa lämpliga lokala priser som skickar investeringssignaler utan att man behöver tillgripa stöd.

(51) Kommissionen var inte övertygad om åtgärdens lämplighet. För det första verkar alternativa åtgärder (indelning i avgiftszoner, smarta mätare, förstärkning av elnätet) inte ha studerats tillräckligt av de franska myndigheterna. Dessutom är man också tveksam till den restriktiva karaktären hos åtgärden, inriktat på de typer av leverantörer som kan delta i anbudsinfordran (anbudsinfordran är begränsad till en viss typ av teknik – gaskombiverk). Slutligen stimulerar åtgärden inte till laststyrning av efterfrågan.

(52) När det gäller proportionalitet uttryckte kommissionen också tvivel: den restriktiva karaktären hos anbudsinfordran kan ha hindrat konkurrenter från att delta, vilket skulle minimera storleken på stödet. Dessutom föreskrevs i åtgärden inte någon anpassningsmekanism i händelse av oförutsedda vinster.

(53) Kommissionen uttryckte också tvivel på åtgärdens förmåga att förhindra oönskade negativa effekter på konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna. För det första är åtgärden inte neutral ur tekniskt perspektiv. Den var nämligen stängd för åtgärder som också inriktar sig på att lösa kapacitetsproblem: laststyrning, sammanlänkningar, lagringslösningar, men också andra tekniker (gasturbiner). För det andra hyste kommissionen,

([15]) Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014–2020 (EUT C 200, 28.6.2014, s. 1).

med tanke på möjligheten för Direct Energie att sälja den producerade energin direkt till EDF till en diskonteringsränta på 5 % i stället för sälja den på marknaden, tvivel avseende risken att stärka EDF:s position på energimarknaden.

4. SYNPUNKTER FRÅN BERÖRDA PARTER

(54) Kommissionen fick under samrådstiden för beslutet om att inleda förfarandet 58 svar från berörda parter utöver franska staten. Dessa svar är grupperade nedan efter ämne. De beaktas vid bedömning av åtgärden.

4.1 Analys av stödets förenlighet med den inre marknaden

4.1.1 *Gemensamt intresse*

(55) 39 berörda parter anser att risken för strömavbrott är överskattad av de franska myndigheterna. Inte ens under den exceptionella köldknäppen 2012 förekom sådana strömavbrott. Avbrotten som har ägt rum i Bretagne har orsakats av externa händelser (t.ex. nedfallna träd). Det senaste kända allvarliga avbrottet i Frankrike, som ägde rum 1978, gjorde tre fjärdedelar av abonnenterna i landet strömlösa under några timmar, men denna situation har inte uppstått någon mer gång och RTE har vidtagit åtgärder så att ingen liknande incident ska inträffa igen.

(56) Andra kommentarer från berörda parter betonar i stället åtgärdens förenlighet med mål av gemensamt intresse. Tjugo av dem anser att elförsörjningstryggheten i Bretagne inte är effektiv. Den speciella geografiska situationen för Bretagne, som ligger i slutet av elnätet, kombineras med svag lokal kraftproduktion, som täcker endast 13,3 % av förbrukningen ([16]). Produktionsparken saknar också ett baskraftverk med kapacitet att på ett självständigt sätt hantera efterfrågan, vilket skulle motivera byggnationen av gaskombiverk. Även om det sker en ökning i regionen av energiproduktion från förnybara resurser, kräver den intermittenta naturen hos dessa att det byggs ett kraftverk för basproduktion i syfte att mildra deras potentiella oförmåga att hantera efterfrågetoppar.

4.1.2 *Behovet av åtgärden*

4.1.2.1 Stärka distributionsnätet

(57) Vissa parter motiverar att åtgärden inte behövs med att distributionsnätet är underdimensionerat i regionen. Det är en stor överbelastning på kraftledningarna på 225 kV i norra Bretagne. Flera parter anser därför att det framtida byggandet av en kraftledning på 225 kV under jord som förbinder ställverken i Calan (Morbihan), Mûr-de-Bretagne och Plaine-Haute (Côtes d'Armor) skulle säkra elförsörjningen i Bretagne genom att medge införsel av ytterligare 700 MW i Bretagne och underlätta en smidig elleverans från anläggningar för förnybar energi i regionen (på land och till havs). Driftsättningen, som planeras till november 2017, kommer att komplettera kraftnätet i regionen och på ett hållbart sätt säkra tillgången i norra och mellersta Bretagne.

(58) Man konstaterar att andra franska regioner också importerar el: Ile de France, Bourgogne-Franche-Comté och, i mindre utsträckning, Pays de la Loire och Provence-Alpes-Côte d'Azur (nedan kallade *PACA-regionen*). I dessa regioner har investeringar i utbyggnaden av distributionsnät haft företräde framför att bygga ett nytt kraftverk. Till exempel har PACA-regionen valt att ha ett skyddsnät bestående av tre underjordiska kraftledningar på 225 kV, vilket i dag gör det möjligt att ha en elanslutning som är så effektiv och tillförlitlig att den gynnar resten av Frankrike ([17]).

(59) Därför har flera berörda parter föreslagit en "distributionsnätslösning": man uppskattar att en fördubbling av kraftledningen på 400 kV Plaine Haute–Domloup eller en förstärkning av kraftledningen på 225 kV skulle öka överföringskapaciteten och därför kunna importera elektricitet på en nivå som är tillräcklig för att säkerställa en säker elförsörjning. För det senare alternativet noterar ENGIE att en fördubbling av kraftledningen på 400 kV skulle ge en överföringskapacitet som ligger väl över behoven, sett även på lång sikt, vilket minskar incitamentet för investeringen. En förstärkning av kraftledningen på 225 kV skulle vara mer lämpad för de faktiska behoven, men kräver ändå att man avsevärt förlänger distributionsnätet.

([16]) RTE, förteckning över elektricitet i Bretagne 2014.
([17]) Se http://www.rte-france.com/fr/projet/filet-de-securite-paca-pour-une-securisation-electrique-durable-de-la-region

4.1.2.2 Efterfrågeutvecklingen

(60) Flera berörda parter hävdar att efterfrågeutvecklingen medför att åtgärden inte behövs för att uppnå målet om försörjningstrygghet:

1. Dessa är baserade på en rapport från RTE 2014 enligt vilken utsattheten vid klimatsvängningar tenderar att minska. I Bretagne ökade förbrukningen 2014 med 150 MW när temperaturen sjönk en grad. Tidigare låg ökningen i storleksordningen 200 MW per minskad grad.

2. 16 berörda parter räknar med en minskad efterfrågan, driven av utbyggnaden av smarta mätare och installation av Ecowatt-utrustning. Detta initiativ innebär att frivilliga deltagare får ett meddelande när det uppstår en viss spänningsnivå i elnätet, så att man då kan minska sin elförbrukning.

3. Berörda parter anser att förbättringen av byggnadernas energiprestanda, vilken medför en förändring av efterfrågan mot en bättre styrning av efterfrågan, innebär att åtgärden inte behövs.

(61) Vissa parter som är för projektet baserar i stället detta på en demografisk ökning i Bretagne, till vilken man lägger en ökad utsatthet vid klimatsvängningar, vilket motiverar behovet av åtgärden för att tillgodose den förväntade efterfrågeökningen.

4.1.2.3 Produktionsutveckling

(62) Vissa parter anser att utvecklingen av produktionen inte kräver åtgärder:

1. Motståndarna till projektet tar först hänsyn till det faktum att investeringar redan har gjorts för att förlänga livslängden på anläggningarna Brennilis och Dirinon, vilket senarelägger nedläggningen från 2017 till 2023. Därför anser fem berörda parter att produktionsnivån för den befintliga gasturbinen jämnar ut förbrukningstopparna och undviker risken för strömavbrott *(blackout)*. Tio parter konstaterar vidare att dessa anläggningar ständigt är underutnyttjade, vilket medför att det inte behövs stöd för byggnation av en ny produktionsenhet. Till exempel bekräftar föreningen Consommation, Logement et Cadre de Vie att gasanläggningarna i Brennilis och Dirinon var i drift bara ett mindre antal timmar (ca 70 timmar under 2012 respektive ca 265 timmar 2010).

2. ENGIE anser att gasturbinen vid SPEM Pointe, med vilken avtal upprättats efter anbudsinfordran för att erbjuda snabb och kompletterande reservkraft med RTE till en kostnad av 25 000 euro/MW/år, skulle erbjuda många fördelar jämfört med en ny installation, t.ex. lågt inköpspris för gasturbinen och redan avskrivna kostnader för anslutning till elnätet. Företaget konstaterar att den premie som fastställts av RTE som en del av anbudsinfordran ligger på en lägre nivå än den årspremie på 40 000 000 euro som begärs för gaskombiverksprojektet: 94 000 euro/MW/år.

3. Slutligen hänvisar berörda parter till möjligheten för regionen att ”importera” el. De personer som motsätter sig projektet anser att regionen kan få den el man behöver via grannregionerna, särskilt från gaskraftverket i Cordemais.

(63) 20 berörda parter anser däremot att produktionsutvecklingen motiverar genomförandet av åtgärden. Fem berörda parter som är för projektet nämner att de enda kraftverk som för närvarande är i drift i Bretagne är gasanläggningarna i Brennilis och Dirinon. De anser att åtgärden är desto mer nödvändigt eftersom dessa gasanläggningar är i slutet av sin driftcykel och kommer att vara i drift som längst till 2023. Den planerade nedläggningen av dem gör det nödvändigt att dessförinnan hitta ett tillräckligt bra alternativ. Tre berörda parter som är för byggandet av gaskombiverket erinrar om att den typen av bränsleturbiner bör stängas senast 2023 av miljöskäl och enbart är en otillräcklig och kortsiktig lösning på elförsörjningen i regionen.

4.1.3 *Åtgärdens ändamålsenlighet*

(64) Flera berörda parter bestrider åtgärdens ändamålslämplighet:

1. Som förklaras i skäl 61 anser motståndare till projektet att det är alltför stort med tanke på det faktiska förbrukningsbehovet i Bretagne. Förbrukningstoppen uppskattas till 200 MW under en period av 200 till 400 timmar per år för Finistère. Projektet som planeras av staten och regionrådet – 450 MW under mer än 3 000 timmar per år – är alltså överdimensionerat.

2. Dessutom beror, enligt de analyser från RTE ([18]) som används av vissa berörda parter som motsätter sig projektet, minskningen av tariffhöjningar av energiefterfrågan på strukturella orsaker (avmattning i befolkningsökningen, effekterna av den ekonomiska krisen samt energieffektivitetsåtgärder). Enligt dem bör Pacte Electrique Breton ändras och ta hänsyn till dessa faktorer. Efterfrågetoppen är relativt stabil sedan 2009 och har till och med minskat 2014. Vidare tenderar utsattheten vid klimatsvängningar att minska (vilket förklaras i avsnitt 4.1.2.2), vilket automatiskt skulle minska efterfrågetopparna. Detta argument har redan lagts fram i skäl 60 punkt 1.

3. Slutligen noterar de att andra projekt bättre skulle kunna lösa problemen med försörjningstryggheten i Bretagne på lång sikt, t.ex. sammanlänkning med Irland eller byggnation av pumpkraftverk. Det första projektet kommer att möjliggöra en långsiktig elförsörjning i regionen sikt och uppfyller målen för den inre energimarknaden. Pumpkraftverksprojektet i Guerdélan anses också av båda parter som något som kan lösa energiunderskottet vid förbrukningstoppar.

(65) Parterna som är för projektet har följande argument:

1. Flera berörda parter betonar vikten av att välja en produktionsenhet av typen gaskombiverk. Denna ger bättre verkningsgrad och stabilare produktion än anläggningar som utnyttjar förnybara energikällor. För flera bidragande parter är detta den bästa kompromissen vad gäller effektivitet och miljöpåverkan.

2. Även om vissa berörda parter erinrar om intresset för utvecklingen av kraftvärme är potentialen för sådana anläggningar begränsad (ca 150 MW) och man behöver då bygga och koppla in flera kraftverk. Om man däremot bygger en produktionsenhet av typen gaskombiverk minskas behovet avsevärt av distributionsnätsförstärkningar (skälen redovisas i skäl 78).

3. Dessutom säkerställer förekomsten av ett stort antal LNG-terminaler (flytande naturgas) i Frankrike, bland annat byggnationen av den nya anläggningen i Dunkerque där investerare uppmuntrats av möjligheten att få ett undantag från principen om tredjepartstillträde, den gasförsörjning som krävs för att driva kraftverket. Det handlar om förhållandet mellan kortsiktiga och långsiktiga investeringar.

4.1.4 *Stimulanseffekt*

(66) Enligt avsnitt 3.2.4 i 2014 års riktlinjer har åtgärden en stimulanseffekt om den får mottagaren att ändra sitt beteende för att fungera bättre på energimarknaden. Denna förändring i beteende skulle inte ske utan stöd.

(67) ENGIE anser att åtgärdens stimulanseffekt är negativ. Premien skapar en negativ ekonomisk signal på elmarknaden i Frankrike eftersom det uppmuntrar till en högre produktion än det verkliga behovet på marknaden och tränger därmed ut andra aktörer från marknaden.

4.1.5 *Proportionalitetsprincipen*

(68) Bristen på proportionalitet betonas av flera berörda parter:

1. De fördömer först stödnivån som de anser oproportionerlig och leder till överkompensation av kraftverket: för det första skulle projektet bli lönsamt efter fem år, medan premien betalas ut under en period på tjugo år. För det andra kommer Direct Energie att tillåtas sälja el på marknaden trots att dessa ytterligare inkomster inte har beaktats vid utarbetandet av anbudsinfordran. För det tredje belyser studien från ENGIE den helt oproportionerliga fasta premie som CEB begärt. I själva verket skulle ett bidrag på 20 miljoner euro per år under 20 år vara tillräckligt för att säkerställa lönsamheten för ett gaskombiverk i Frankrike. Men den kapacitetspremie (exklusive anslutning till el- och gasnät) som Landivisiau tagit ut skulle vara i storleksordningen 73 000 euro/MW/år före inflation och Landivisiau åtnjuter därför ett stöd på 31 miljoner euro per år under 20 år, dvs. mycket mer än de 20 miljoner euro per år som behövs.

2. Dessutom ifrågasätter flera parter finansiering genom bidrag till en offentlig eltjänstleverantör, Service Public de l'Electricité (nedan kallad *CSPE*), vilket de menar är olagligt. De franska myndigheterna föreskriver att ersättningen till den vinnande anbudsgivaren ska återspeglas på detaljhandelns elpris via CSPE. Flera berörda

([18]) RTE, Bilan Electrique de la Bretagne 2014.

parter anser att denna finansiering genom CSPE är olaglig. De anser att finansiering av ett kraftverk av typen gaskombiverk inte ingår i den förteckning över målen för CSPE som föreskrivs i lag nr 2003–8 av den 3 januari 2003, och framför allt att CSPE i huvudsak ska främja förnybar energi, något som utesluter det kraftverk som är syftet med åtgärden.

(69) Dessutom betonade ENGIE att Landivisiau-projektet får en premie för gasanslutning på mellan 40 000 och 50 000 euro/MW/år i 2018 års värde som väsentligen ska kompensera för investeringen att förstärka gasledningen för 100 miljoner euro. Denna ersättning skulle ge en intern avkastningsgrad på mellan 9,8 % (med antagandet 40 000 euro/MW/år utan inflation) och 16,5 % (med antagandet 50 000 euro/MW/år med inflation). ENGIE anser att en sådan ersättningsnivå är mycket hög jämfört med den mycket låga risk CEB tar eftersom gasanslutningspremien är en intäkt som garanteras av den franska staten utan någon annan risk än tillgängligheten för gaskombiverket i Landivisiau. Som jämförelse får lönsamheten inom ramen för anbudsinfordran avseende vindkraftverk till havs i den europeiska delen av Frankrike får RTE-anslutningarna inte överstiga en lönsamhetsnivå före skatt på 7,25 % (dvs. efter skatt 5,5 %). Lönsamheten efter skatt ligger för Landivisiau-projektet på mellan 9,8 % och 16,5 %, dvs. långt över dessa tröskelvärden ([19]). En anslutningspremie för gas på 23 000 euro/MW/år utan inflation skulle enligt ENGIE räcka för att garantera en avkastning före skatt på 7,25 %.

4.1.6 *Effekten på konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna*

(70) Effekten på konkurrensen kommenteras ur två perspektiv av de berörda parterna. De bestrider för det första effekten av stödet på den befintliga konkurrensen mellan producenterna, och för det andra på den teknik som används, till men för mindre förorenande energikällor.

(71) När det gäller den potentiella snedvridningen av konkurrensen anser ENGIE att stödet kommer att bidra till att stärka EDF:s dominerande ställning.

(72) I beslutet om att inleda förfarandet erinrade kommissionen om att det enligt 2014 års riktlinjer krävs att den stödåtgärd som planeras inte på ett otillbörligt sätt stärker den etablerade operatörens marknadsdominans. Kommissionen har också påpekat att i Frankrike ”är marknaden för produktion och leverans av el starkt koncentrerad och domineras av den etablerade operatören EDF, som nu kontrollerar cirka 85 % av detaljistmarknaden och över 90 % av elproduktionsmarknaden” ([19]). Faktum är att betalning av ett extra kompensationsbelopp för att täcka bristande lönsamhet för ett kombikraftverk i Frankrike kommer att snedvrida konkurrensen gentemot befintliga kombikraftverk som inte får stöd. Detta kommer att innebära ytterligare hinder för nya producenters inträde på marknaden, vilka inte kan gå vidare enbart på grund av kostnaderna för drift av elanläggningarna. Eftersom den planerade anbudsinfordran avskräcker från eventuella investeringsbeslut på elmarknaden kan den inte på ett effektivt sätt avhjälpa de identifierade marknadsmisslyckandena, utan kommer framför allt att stärka EDF:s dominerande ställning den enda producenten som skulle kunna undgå driftsinställelse vid sina anläggningar trots den oundvikliga nedgången i framtida lönsamhet. Dessutom anser ENGIE att EDF:s dominerande ställning kan annat än stärkas genom den elinköpsoptionsmekanism som införts. CEB kommer därmed att uppmuntras att sälja den el som produceras till den etablerade operatören snarare än till andra aktörer på marknaden.

(73) Tvärtom framhåller flera berörda parter att eftersom åtgärden skulle gynna Direct Energie, en alternativ leverantör med liten marknadsandel i Frankrike, skulle effekten av åtgärden på konkurrensen vara begränsad.

(74) När det gäller åtgärdens potentiellt snedvridande effekt för den använda typen av teknik kritiserar flera berörda parter teknikvalet i anbudsinfordran, som får till resultat att man subventionerar ett förorenande kraftverk och därmed riskerar att skada utvecklingen av förnybar energi.

5. KOMMENTARER FRÅN FRANKRIKE

5.1 Svar på beslutet om att inleda förfarandet

(75) De franska myndigheternas svar på beslutet av den 17 december 2016 om att inleda förfarandet berör för det första klassificeringen av åtgärden som en tjänst av allmänt ekonomiskt intresse samt förenligheten med riktlinjerna för statligt stöd till miljöskydd och energi.

([19]) Beslutet om att inleda förfarandet, skäl 137.

5.1.1 *Klassificering av åtgärden som en tjänst av allmänt ekonomiskt intresse*

5.1.1.1 Första kriteriet: uppdrag om att tillhandahålla tjänst av allmänt ekonomiskt intresse

(76) Frankrike konstaterar att ett hot mot försörjningstryggheten i Bretagne tydligt identifierats i rapporter om balans mellan utbud och efterfrågan samt nätförvaltaren ([20]) i sin prognostiserade försörjningsbalans mellan utbud och efterfrågan. Dessa risker bekräftas trots tidigare bristande överensstämmelse mellan prognos och utfall.

(77) Enligt de franska myndigheterna upplever Bretagne en betydande kapacitetsbrist vilket har lett till import av merparten av el från andra regioner. Dessutom ökar elförbrukningen i Bretagne betydligt snabbare än den franska förbrukningen på grund av befolkningstillväxten, som medför en högre känslighet för högre regional förbrukning vid köldknäppar.

(78) Vidare begränsar Bretagnes geografi med sin halvö möjligheterna till elleveranser och försvagar, enligt de franska myndigheterna, upprätthållandet av spänningsnivån i elnätet. Spänningen är en av de viktigaste parametrarna för tillförlitlighet i kraftnätet. På grund av elleveranser till Bretagne över långa avstånd (från Loiredalen och Loires flodmynning) leder det till spänningsfall under distributionen från källan till bestämmelseorten, vilket får flera konsekvenser: ökade transmissionsförluster, lägre kvalitet på den lokala spänningsvågen.

(79) De franska myndigheterna betonar brister som påverkar drift- och investeringsbeslut samt elmarknaden i Frankrike och Bretagne: avsaknad av mätare som möjliggör kontroll av förbrukningen i realtid, brist på differentierade prissättningszoner som återspeglar elnätsbegränsningarna, otillräckliga prissignaler för att främja diversifiering av elförsörjningen av privata investerare, risker som kan påverka finansieringsvillkoren för privata investeringar. Dessutom har införandet av en marknadszon i Bretagne, enligt de franska myndigheterna, inte följt normala marknadsförhållanden, eftersom den inte ger specifika prissignaler till privata investerare i de zoner där behovet av spänning är störst.

(80) Frankrike noterar att kravet på icke-diskriminering respekteras eftersom det inte, enligt de franska myndigheterna, avser teknik utan företag.

(81) När det gäller dimensionering av kapaciteten menar de franska myndigheterna att kapacitetsgapet kommer att förvärras av den tidiga stängningen av miljöskäl av gasanläggningarna i Brennilis och Dirinon (320 MW) liksom av den begränsade kapaciteten på anläggningen i Cordemais (1 400 MW för de båda delarna). Underskottet har uppskattats till mellan 200 MW och 600 MW under perioden 2017–2020. Stängningarna kommer med säkerhet att ske senast 2023.

(82) De franska myndigheterna anser att anbudsinfordran inte kommer att påverka besluten att investera i andra tekniker, eftersom åtgärden endast är avsedd att ersätta de extra kostnader som är specifika för den teknik som används (främst förstärkning av gasnätet) och begränsningen vad gäller tiden för uppförandet, som andra tekniker inte har.

(83) Av samma skäl betonar Frankrike att anbudsinfordran inte stärker problemet ”*missing money*” för andra kapaciteter, eftersom det är avsett att kompensera endast merkostnader för den teknik som används (gaskombiverk). Dessutom begränsar stängningen av fyra gasanläggningar per 2023 effekterna av driftsättningen av det nya gaskombiverket i Landivisiau vad gäller elementet ”*missing money*”.

(84) I motsats till punkt 76 i beslutet om att inleda förfarandet anser Frankrike att åtgärden inte är diskriminerande. Man erkänner att åtgärden inte är teknikneutral eftersom det enligt anbudsinfordran krävs användning av gaskombitekniken. Men Frankrike anser att efterlevnaden av skyldigheten om icke-diskriminering i direktiv 2009/72/EG inte innebär ett förbud mot att välja en viss teknik som en del av en anbudsinfordran gällande produktionskapacitet, eftersom alla företag har tillgång till denna teknik.

(85) Slutligen underlättar investeringen med förstärkning av gasnät införandet av ytterligare naturgas.

([20]) Försörjningsprognos 2013 från RTE.

5.1.1.2 De tredje och fjärde kriterierna: proportionalitet och val av anbudsgivare med den billigaste lösningen

(86) Enligt de franska myndigheterna skulle införandet av en anpassningsmekanism minska de förväntade intäkterna för anbudsgivarna vad gäller försäljning av el på marknaden och skulle automatiskt leda till en högre premie. Dessutom påpekar myndigheterna att med tanke på stark korrelation vad gäller gaskombiteknik mellan produkter och gaskostnader blir avkastningen relativt oelastisk för fluktuationer i omsättningen. De franska myndigheterna lägger slutligen fram praktiska skäl: det skulle vara svårt att i efterhand införa denna mekanism och dess införande skulle kunna skapa rättsosäkerhet.

(87) För det andra anser de franska myndigheterna att antalet lämpliga platser som kan ta emot en anläggning är tillräcklig för att ingen anbudsgivare ska uteslutas. Det stödberättigade området kan uppskattas till mellan 2 000 och 4 000 kvadratkilometer av ledig mark att jämföra med de 15 hektar som behövs för att bygga ett gaskombiverk. Anbudsgivarna skulle också på anmodan kunna välja andra platser om den lokala stadsplanen ändrats inom den tidsram som gällde för anbudsinfordran. Enligt de franska myndigheterna är därför ingen anbudsgivare förhindrad att delta i anbudsinfordran på grund av brist på plats.

(88) I valet av den vinnande anbudsgivaren sätter de franska myndigheterna miljökraven i relation till alla de möjliga åtgärder en anbudsgivare kan vidta för att få ett tillfredsställande betyg vad gäller miljökraven. De pekar också på att de tre ansökningar som lämnats in till elregleringskommittén fått likartade omdömen vad gäller detta miljökrav.

(89) När det gäller det potentiellt diskriminerande teknikvalet konstaterar myndigheterna först förekomsten och tillgängligheten i Europa. De franska myndigheterna påpekar sedan att det med tanke på närheten mellan teknikerna i fråga (OCG [21], gaskombiverk, gasturbin) inte finns anbudsgivare som specialiserat sig uteslutande på gasteknik och som kan uppfattas som diskriminerad av åtgärden. Respekten för teknikneutralitet äventyras därmed inte.

5.1.2 *Förenlighet med riktlinjerna*

5.1.2.1 Gemensamt intresse

(90) De franska myndigheterna erinrar om att det primära målet med åtgärden är att säkra elförsörjningen i Bretagne på två sätt: säkerställa balansen mellan tillgång och efterfrågan å ena sidan och upprätthålla spänningen i elnätet å andra sidan.

(91) De franska myndigheterna uppger att för att balansen mellan utbud och efterfrågan ska garanteras av den åtgärd som ska bidra till att öka produktionskapaciteten, måste de först baseras på efterfrågetopparna, särskilt i västra regionen (överensstämmelse mellan utbud och efterfrågan på spänningsnivån).

(92) De franska myndigheterna konstaterar sedan att det faktum att inget avbrott i elförsörjningen noterats tidigare inte motiverar att man inte vidtar några åtgärder mot potentiella och identifierade hot.

5.1.2.2 Behov

(93) De franska myndigheterna motiverar för det första behovet av åtgärden med kvantifierade data. Vid stängning av fyra gasanläggningar i Brennilis och Dirinon och oljedelarna vid Cordemais-anläggningen skulle det kvarstående kapacitetsunderskottet uppskattas till mellan 200 MW och 600 MW per år under perioden 2017–2020. Man ska fatta beslut om dessa kraftverk senast 2023.

(94) Frankrike motiverar för det andra behovet av åtgärden med att peka på marknadsmisslyckandena, i synnerhet frånvaron av investeringar i Bretagne, trots att det finns ett samhällsbehov.

(95) De franska myndigheterna anser för det tredje att behovet inte handlar om att skapa en bretagnisk prissättningszon. Först och främst skulle en zon som omfattar hela Bretagne inte uppfylla spänningsstabilitetsmålet inom denna zon. En zon som omfattar endast västra Bretagne skulle, på grund av avsaknad av transitbelastning med resten av Bretagne, inte ge tillräckliga prissignaler för att locka till investeringar. Denna zon har enligt Frankrike

[21] Open cycle gas turbine: gasturbin med öppen krets.

en begränsad attraktionsförmåga på grund av att den är för liten för att locka mindre leverantörer. Det är inte säkert att priszonen skulle visa det verkliga värdet på en produktionsenhet i Bretagne och leda till investeringar där på grund av få förekomster av överbelastning i nätet. Det finns heller ingen garanti för att denna investering kostar mindre för det allmänna genom en engångsanbudsinfordran. Slutligen betonar myndigheterna de kostnader som skulle uppstå om en priszon skapas som är specifik för Bretagne: nödvändiga förändringar på grossistmarknaderna, fördelning av transporträttigheterna, utjämningstariffer ([22]) för att inte bestraffa förbrukarna i Bretagne. Tidsfristerna för genomförandet motsvarar slutligen inte behovet på kortare sikt av att säkra elförsörjningen i det bretagniska systemet.

(96) För det fjärde noterar de franska myndigheterna att den bretagniska produktionen huvudsakligen består av förnybar energi i form av vindkraft. Lagringen av intermittent energi spelar därför en allt större roll i Bretagne, vilket kräver ökad tillgång till flexibla lösningar, som gaskombiverket i Landivisiau.

(97) För det femte kan uppförandet av en produktionsenhet i Bretagne vara fördelaktigt för alla franska förbrukare under perioder av överbelastning i nätet genom att man minskar risken för spänningskollaps, vilket bidrar till minskade nätförluster och förbättrar den totala kapacitetsnivån.

(98) Frankrike anser för det sjätte att åtgärden stöds av behovet av att undvika spänningskollaps i hela Bretagne, vilket inte kan avhjälpas genom att enbart bygga kraftledningar.

(99) De franska myndigheterna betonar slutligen att med tanke på nedläggningarna av gasanläggningarna i Brennilis och Dirinon blir förändringen av värmeeffekten i regionen liten, i storleksordningen 100 MW. I detta sammanhang är påverkan på "*missing money*" mycket liten.

5.1.2.3 Lämplighet

(100) I fråga om ersättningen anser de franska myndigheterna anser att den är lämplig eftersom den är en ersättning för kapacitet och därför inte har någon som helst inverkan på produktionen.

(101) En indelning i tariffzoner är inte lämplig, i synnerhet för att upprätthålla hållspänningen, vilket förklaras i skäl 95.

(102) Även om de franska myndigheterna inte bestrider att åtgärden är selektiv, anser de ändå dels att den valda tekniken är den som bäst kan tillgodose det identifierade behovet och att denna skulle varit densamma vid en teknikneutral anbudsinfordran, och dels att åtgärden heller inte ersätter en balanserad och rimlig utveckling av teknik för försörjningstrygghet, inklusive laststyrning, sammanlänkningar och lagring.

(103) Effekten på 450 MW motiveras enligt Frankrike av kriteriet med bristande kapacitet vid efterfrågetoppar (t.ex. prognos från RTE 2012).

(104) Lämpligheten av tekniken framgår av de tekniska funktioner som krävs för att tillgodose specifika behov: mobiliseringstid inom femton timmar (från stoppad maskin) eller två timmar (maskin i drift), minimilängd för justeringserbjudanden på upp till och med tre timmar (drift) eller åtta timmar (stoppad). Det finns inte någon begränsning för den maximala längden för aktivering av justeringserbjudanden. De franska myndigheterna vidhåller att andra tekniker (öppen krets, gasturbin) och laststyrning inte svarar upp till dessa tekniska krav på ett tillfredsställande sätt.

(105) Enligt de franska myndigheterna kan man inte klandra Frankrike för att inte ha övervägt andra tekniker i anbudsinfordran än de som rör gaskombiverk ([23]). De franska myndigheterna åberopar artikel 194 i EUF-fördraget som föreskriver att de åtgärder som vidtagits av EU inte kan påverka rätten för en medlemsstat att bestämma den allmänna strukturen för dess energiförsörjning: valet att använda en gasbaserad anläggning handlar om nationell kompetens och kan inte utgöra någon avvikelse på förenligheten i åtgärden.

([22]) Subventioneringen är ett instrument som säkerställer lika priser inom hela regionen.
([23]) Punkt 6 i de franska myndigheternas svar av den 17 december 2015.

(106) När det gäller laststyrning anser de franska myndigheterna att målen för åtgärden är att upprätthålla den lokala spänningen, vilken inte kan förses med lokal elförsörjning då denna inte kan svara upp till kraven på laststyrningskapacitet.

(107) De övriga tekniker hade inte kunnat väljas utan att begära en högre premie.

(108) Gaskombiverkstekniken motiveras av det ökade antalet timmars användning för att upprätthålla spänningsnivån. Gasturbiner är inte något konkurrenskraftigt alternativ vid hundratals drifttimmar. Behovet av gastillförsel motiverar också användningen av denna teknik: Gasturbiner skulle behöva 50 % mer gas. OCG kostar visserligen mindre än gaskombiverk men höga gaskostnader motiverar användningen av en effektivare maskin.

(109) Laststyrningstekniken är inte kompatibel med ett driftbehov på flera tusen timmar. Den säkerställer inte heller något produktionsbehov. Detsamma gäller för produktion av förnybar energi på grund av den icke ”kontrollerbara” produktionen. Decentraliserade lagringstekniker innebär alltför höga investeringskostnader för att kunna konkurrera med gaskombiverk. En ny sammanlänkning räcker inte för att konkurrera med gaskombiverksteknik på grund av problemet med spänningsstabiliteten.

(110) Dessutom ger vindkraft och solenergi en alltför intermittent kapacitet för att kunna erbjuda ett konkurrenskraftigt pris. Kapaciteten på vattenkraft är också intermittent. Den befintliga kapaciteten för förnybar termisk energi får redan offentligt stöd och de kan inte lämna anbud. Värmekraftverk med fossila bränslen skulle kräva tunga investeringar fram till 2023. Enligt de franska myndigheterna understryker dessa argument lämpligheten av den teknik man valt.

5.1.2.4 Proportionalitet

(111) Frankrike betonar att projektets lönsamhet, mätt som intern avkastningsgrad på *[5–10]* %, ligger i ett lägre intervall än den lönsamhet investerare kräver för denna typ av projekt.

(112) De franska myndigheterna uppgav i detta sammanhang att det är för sent att införa en anpassningsmekanism och att dess införande, som skulle leda till minskade intäkter, skulle resultera i begäran om en högre premie, varför påverkan på lönsamheten för projektet skulle neutraliseras.

(113) Av dessa skäl anser Frankrike att åtgärden är proportionerlig.

5.1.2.5 Snedvridning av konkurrensen

(114) Enligt Frankrike minskar inte åtgärden incitamenten för investeringar i sammanlänkningskapacitet, särskilt mellan Frankrike och Irland.

(115) Dessutom riskerar åtgärden inte att stärka EDF:s dominerande ställning. Den vinnande anbudsgivaren kommer att få ett större intresse av att marknadsföra sig på elmarknaden. Försäljningen av el till EDF med en diskonteringsränta på 5 % som nämns i skäl 53 är mindre fördelaktigt än att sälja 100 % till marknadspris. Det är därför ett lagligt, men inte ekonomiskt försvarbart, alternativ.

5.2 **Svar på synpunkterna från berörda parter**

5.2.1 *Behovet av åtgärden*

(116) De franska myndigheterna anser att ifrågasättandet av projektet från flera berörda parter på grund av en lägre ökning av förbrukningen är ogrundat. I själva verket betonar de att elförbrukningen i Bretagne ökade med 9,9 % mellan 2006 och 2014, jämfört med en genomsnittlig ökning på endast 2,9 % i Frankrike. De franska myndigheterna åberopar också en studie enligt vilken Bretagne skulle bli den tredje mest dynamiska regionen i Frankrike på grund av den ökade elförbrukningen ([24]).

(117) Dessutom erinrar de franska myndigheterna om att den särskilda strukturen i fråga om elförbrukningen i regionen, som till största delen sker i hushållen och inom tjänstesektorn, leder till högre känslighet för ökad regional förbrukning vid köldknäppar. Bretagne står för 6,3 % av ökningen under efterfrågetopparna, men står endast för 4,4 % av den årliga elförbrukningen.

([24]) Sammanfattning av regionala elbalanser 2014, RTE, se bilaga 1.

(118) Lågkonjunkturen och den ökade energieffektiviteten som drivs av den ändrade lagstiftningen begränsar ökningen i efterfrågan, som under 2014 stabiliserades för första gången. Tvärtom stimuleras efterfrågan av förändringen av antalet hushåll som drivs av en dynamisk demografi, en förändrad livsstil med ökad informationsteknik och kommunikation, ökningen av antalet elfordon och ett ökat antal värmepumpar. Även de senaste prognoserna om ökad elförbrukning i Bretagne fortsätter att vara högre än det nationella genomsnittet, enligt de franska myndigheterna.

(119) Slutligen påpekar de franska myndigheterna att jämförelser mellan prognoser från Pacte Electrique Breton och den verkliga förbrukningen måste utföras i samma geografiska område. Således inkluderar prognoserna för Pacte Electrique Breton förbrukning i samband med nätförluster, något som inte systematiskt har beaktats av de organisationer som har svarat kommissionen när man gjorde jämförelser. De franska myndigheterna anser att detta fel lett till att uppgifterna har missförstått. Dessutom anser man att många organisationer grundar sig på felaktiga bedömningar, särskilt när det gäller tillgången på intermittenta energikällor, vilka inte kan ersätta de bedömningar RTE har gjort.

5.2.2 *Lagligheten i finansieringen av åtgärden*

(120) Vissa berörda parterna anser att finansieringen av åtgärden är olaglig, se skäl 68 punkt 2, bland annat på grund av att CSPE enbart skulle vara reserverad för finansiering av förnybar energi.

(121) De franska myndigheterna bestrider detta påstående. Följande gäller nämligen:

a) Den rättsliga grunden för anbudsinfordran är det fleråriga investeringsprogrammet från 2009, som identifierar riskerna för försörjningstryggheten i Bretagne och understryker behovet av att införa en konventionell produktionsenhet i regionen.

b) I artikel L. 311-10 i energilagen föreskrivs att anbudsinfordranar kan lanseras ”när produktionskapaciteten inte uppfyller målen i det fleråriga investeringsprogrammet, särskilt i fråga om produktionsteknik och geografiskt läge för anläggningarna.” Detta är fallet med denna anbudsinfordran.

c) Slutligen föreskrivs i punkt 1 i artikel L. 121-7 i energilagen att bland de utgifter som uppkommer vid uppdrag att verka i allmänhetens tjänst ingår ”merkostnader som i förekommande fall uppstår vid genomförande av artiklarna L. 311-10 till L. 311-13-5”.

Ovanstående texter visar att finansiering av anbudsinfordringar som utlysts i enlighet med artikel L. 311-10 i energilagen mycket väl kan försöka balansera utgifter som uppstår på grund av uppdrag att verka i allmänhetens tjänst, även om det inte handlar om förnybar energi.

(122) Dessa indikationer ändrades, enligt de franska myndigheterna, inte av CSPE-reformen i slutet av 2015. Finansieringen av åtgärden görs från budgetanslagen.

5.2.3 *Effekter på konkurrensen*

(123) Som diskuterats i skäl 74 anser ENGIE att anbudsinfordran kommer att leda till en stärkning av EDF:s dominerande ställning eftersom detta skulle vara den enda tillverkaren som kan undgå driftsinställelse vid sina anläggningar trots den oundvikliga nedgången i framtida lönsamhet. De franska myndigheterna anser tvärtom att en ny aktör på produktionsmarknaden bidrar till att öka konkurrensen.

5.2.4 *Transparent förfarande – offentligt samråd*

5.2.4.1 Offentlig debatt

(124) Flera berörda parter ansåg att det inte har varit tillräckligt med offentlig debatt kring projektet. De franska myndigheterna anser däremot att förfarandet kring den offentliga debatten är tillfredsställande. Sålunda:

1. Projektet har varit föremål för godkännande genom ett beslut fattat av prefekturen som fastställer vilka bestämmelser operatören måste uppfylla för att skydda miljön, i enlighet med avdelning 1 i del V i miljölagen om anläggningar för miljöskydd.

2. Projektet var föremål för en offentlig utredning som ägde rum 15 september–31 oktober 2014 i enlighet med de villkor som anges i beslutet av prefekturen av den 18 augusti 2014. I slutsatserna i den offentliga utredningen betonas att den offentliga informationen varit tillräcklig och har möjliggjort en verklig dialog. Dessutom erinrar de franska myndigheterna om att en majoritet av antalet svar inte ifrågasätter det beslut som motiverades av utredningsnämnden.

3. Dessutom påminde de franska myndigheterna om att debatten ägde rum på lokal och regional nivå och att diskussionerna inte bara har lett till att allmänheten informerats, utan också har gett möjlighet för arbetsgrupper att bildas som samlar organisationerna för eller emot projektet.

5.2.4.2 Premiens syfte

(125) De franska myndigheterna anser att påståendet från en berörd part om att anbudsinfordran inte varit transparent, eftersom syftet med premien inte tydligt definierats, inte är underbyggt.

(126) Enligt denna berörda part har vissa anbudsgivare, trots att premien är avsett endast att täcka merkostnaderna för uppförande av kraftverket, gasleveranser samt den förväntade tidpunkten för driftsättning, begärt ett ytterligare kompensationsbelopp för bristande lönsamhet hos kraftverket. Ett sådant kompensationsbelopp överensstämmer inte med specifikationerna och skulle medföra en snedvridning av konkurrensen gentemot befintliga park av kombiverk och skulle skapa prejudikat.

(127) De franska myndigheterna har påmint om att den vinnande anbudsgivaren bara kan få det föreslagna premiebeloppet. De anbudsgivare som kräver en ytterligare utbetalning förutom den fasta premien, vars syfte noggrant är beskrivet i specifikationerna, följer inte kraven i anbudsinfordran. Man kan inte förvänta sig någon ytterligare utbetalning (”kompensationsbelopp”) och dessutom kommer hänsyn att tas vid utvärderingen av premiekriterierna. Denna punkt bekräftades av den franska elregleringskommittén (CRE) som svar på en fråga från en anbudsgivare i samband med anbudsinfordran.

(128) Enligt de franska myndigheterna har de anbudsgivare som lämnat in ett anbud annars inte haft svårt att tolka denna punkt. De har kunnat integrera de merkostnader som funnits för driftsättning av anläggningen i en översiktlig ekonomisk kontext i det lämnade premie.

6. **BEDÖMNING AV ÅTGÄRDEN**

6.1 **Förekomst av stöd**

(129) Statligt stöd definieras i artikel 107.1 i EUF-fördraget som ”stöd som ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel, av vilket slag det än är, som snedvrider eller hotar att snedvrida konkurrensen genom att gynna vissa företag eller viss produktion, i den utsträckning det påverkar handeln mellan medlemsstaterna”.

(130) Det framgår av det föregående att en klassificering av en åtgärd som statligt stöd förutsätter att följande tre villkor är uppfyllda kumulativt: a) åtgärden måste tillskrivas staten och finansieras med statliga medel, b) åtgärden utgör en selektiv fördel som riskerar att gynna vissa företag eller viss produktion, c) åtgärden måste snedvrida eller hota att snedvrida konkurrensen och riskera att påverka handeln mellan medlemsstaterna.

6.1.1 *Stöd som tillskrivs staten och finansieras med statliga medel*

(131) För att betraktas som statligt stöd måste en finansiell åtgärd kunna tillskrivas medlemsstaten som direkt eller indirekt finansieras genom statliga medel.

(132) I detta fall förväntas ersättningen till CEB återspeglas på detaljhandelns elpris via CSPE. (se skäl 42).

(133) Som framgår av beslutet om att inleda förfarandet konstaterade kommissionen att CSPE utgjorde en statlig resurs, eftersom det handlar om att ”en avgift tas ut av staten, vilken samlas in och förvaltas av en enhet som utsetts av staten för att hantera bidragssystemet i enlighet med de regler som fastställts av staten”. Enligt domstolen ([25]) kan medel som tillförs genom obligatoriska bidrag föreskrivna i medlemsstatens lagstiftning och som förvaltas och fördelas enligt denna lagstiftning, emellertid betraktas som statliga medel i den mening som avses i artikel 107.1 EUF-fördraget, även om de förvaltas av privata eller offentliga enheter som är åtskilda från myndigheterna ([26]).

(134) Slutligen tillskrivs åtgärden staten, eftersom anbudsinfordran offentliggjordes av energiministern och att det är denne som har valt anbudsvinnare.

6.1.2 *Ekonomisk fördel*

(135) För att utgöra stöd i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget måste åtgärden innebära en fördel för det mottagande företaget, vilket innebär att företaget inte skulle ha fått denna fördel under normala marknadsförhållanden, utan statliga ingripanden.

(136) De franska myndigheterna anser att åtgärden inte utgör någon ekonomisk fördel, eftersom den uppfyller alla kriterier i Altmark-målet ([27]). I beslutet om att inleda förfarandet uttryckte kommissionen tvivel om denna bedömning, särskilt när det gäller frågan om det första kriteriet var uppfyllt.

(137) Det bör bedömas enligt rättspraxis i Altmark-domen ([27]) om åtgärden i fråga ger en fördel till CEB.

(138) I Altmark-domen slog EU-domstolen särskilt fast att ”en statlig åtgärd inte omfattas av artikel 92.1 i fördraget i den mån som åtgärden skall anses utgöra ersättning som motsvarar ett vederlag för tjänster som de mottagande företagen har tillhandahållit för att fullgöra skyldigheter avseende allmännyttiga tjänster, när åtgärden i själva verket inte innebär att dessa företag gynnas ekonomiskt och således inte har som verkan att dessa företag får en mer fördelaktig konkurrensställning än konkurrerande företag” ([28]).

(139) Här kan erinras om att de franska myndigheterna anser att åtgärden inte utgör någon ekonomisk fördel, eftersom den uppfyller alla kriterier i Altmark-domen.

(140) I själva verket menar domstolen ([29]) att för att en allmännyttig tjänst ska undgå att klassificeras som statligt stöd måste följande fyra kriterier vara uppfyllda:

1. det mottagande företaget ska rent faktiskt ha ålagts skyldigheten att tillhandahålla allmännyttiga tjänster, och dessa skyldigheter ska vara klart definierade.

2. de parametrar som används för att beräkna ersättningen måste ha fastställts i förväg på ett objektivt och öppet sätt.

3. ersättningen inte får överstiga vad som krävs för att täcka hela eller delar av de kostnader som har uppkommit i samband med skyldigheterna att tillhandahålla allmännyttiga tjänster med hänsyn tagen till de intäkter som därvid har erhållits och till en rimlig vinst på grundval av fullgörandet av dessa skyldigheter, och

4. när det företag som ges ansvaret för att tillhandahålla de allmännyttiga tjänsterna inte har valts ut efter ett anbudsförfarande som gör det möjligt att välja den anbudsgivare som kan tillhandahålla dessa tjänster till den lägsta kostnaden för det allmänna, ska storleken av den nödvändiga ersättningen fastställas på grundval av en undersökning av kostnaderna för ett genomsnittligt och välskött företag som är lämpligt utrustat för vad som ålagts det, med hänsyn tagen till de intäkter som därvid skulle ha erhållits och till en rimlig vinst på grund av fullgörandet av trafikplikten.

([25]) EU-domstolens dom av den 19 december 2013, Vent de Colère! mot Ministre de l'Ecologie, C-262/12.
([26]) EU-domstolens dom av den 2 juli 1974 i mål 173/73, Italien mot kommissionen (REG 1974, s. 709, svensk specialutgåva, volym 2, s. 321), punkt 35.
([27]) EU-domstolens dom av den 24 juli 2003, Altmark Trans GmbH och Regierungspräsidium Magdeburg mot Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, mål C-280/00.
([28]) Altmark-domen, skäl 87.
([29]) Altmark-domen, skälen 88–94.

(141) Beträffande det första kriteriet är det känt att medlemsstaterna har ett stort handlingsutrymme att avgöra vilka tjänster som kan anses vara allmännyttiga ([30]). Domstolen har nyligen påmint om ([31]) att det finns särskilda unionsregler som definierar innehåll och omfattning av allmänt ekonomiskt intresse, och att dessa är bindande för medlemsstaterna i enlighet med punkt 46 i kommissionens meddelande om tillämpningen av EU:s regler om statligt stöd på ersättning för tillhandahållande av tjänster av allmänt ekonomiskt intresse. Dessa regler är i allmänhet avsedda att harmonisera lagstiftningen för att avlägsna hinder för den fria rörligheten och friheten att tillhandahålla tjänster. Det faktum att de är antagna på grundval andra fördragsbestämmelser än de som gäller kontroll av statligt stöd och har som primärt syfte att kontrollera den inre marknaden minskar inte relevansen av det första av Altmark-kriterierna.

(142) Med tanke på de synpunkter från berörda parter och svaren från Frankrike (avsnitt 5) anser kommissionen att åtgärden inte uppfyller det första Altmark-kriteriet avseende en klassificering som allmännyttig skyldighet – i synnerhet för energisektorn – av två skäl.

(143) Som kommissionen för det första har förklarat ([32]) är det inte lämpligt att en som en allmännyttig skyldighet klassificera en verksamhet som redan tillhandahålls eller kan tillgodoses av marknaden. I denna analys måste möjliga förbättringar av marknadens funktionssätt som kan införas av medlemsstaterna också beaktas. Om sådana förändringar är möjliga är det inte lämpligt att klassificera verksamheten som allmännyttig skyldighet. I detta fall kan marknaden anses dysfunktionell till den grad att den inte sänder ut tillräckliga prissignaler för att locka till investeringar på lokal nivå. Detta är fallet med kortfristiga marknader som balansmarknader vars justeringsmekanismer vid projekttidpunkten inte ger tillräckliga lokala prissignaler.

(144) För det andra tillåter teknikdiskrimineringen inte att tjänsten klassificeras som en allmännyttig skyldighet. I det här fallet, i artikel 3.2, i eldirektivet ([33]) fastställs särskilda villkor för medlemsstaternas möjlighet att tillhandahålla allmännyttiga tjänster på den avreglerade elsektorn. I synnerhet begränsar artikel 3.2 möjligheterna för medlemsstaterna att införa allmännyttiga tjänster inom energisektorn med specifika mål ([34]): ”Medlemsstaterna får med beaktande fullt ut av tillämpliga bestämmelser i fördraget [..] för att tillgodose det allmänna ekonomiska intresset ålägga företag som bedriver verksamhet inom elsektorn att tillhandahålla allmännyttiga tjänster, vilka kan avse tillförlitlighet, inbegripet försörjningstrygghet, regelbundenhet i leveranserna, kvalitet och pris samt miljöskydd, inbegripet energieffektivitet, energi från förnybara energikällor och klimatskydd.” I samma artikel 3.2 anförs vidare att allmännyttiga tjänster inom energisektorn måste vara ”klart definierade, transparenta, icke-diskriminerande och kontrollerbara samt garantera att elbolagen i gemenskapen kan nå ut till nationella konsumenter på lika villkor”.

(145) Kommissionen anser att kriteriet om icke-diskriminering, som tas under övervägande vad gäller förekomsten av en allmännyttig skyldighet, ska tolkas restriktivt. I den anmälan som lämnats in av Frankrike preciseras att anbudsinfordran gäller uppförande och drift av ett elkraftverk som enbart använder kombiteknik ([35]). Med andra ord var anbudsinfordran begränsad till en enda teknik (gaskombiverk), och exkluderar konventionella tekniker som OCG eller gasturbin som också skulle ha kunnat leverera begärda tjänster till det stödmottagande kraftverket.

(146) Som förklarats i skälen 84 och 89 anser de franska myndigheterna att det faktum att åtgärden inte är teknikneutral inte utgör diskriminering i enlighet med artikel 3.2 i direktiv 2009/72/EG eftersom alla företag kan få tillgång till gaskombiverkstekniken på samma sätt som alla konventionella tekniker. Dock måste stödåtgärderna utformas så att hela produktionskapaciteten på ett effektivt sätt kan bidra till att avhjälpa ett problem med otillräcklig produktionskapacitet, vilket innefattar deltagande av producenter som använder olika tekniker. Därför innebär Frankrikes argument att alla företag kan få tillgång till gaskombiverkstekniken inte att åtgärden kan betraktas som diskriminerande.

([30]) Meddelande från kommissionen om tillämpningen av Europeiska unionens regler om statligt stöd på ersättning för tillhandahållande av tjänster av allmänt ekonomiskt intresse (EUT C 8, 11.1.2012, s. 4), punkt 46.
([31]) Tribunalen den 1 mars 2017 i mål T-454/13, SNCM mot kommissionen, punkt 113.
([32]) Meddelande från kommissionen om tillämpningen av Europeiska unionens regler om statligt stöd på ersättning för tillhandahållande av tjänster av allmänt ekonomiskt intresse, punkt 48.
([33]) Direktiv 2009/72/EG.
([34]) Mål C-242/10 – Enel Produzione, ECLI:EU:C:2011:861, punkt 42.
([35]) Punkt 20 i anmälan från Frankrike.

(147) Kommissionen konstaterar vidare att anbudsinfordran avsåg att öka nivån på elproduktion i regionen för att upprätthålla försörjningstrygghet trots den planerade nedläggningen av flera produktionsanläggningar och för att lösa det återkommande problemet med spänning i Bretagne. För att tillgodose detta dubbla mål anges i specifikationerna flera krav som ska uppfyllas av den framtida kraftverksmottagaren. Kraftverket måste ha en aktiv effekt på cirka 450 MW (+/– 10 %), vara beläget i den västra delen av Bretagne och hela tiden vara tillgängligt för att möjliggöra mobilisering av RTE genom justeringsmekanismen. Med avseende på det senare kravet uppgavs i specifikationerna att kraftverket skulle kunna mobiliseras av RTE inom maximalt femton timmar när maskinen är stoppad och två timmar när maskinen är i drift, att det inte skulle finnas någon maxmallängd på aktiveringen av justeringserbjudanden och att minimilängden för justeringserbjudandena ska vara mindre än eller lika h med tre timmar för maskin i drift, åtta timmar för stoppad maskin. Dessa villkor syftar till att säkerställa reaktivitet och flexibilitet hos kraftverket och därmed säkerställa att RTE kan mobilisera kraftverket för att tillgodose ett specifikt behov och tillfälligt trygga både hållspänningen och den lokala balansen. Frankrike har inte i skälen 107 och 108 bestridit att dessa villkor kan uppfyllas av alla konventionella kraftverk, det vill säga gaskombiverk, OCG och gasturbiner.

(148) På samma sätt leder analysen av de olika teknikerna är tillräckliga för att nå målen i anbudsinfordran till slutsatsen att de tre konventionella teknikerna (gaskombiverk, OCG och gasturbiner) kan tillgodose de behov de franska myndigheterna identifierat, även vad gäller olika effektivitetskrav. Men anbudsinfordran avser endast att bygga ett gaskombiverk. Kommissionen drog därför slutsatsen att anbudsinfordran är diskriminerande.

(149) Men som framgår av skäl 144 måste den allmännyttiga skyldigheten vara icke-diskriminerande. Den konstaterade diskrimineringen av vissa konventionella tekniker gör därför att åtgärden inte kan klassificeras som en allmännyttig skyldighet.

(150) De argument Frankrike angett i skäl 84 om att åtgärden inte utgör någon diskriminering av andra typer av konventionell teknik avvisas därmed. Kommissionen drar därför slutsatsen att åtgärden inte kan klassificeras som en allmännyttig skyldighet. Därför är det första kriteriet i Altmark-domen inte uppfyllt.

(151) Åtgärden innebär då en fördel. En fördel är enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget en ekonomisk förmån som ett företag inte skulle ha fått under normala marknadsförhållanden, dvs. i avsaknad av statligt ingripande. I detta fall skulle konsortiet få en premie som inte tilldelas under normala marknadsförhållanden, utan är resultatet av ett statligt bidrag. Därför kan åtgärden betecknas som en förmån som tilldelas den vinnande anbudsgivaren.

(152) För att betraktas som selektiv enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget, gynnar stöd ”vissa företag eller vissa produkter”. I detta fall ges åtgärden endast till den vinnande anbudsgivaren och betraktas därför som selektiv.

(153) Därför anser kommissionen att åtgärden ger en selektiv fördel enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget.

6.1.3 *Effekten på konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna*

(154) Offentligt stöd till företag enligt artikel 107.1 påverkar konkurrensen endast om det ”snedvrider eller hotar att snedvrida konkurrensen genom att gynna vissa företag eller viss produktion”, och endast ”i den utsträckning det påverkar handeln mellan medlemsstaterna”. Ett stöd som ges av staten anses snedvrida eller hota att snedvrida konkurrensen om det finns en risk för att det förbättrar mottagarens konkurrensposition i förhållande till andra företag med vilka det konkurrerar ([36]). I praktiken är en snedvridning enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget allmänt erkänd när staten ger en ekonomisk fördel till ett företag i en konkurrensutsatt sektor ([37]). I detta fall är det troligt att konkurrenskraften hos CEB-konsortiet stärks i förhållande till andra företag genom att kapaciteten att generera elektricitet ökar jämfört med övriga konkurrenter.

([36]) Domstolens dom av den 17 september 1980 i mål Philip Morris, 730/79.
([37]) Tribunalens dom av den 15 juni 2000. Alzetta, i de förenade målen T-298/97, T-312/97.

(155) Offentligt stöd till företag utgör statligt stöd enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget endast om det ”påverkar handeln mellan medlemsstaterna”. Offentligt stöd kan anses kunna påverka handeln mellan medlemsstaterna även om mottagaren inte direkt bedriver handel över gränserna. Dessutom ska det inte på förhand uteslutas att handeln mellan medlemsstater kan påverkas trots att ett stöd är relativt obetydligt eller att det gynnade företaget är relativt litet ([38]). I detta fall får stödmottagaren en fördel som utländska konkurrenter inte kan erhålla på grund av selektiviteten i stödet.

(156) Dessutom kännetecknas effekten av stödet för konkurrensen och dess inverkan på handeln mellan medlemsstaterna av att åtgärden gynnar ett företag som verkar i en sektor som har varit föremål för avreglering i Europa ([39]). I detta fall har energisektorn varit föremål för en sådan avreglering.

(157) Åtgärden kommer därför att snedvrida konkurrensen och påverka handeln mellan medlemsstaterna.

6.1.4 *Slutsatser om förekomsten av stöd*

(158) Av ovanstående skäl vidhåller kommissionen att åtgärden utgör statligt stöd i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget.

6.2 **Stödets laglighet**

(159) Åtgärden har ännu inte införts. Utbetalning för driftsättning av kraftverket sker från den *[…]*. Åtgärden kommer därför att införas efter detta beslut. Dessa kan därför betraktas som olagliga.

6.3 **Förenlighet med den inre marknaden**

6.3.1 *Motivering av det analysramverk som använts*

(160) Tjänsten kan inte klassificeras som allmännyttig skyldighet, såsom förklaras i skälen 144–147. Därför är kommissionens meddelande om reglering av allmänt ekonomiskt intresse inte tillämpligt i detta fall.

(161) Kommissionen bedömer därför förenlighet med åtgärden när det gäller avsnitt 3.9 i 2014 års riktlinjer. Punkterna 19 till 34 i 2014 års riktlinjer definierar ”tillräcklig produktionskapacitet” som i) den produktionsnivå som bedöms tillräcklig för att tillgodose efterfrågan i en medlemsstat under en viss period, ii) baserat på en konventionell statistisk indikator som används av nyckelorganisationer (t.ex. det europeiska nätverket för nätoperatörer [ENTSO-E]).

(162) Beträffande det första kriteriet anser kommissionen att åtgärden väl täcker införandet av en tillräcklig produktionsnivå för att möta efterfrågan i Bretagne, både ur kvantitativt (se skäl 166) och kvalitativt perspektiv (skäl 174).

(163) Beträffande det andra kriteriet anser kommissionen att de indikatorer som ligger till grund för gaskombiverket är tillfredsställande (se skäl 168).

6.3.2 *Mål av gemensamt intresse och behov*

(164) Kommissionen anser att åtgärden bidrar till att uppnå ett mål av gemensamt intresse och behövs i enlighet med avsnitt 3.9.1 och 3.9.2 i 2014 års riktlinjer om den uppfyller följande villkor: i) problemet med otillräcklig produktionskapacitet ska identifieras med en kvantifierbar indikator och resultaten ska vara förenliga med den analys som genomförs av ENTSO-E, ii) åtgärden måste avse ett väldefinierat mål, iii) åtgärden måste vara inriktad på problemets karaktär och orsaker, i synnerhet marknadsmisslyckanden som hindrar marknaden från att tillhandahålla den kapacitetsnivå som krävs, och iv) medlemsstaten måste ha övervägt andra alternativ för att hantera problemet.

([38]) Domstolens dom av den 14 januari 2015, Eventech/Parking Adjudicator, C-518/13.
([39]) Domstolens dom av den 10 januari 2006 i mål C-222/04, REG 2002.

(165) Problemet med den otillräckliga kapaciteten har tydligt identifierats och kvantifierats. Den stängning som beslutats 2017 av fyra gasanläggningar i Brennilis och Dirinon samt oljedelarna vid Cordemais-anläggningen ger ett kvarstående kapacitetsunderskott på uppskattningsvis mellan 200 MW och 600 MW per år under perioden 2017–2020, vilket framgår av skäl 81. Även om en förlängning av livslängden för dessa kraftverk skulle övervägas, ska de stängas senast 2023. Här noterar kommissionen den låga produktionen i Bretagne, med 13,3 % av förbrukningen 2014, varav 11,8 % förnybar energi, vilket visar på en obetydlig andel icke-intermittent produktion. Dessa faktorer motsäger argumenten från vissa berörda parter (se skäl 55). De bekräftar dock de argument som behandlas i skälen 61, 63 och 81.

(166) Kommissionen anser vidare att risken att upprätthålla spänningen har framlagts på ett objektivt och tillfredsställande sätt av de franska myndigheterna. RTE beslutade, vid fyra tillfällen under 2012, att införa en särskild anordning för att kunna hantera problem med spänningskollaps i Bretagne. En sådan anordning består av ett avlastningssystem som utlöses under de mest kritiska perioderna.

(167) Behovet av åtgärden som presenterats av de franska myndigheterna bygger på kvantifierade data från RTE:s årligen publicerade statistik ([40]).

(168) Den metod som används överensstämmer med den som används i RTE:s prognos. Denna metod bygger på ett sannolikhetssynsätt där nivåerna av utbud och efterfrågan möts vid en simulering av driften i det europeiska elnätet på timbasis under ett helt år. Vissa parametrar, som tillgänglighet hos kraftverken, bygger på referensdata från studier utförda av ENTSO-E.

(169) I grunden bygger de inlämnade uppgifterna på redovisningssiffror som visar i) en förbrukningsdynamik som var 2,7 gånger högre än den nationella trenden under perioden 2006–2012 (förbrukningsökning på i genomsnitt 1,6 % under de senaste sex åren i Bretagne), ii) förbrukningstoppar vars känslighet för klimatförhållandena är högre än den genomsnittliga känsligheten i Frankrike, något som främst beror på förbrukningsstrukturen i regionen, där hushållen och tjänstesektorn utgör en viktig del, iii) otillräckliga lokala produktionsresurser, eftersom produktionsenheterna i Bretagne inte ger mer än 13 % av den elenergi som förbrukas i regionen (se skäl 166) och iv) förbättringar av nätverket för att delvis lösa problemet med otillräcklig kapacitet. Obalansen mellan den energi som produceras och den som förbrukas försvagar försörjningstryggheten i regionen och i synnerhet noteras följande svaga punkter: Försörjningen i norra Bretagne, som omfattar större delen av departementet Côtes d'Armor liksom städerna Saint-Malo och Dinard, skulle brytas om 44 kV-linjen Domloup-Plaine Haute och verken i Bretagne-regionen skulle falla ifrån, med risk för spänningskollaps på grund av avståndet mellan produktionsanläggningarna och förbrukningscentra. RTE har gjort flera investeringar, bl.a. installation mellan 2011 och 2013 av reaktiv kompensationsutrustning som fördelats över hela den västra regionen för en total kapacitet på 1 150 Mvar (megavoltampere reaktiv), för att säkerställa den effektnivå som krävs under kalla perioder. Enligt RTE måste denna kompensationsutrustning kompletteras med anslutning till gaskombiverket i Landivisiau för att återställa nödvändig säkerhetsmarginal mot spänningskollaps och få ett tillräckligt "säkerhetsnät" ([41]).

(170) Åtgärden har ett tydligt mål att hantera marknadensmisslyckanden, det vill säga brist på nödvändiga investeringar i Bretagne, för att undvika spänningskollaps i hela regionen, vilket inte kan klaras enbart genom nya kraftledningar, något som förklaras i skäl 98. Kommissionen menar att argumentet att Bretagne-regionen lider av problemet "*missing money*" förklaras av att priserna inte stiger tillräckligt i Bretagne i samband med elbrist och kan inte, vilket nämns i skälen 101 och 95, jämnas ut genom att man gör indelningar i tariffzoner. Kapacitetsmekanismen uppfyller inte heller de särskilda behov som specificerats för regionen (se skäl 177).

(171) Dessa faktorer förklarar enligt kommissionen på ett tillfredsställande sätt bristen på investeringar i ny kapacitet utan ekonomiskt stöd från offentligt håll.

(172) Åtgärden syftar till att åtgärda orsakerna till problemet, och i synnerhet marknadsmisslyckanden, som är ett hinder för att tillhandahålla den kapacitet som krävs, på två nivåer. Å ena sidan medger valet av gaskombiteknik att man kan tillgodose både effektbehov och behov av tillgänglighet, vilket identifierats från Pacte Electrique

([40]) RTE:s prognos för 2013.
([41]) Bilan prévisionnel 2013 de RTE, s. 42.

Breton. Ett gaskombiverk säkerställer försörjningstrygghet och bidrar till att upprätthålla elspänningen i zonen. Detta utvecklas vidare i skälen 104 och följande. Dessutom är en del av produktionen icke-intermittent och har låg tillgänglig under vintertopparna, vilket innebär en risk.

(173) Kommissionen konstaterar att behovet att upprätthålla en konstant spänningsnivå beror på en svaghet i elförsörjningen, något som identifierats av RTE, i norra Bretagne. Norra Bretagne matas av en ledning till en enda krets på 400 kV och två 225 kV-ledningar i västra Bretagne efter La Martyre. Om ledningen mellan Rennes och Saint-Brieuc fallerar leder detta till överbelastning av de båda 225 kV-ledningarna, vilket förvärras av spänningsfall i Rance-zonen. Detta skulle innebära en risk för elförsörjningen i hela zonen då avlastning saknas i norra Bretagne. Dessutom utsätts Bretagne vid hög förbrukning i hela västra zonen, i samband med minskad tillgänglighet i kraftverket eller nätverksincidenter, för risk för avgränsade strömavbrott, men också risk för generaliserad spänningskollaps i hela regionen.

(174) Medlemsstaten har motiverat icke-användning av andra tekniker (exempelvis förnybar energi), användning av laststyrning, skapande av priszoner eller utbyggnad av sammanlänkningar. Enligt kommissionen lyckas ingen av dessa enskilda åtgärder fullt ut hantera de risker som betonats, inklusive risken för spänningsfall, vilket utvecklas vidare i skäl 16.

(175) Beträffande motiveringen för avsaknaden av exklusiv användning av sammanlänkningar konstaterar kommissionen att Bretagne, som ligger i slutet av elnätet, inte kan jämföras med andra franska regioner med liknande egenskaper (PACA-regionen, Franche Comté, Pays de la Loire, Korsika). Elförsörjningen säkerställs av flera sammanlänkningar med andra regioner. Spänningsstabiliteten är inte problematisk. Dessutom ligger de inte ”i slutet av elnätet” som Bretagne gör. Korsika, som är dåligt sammankopplat ([42]), har betydande kapacitet på sitt territorium.

(176) Kommissionen godkände den 8 november 2016 det franska kapacitetsmekanismprojektet ([43]). Kraftverkets förväntade deltagande i kapacitetsmekanismen sker huvudsakligen genom ombalansering, och utgör enbart en marginell del av kraftverkets totala intäkter (cirka 1,5 % av de totala årsintäkterna)., Mekanismens inverkan på denna åtgärd och dess betydelse i utvecklingen av åtgärden är begränsad. Deltagande i kapacitetsmekanismen utöver ombalanseringen ingår inte i affärsplanen. Om ett sådant deltagande sker dras ersättningen för detta deltagande av från premien.

(177) Kommissionen ansåg vidare i sin slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer ([44]) att valet att använda en kapacitetsmekanism vid ett lokalt försörjningsproblem beror på de särskilda förhållandena på marknaden ([45]). I detta fall skulle lokal efterfrågan i Bretagne inte direkt innebära framtagning av ett utbud i Bretagne. Den franska elmarknaden kan i själva verket inte själv se att det finns en efterfrågan på lokal nivå. Kapacitetsbristens mycket lokala karaktär kan i dag inte lösas genom den nyligen skapade kapacitetsmekanismen i Frankrike.

(178) Av ovanstående skäl anser kommissionen att åtgärden, som syftar till ett mål av gemensamt intresse om att säkerställa en trygg elförsörjning, faktiskt är nödvändig i Frankrike.

6.3.3 *Lämplighet*

(179) Enligt avsnitt 3.9.3 i 2014 års riktlinjer måste åtgärden ska vara ett lämpligt policyinstrument för att uppnå önskat mål av gemensamt intresse. För att betraktas som lämpligt ska åtgärden också uppfylla följande villkor: i) stödet ska kompensera endast för tillgängligheten av kapacitet, ii) åtgärden ska på lämpligt sätt stimulera både befintliga och framtida producenter och aktörer som använder ersättningsbara tekniker, som laststyrningsåtgärder eller lagringslösningar, och iii) stödet ska ta hänsyn till i vilken utsträckning sammanlänkningskapaciteten kan avhjälpa problem med otillräcklig produktionskapacitet.

([42]) Effekten på undervattenskabeln till Sardinien (den enda kabeln) är på 100 MW sedan 2010 (*källa*: rapport om energisystem på öar – Korsika, juli 2015).
([43]) Ärende SA.39621 – Kapacitetsmekanism i Frankrike.
([44]) Kommissionens rapport – Slutrapport ombranschutredningen om kapacitetsmekanismer, 30 november 2016 (http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_sv.pdf).
([45]) Kommissionens rapport – Slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer, s. 17.

(180) Kommissionen konstaterar att premien utesluter alla former av ersättning för försäljning av el. Premien består av i) en komponent som avser ett kapacitetsvärde motsvararande *[50 000–60 000* euro/MW/år samt de tre komponenter som hänger samman med det geografiska läget för projektet, nämligen följande: ii) en komponent som avser merkostnader för gastransport motsvarande *[20 000–40 000]* euro/MW/år, iii) en komponent som avser merkostnader för anslutning motsvarande 6 000 euro/MW/år och iv) en komponent som avser merkostnader för specifika miljöåtgärder på 2 000 euro/MW/år. Därför avser premien att ersätta kapaciteten och utesluter alla former av ersättning i samband med försäljning av el.

(181) För det andra: även om kommissionen anser att stödet beviljats genom en diskriminerande anbudsinfordran (se skäl 145), anser man att det är legitimt att de franska myndigheterna har öppnat anbudsinfordran enbart för gaskombiverk. Denna begränsning beror på de specifika behoven av hållspänning för tillfredsställande energi- och miljöförhållanden. Bland värmekraftverken, och därmed i jämförelse med kolkraftverk och oljebaserade tekniker, är gasturbinverk mindre förorenande (se även skäl 102). Gaskombiverk är jämfört med andra kraftverk av gastyp, inbegripet OCG, att föredra ur miljösynpunkt eftersom det ger högpresterande produktion med enbart naturgas, avger minst mängd koldioxid bland de fossila bränslena samtidigt som det erbjuder den flexibilitet och reaktivitet som krävs för att uppfylla identifierade marknadsmisslyckanden.

(182) För det tredje tar åtgärden hänsyn till kapaciteten i sammanlänkningar, men detta alternativ löser inte tillfredsställande behovet av att upprätthålla spänningsnivån. Dessutom är utbyggnaden av sammanlänkningar resultatet av en långsiktig vision. Det pågår redan sammanlänkningsprojekt som syftar till att öka överföringskapaciteten mellan Frankrike och Storbritannien, mellan Bretagne och Irland. Kommissionen konstaterar vidare att åtgärden inte utgör något hinder för ökade flöden i Bretagne i och med sammanlänkningen.

(183) Dessutom finns det ett antal alternativa åtgärder som inte är lämpliga:

1. Förnybar energi, som även beaktas av Pacte Electrique Breton, kan inte självständigt garantera elförsörjningen och hållspänningen i regionen som ligger i slutet av elnätet eller effektivt hantera efterfrågetoppar.

2. Andra produktionsanläggningar med konventionell energi når gränsen för sin verksamhet och de tidigare nämnda gasturbinerna i regionen stängs från och med 2023. Deras förorenande karaktär, vilken betonas under skäl 81, hindrar att man överväger ytterligare förlängning av deras livslängd.

3. Investeringsnivån på sammanlänkningar av stamnät, i storleksordningen 45 miljoner euro år 2015, bidrar inte tillräckligt till regionens kapacitetsbehov. Kommissionen konstaterar att ett betydande arbete redan har utförts i elnätet av RTE, men detta är inte tillräckligt för att uppnå försörjningstrygghet. Dessa åtgärder var de följande: förstärkning av ”säkerhetsnätet” i Bretagne mellan 2011 och 2013, installation av en fasvridande transformator vid Brennilis (2015) och en fördubbling av transformatorkapaciteten på 400/225 kV i Plaine Haute (2015). Efter 2017 kommer den fasvridande transformatorn i Brennilis inte att vara tillräcklig för att garantera försörjningen i norra Bretagne. Detta argument bekräftar de faktorer som rapporterats av berörda parter i skäl 65 punkt 2.

4. Laststyrning är inte något lämpligt medel. Kommissionen konstaterar visserligen att integreringen av laststyrning i olika balanseringsmekanismer har stärkts: efter ett 4-årigt program är samtliga marknader (energi, reserver, systemtjänster) öppna för laststyrning från den 1 juli 2014. Dock är laststyrningen inte tillräcklig i sig för att tillgodose målet med åtgärden med väl avvägd balans mellan utbud och efterfrågan på el samt hållspänning.

   1) När det gäller balansen mellan utbud och efterfrågan medger laststyrningen effektivt minskning eller senareläggning av förbrukningen. Dock är denna anordning inte geografiskt riktad. Dessutom är det för närvarande svårt att mobilisera tillräcklig laststyrningskapacitet för att hantera en regional obalans. Till exempel genomförde RTE ett försöksprogram i Bretagne i syfte att mobilisera lokala erbjudanden om laststyrning där man mobiliserade 62 MW mellan den 1 november 2014 och 31 mars 2015 ([46]), att jämföra med ett uppskattat kvarstående underskott på mellan 200 MW och 600 MW (skäl 166). Även om en anordning skulle anläggas i nivå med Bretagne skulle det inte gå att hantera lokala problem med hållspänning samtidigt som man tillhandahåller tillräckligt med effekt.

([46]) RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, 2015, s. 67.

2) När det gäller hållspänning: om laststyrningen lindrar efterfrågetrycket under toppbelastning och kapar efterfrågetopparna utan behov av ytterligare produktionskällor, kan man inte upprätthålla spänningen, vilket enligt de franska myndigheterna medför att man måste tillföra lokalt eltillskott under de perioder som inte kan omfattas av laststyrning. Ny kapacitet är nödvändig för att tillföra detta eltillskott.

(184) Slutligen anser kommissionen att artikel 194 i EUF-fördraget som åberopas av de franska myndigheterna (se skäl 105) inte befriar dem från att följa gällande regler för statligt stöd när de beviljar stöd till en elproducent.

(185) Mot bakgrund av ovanstående framgår att åtgärden är väl lämpad att tillgodose det fastställda målet av gemensamt intresse.

6.3.4 *Stimulanseffekt*

(186) Stödets stimulanseffekt bedöms på grundval av de villkor som anges i avsnitt 3.2.4 i 2014 års riktlinjer. En sådan effekt är om stödet uppmuntrar mottagaren att ändra sitt beteende i syfte att fungera bättre på energimarknaden, en förändring i beteende som stödmottagaren inte skulle åta sig utan stöd.

(187) Kommissionen konstaterar att premien tillåter investeringar i ny kapacitet som inte skulle ha genomförts utan stöd med tanke på den bretagniska marknadens särdrag. Utan premien skulle projektet inte ge tillräcklig lönsamhet (skäl 23). I detta sammanhang avvisas de berörda parternas argument som presenteras under skälen 67 och 68.

(188) Därför drar kommissionen slutsatsen att åtgärden har erforderlig stimulanseffekt.

6.3.5 *Proportionalitet*

(189) Kommissionen bedömer åtgärdens proportionalitet enligt avsnitt 3.9.5 i 2014 års riktlinjer. En åtgärd är proportionerlig om den uppfyller följande villkor: i) ersättningen medger att mottagarna erhåller en rimlig avkastningsnivå (antas vid en anbudsprocess baseras på kriterier som är tydliga, transparenta och icke-diskriminerande), och ii) åtgärden har inbyggda mekanismer för att förhindra att exceptionella vinster uppstår.

(190) Dessa villkor utvärderas mot kommunicerad affärsplan. Antagandena i affärsplanen beskrevs i avsnitt 2.6 i detta beslut.

(191) Kommissionen konstaterar först att det behövs 20 år för att kunna uppnå rimlig avkastning *[5–10] %* när man jämför med den viktade genomsnittliga kapitalkostnaden (se följande skäl). En kortare tidsperiod skulle innebära en lägre intern avkastningsgrad, vilket inte är nödvändigt med tanke på den avkastningsnivå som redan godtas av kommissionen. Detta argument vederlägger antagandet under skäl 68 punkt 1.

(192) Kommissionen noterar vidare att projektets interna avkastningsgrad ligger på *[5–10] %*. Proportionaliteten i den interna avkastningsgraden utvärderas genom att jämföra med den viktade genomsnittliga kapitalkostnaden. Projektets viktade genomsnittliga kapitalkostnad speglar specifika risker som inte kan diversifieras i projektet. Kommissionen anser att utvärderingen av den interna avkastningsgraden kan ske genom jämförelse med den viktade genomsnittliga kapitalkostnaden av en grupp jämförbara bolag, vars genomsnittliga kapitalkostnad låg på 6,6 % under perioden 2007–2016, vilket ligger nära projektets interna avkastningsgrad. Kommissionen konstaterar att närheten mellan den interna avkastningsgraden och det uppskattade intervallet av viktad genomsnittlig kapitalkostnad gör det möjligt att dra en positiv slutsats av proportionaliteten i åtgärden.

(193) Tillförlitligheten i proportionaliteten förstärks av de föreslagna känslighetsanalyserna. Analyserna har gjorts utifrån eventuella förseningsavgifter, baserat på inflation och med beaktande av ett eventuellt slutvärde. Flera prisantaganden har beaktats för att mäta konsekvenserna av *tolling*-avtalet i affärsplanen.

(194) Vad gäller förebyggande av risken för uttag av exceptionella vinster, konstaterar kommissionen att i en sådan affärsplan som lagts fram av konsortiet går det inte att realisera exceptionella vinster. De två viktigaste intäktskomponenterna är å ena sidan den erhållna premien som beror på kraftverkets tillgänglighet, och som är kontraktsenligt framförhandlat, och som inte medger uttag av några exceptionella vinster. Å andra sidan handlar det om att ersättningen i enlighet *tolling*-avtalet också är avtalsenligt framförhandlad och inte ger konsortiet någon möjlighet att ta ut några exceptionella vinster.

(195) Slutligen konstaterar kommissionen att konsortiet har möjlighet att delta i kapacitetsmekanismen enligt de villkor som anges i skäl 25. Den ersättning som tillåts genom deltagande i kapacitetsmekanismen dras i förekommande fall emellertid av från premien. Avsaknaden av dubbel ersättning förefaller alltså vara ett element som stöder åtgärdens proportionalitet.

(196) Kommissionen anser därför att mekanismen står i proportion till sitt syfte.

6.3.6 *Undvikande av otillbörliga negativa effekter på handel och konkurrens*

(197) För att följa avsnitt 3.9.6 i LDAEE måste stödet uppfylla följande villkor: i) vara öppet för alla leverantörer där detta är tekniskt och fysiskt möjligt, ii) inte minska incitamenten att investera i sammanlänkningar och inte motverka marknadskoppling, iii) inte motverka investeringsbeslut som fattades före åtgärden, iv) inte stärka marknadsdominansen på ett otillbörligt sätt, och v) ge företräde till utsläppssnåla producenter i händelse av motsvarande tekniska och ekonomiska parametrar.

(198) Beträffande det första kriteriet framgår det av skäl 232 i 2014 års riktlinjer att begränsningar av deltagandet i kapacitetsmekanismer endast kan ”motiveras på grundval av bristande teknisk prestanda jämfört med vad som krävs för att lösa problemet med produktionskapacitetens tillräcklighet” ([47]). I detta fall anser kommissionen att de tekniska egenskaperna hos vissa produktionstyper, i synnerhet gaskombiverk, är klart lämpligare för att på ett effektivt sätt hantera problemet med tillräcklig kapacitet än andra, i synnerhet OCG och gasturbiner. De tekniska egenskaperna hos de senare möjliggör närmare bestämt inte någon optimering av energieffektiviteten och därmed lönsamheten i investeringsprojektet, när man beaktar villkoren och den varaktigheten för den produktionsenhet som de franska myndigheterna planerar för att lösa det identifierade kapacitetsproblemet.

(199) I detta fall konstaterar kommissionen att alla konventionella tekniker inte har motsvarande teknisk kapacitet att på ett tillräckligt effektivt och hållbart sätt tillgodose alla de behov som identifierats i punkt 3.3 i specifikationerna.

(200) När man jämför med OCG visar studien ”Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition” från International Energy Agency–Nuclear Energy Agency (IEA–NEA) att gaskombiverk är ett sätt att producera betydligt billigare el vid längre drifttider. De referenskostnader för elproduktion som presenteras i denna studie visar att elproduktionskostnaderna för ett ([48]) OCG-kraftverk i Belgien eller Tyskland ([49]) är mycket högre än elproduktionskostnaderna för ett gaskombiverk i dessa länder. Uttryckt i euro/MWh, eftersom både investeringskostnaderna och drift- och underhållskostnaderna är högre för en OCG-anläggning än för ett gaskombiverk. Resultaten av denna studie presenteras i tabellen nedan:

Den totala genomsnittliga kostnaden för produktion av el i kraftverk som använder naturgas

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]) Punkt 232 a i 2014 års riktlinjer.
([48]) ”Levelized cost of electricity”: kostnader för elproduktion.
([49]) Denna studie visar inte kostnaden för någon OCG-anläggning i Frankrike, ingen nyanlagd eller framtida konstruktion som kan ge en kostnadsreferens för Frankrike.

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.

(Fortsättning tabellen – högra delen)

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.
Källa: Kommentar från de franska myndigheterna av den 20 mars 2017 hämtad från IEA–NEA-studien från 2015, s. 48–49.

(201) På grundval av en uppskattad drifttid på *[3 000–6 500]* timmar per år och en årsproduktion på cirka 1 600 GWh ([50]) uppskattar kommissionen att de tekniska egenskaperna hos OCG ger, under i övrigt oförändrade förhållanden och med tanke på utformningen av det stöd som mottagits av CEB, produktionskostnader för el på mellan cirka 60 och 190 miljoner euro, jämfört med en omsättning på cirka 90 miljoner euro per år. Användningen av OCG ändrar därför projektets ekonomiska balans alltför mycket och äventyrar dess genomförbarhet. Kommissionen kan därför inte dra slutsatser från de otillräckliga tekniska egenskaperna hos OCG, som inte kan säkerställa projektets genomförbarhet och därför inte kan lösa problemet med produktionskapaciteten.

(202) Utöver denna studie konstaterar kommissionen att de högre produktionskostnaderna för OCG förklaras av lägre energieffektivitet. Energieffektiviteten för en OCG-anläggning är mindre än 40 % jämfört med 55 % för ett gaskombiverk. En OCG behöver därför minst 40 % mer gas än ett gaskombiverk med samma effekt ([51]).

(203) När det gäller jämförelsen med gasturbiner konstaterar kommissionen att denna teknik, precis som OCG, har en driftkostnad som är marginellt högre än gaskombiverk. Förutom drifttiden på 200 timmar per år för gasturbiner (1 000 timmar för OCG) är denna teknik dyrare än gaskombitekniken. Gasturbiner är därför mindre effektiva än OCG för drifttider över 1 000 timmar, vilket är fallet här. Eftersom kommissionen har dragit slutsatsen att OCG under dessa driftsförhållanden skulle äventyra projektets genomförbarhet kan under i övrigt oförändrade förhållanden, en användning av gasturbiner i all synnerhet äventyra projektets genomförbarhet.

(204) Det är också viktigt att beakta effekterna när det gäller denna åtgärd av energieffektiviteten i förhållande till den totala projektkostnaden. En bättre verkningsgrad reducerar mängden gas som matas till anläggningen vid en given elektrisk effekt. Energieffektiviteten för en OCG är mindre än 40 % och för de senaste gaskombiverken över 55 %. En OCG kräver minst 40 % mer gas än ett gaskombiverk med samma effekt. Detta är viktigt i samband med anbudsinfordran i Bretagne, där det finns ett förstärkt gasnät, vilket utgör en del av kostnaden som motiverar beviljandet av statligt stöd. Den del av premien som avser gastransporter utgör 33 % av den totala premien till anbudskandidaten. Den större energieffektiviteten hos ett gaskombiverk minskar alltså behovet av gastransporter, och därmed kostnaderna för det projekt som kräver en förstärkning av gasnätet i Bretagne.

([50]) *Källa:* affärsplan från CEB.
([51]) Not från de franska myndigheterna av den 20 mars 2017.

(205) Åtgärden är alltså öppen för kapacitetsleverantörer som på ett effektivt sätt kan avhjälpa det problem med otillräcklig kapacitet som identifierats av Frankrike.

(206) Beträffande det andra kriteriet konstaterar kommissionen att åtgärden inte minskar incitamenten att investera i sammanlänkningar och inte heller försämrar marknadskopplingarna. De sammanlänkningsprojekt som återfinns i studien syftar till att öka överföringskapaciteten mellan Frankrike och Storbritannien 2022, mellan Bretagne och Irland 2025. Åtgärden kommer att göra det möjligt att öka flödena i Bretagne som ett resultat av sammanlänkningen.

(207) Kommissionen konstaterar vidare att villkoren i anbudsinfordran utformats för att undvika alla snedvridningar då gaskombiverk deltar på olika marknader. Kraftverket behöver inte nödvändigtvis reservera någon del av sin effekt för justeringsmekanismen. Om kraftverket har sålt hela sin effekt på terminsmarknaden för el och producerar maximal effekt behöver det inte lämna erbjudanden via justeringsmekanismen för denna period.

(208) Dessutom konstaterar kommissionen att intäkterna för den del av projektet som går till ombalanseringar är obetydliga (cirka 1,5 % av årsintäkterna) och kan därför inte anses utgöra en betydande risk på balansregleringsmarknaden.

(209) När det gäller det tredje kriteriet noterar kommissionen att användandet av kombiteknik, utan att vara den enda tekniken som säkerställer hållspänning under längre tid, är den enda teknik som kan tillgodose behovet att upprätthålla spänningen under de mest acceptabla effektivitetsvillkoren, vilket framgår av skälen 199–204.

(210) När det gäller det fjärde kriteriet konstaterar kommissionen att de företag som konsortiet CEB utgör inte är de dominerande aktörerna på den franska elmarknaden. Därför kommer åtgärden inte att bidra till att stärka positionen för den direkta stödmottagaren. Åtgärden ökar i själva verket konkurrensen i Frankrike på grund av Direct Energies marknadsposition som leverantör och alternativ producent. Detta element bekräftar vidare de argument som beskrivs i skäl 73.

(211) Kommissionen konstaterar vidare att åtgärden innebär en risk att stärka den dominerande operatörens marknadsposition.

(212) Kommissionen noterar att EDF, den dominerande operatören, har en betydande marknadsandel i Frankrike. EDF har 83,5 % av den totala elproduktionen och 89,4 % av den totala installerade kapaciteten i Frankrike ([52]). EDF har en produktionspark utan motsvarighet i Frankrike, sett ur såväl betydelse- som mångfaldssynpunkt. Detta handlar främst om kärnkraft och vattenkraft.

(213) Men CEB-konsortiet har två alternativ. Det kan antingen sälja den el som produceras till den dominerande operatören på marknaden, till 95 % av marknadspriset (se skäl 11), eller sälja el enligt *tolling*-avtalet på de villkor som beskrivs under skäl 32.

(214) Dessa alternativ kan, om de utnyttjas, stärka positionen för den etablerade operatören på marknaden genom att tillhandahålla de elvolymer som produceras av kraftverket.

(215) För det första bidrar marknadsaktörens styrning av elproduktionen till bristande likviditet på grossistmarknaden och bestraffar alternativa leverantörer. EDF kontrollerar mer än 80 % av elproduktionen i Frankrike. Dominansen skulle stärkas vid kontraktering med CEB-konsortiet, antingen genom *tolling*-avtalet eller ett långsiktigt avtal om elinköp. Denna konkurrensposition stärks av att EDF skulle påverka möjligheten för alternativa leverantörer att handla på den konkurrensutsatta grossistmarknaden, vilket skulle utsätta dem för både likviditetsrisk och risk för prisvolatilitet. I detta sammanhang skulle tillgång till alternativa leverantörer med tillräcklig egen produktionskapacitet innebära att man inte utsattes för sådana risker. Denna tillgång till tillräcklig produktionskapacitet måste därför säkerställas.

(216) För det andra ger en vertikalt integrerad produktionsaktörs dominans honom också en betydande konkurrensfördel på i fråga om leverans av el. Med tanke på produktionskostnadernas betydelse för de totala leveranskostnaderna inverkar styrningen av produktionen på detaljhandeln. EDF:s konkurrenter har ringa eller ingen möjlighet att säkerställa ens grundläggande elleveranser med så låga rörliga produktionskostnader som de

([52]) Uppgifterna avser 2015. *Källa:* Franska elregleringskommittén (CRE) och RTE.

som EDF-parken har. Men EDF har för närvarande cirka 86 % av detaljistmarknaden ([53]). Möjligheten för EDF att ta del av *tolling*-avtalet eller köpa all el som produceras av kraftverket genom långsiktiga köpeavtal ökar därmed kapaciteten att tillgodose efterfrågan på detaljistmarknaden. Tillgång till alternativa leverantörer med tillräcklig egen produktionskapacitet gör att man därmed undviker att stärka den etablerade operatörens dominerande ställning på detaljistmarknaden.

(217) Kommissionen anser att dessa risker för att EDF:s dominerande ställning på grossist- och detaljistmarknaderna stärks skulle kunna lösas genom att de franska myndigheterna vidtar nödvändiga åtgärder för att se till att stödmottagaren inte för någon av dessa avtalsmekanismer sluter avtal med en operatör som skulle få över 40 % av elproduktionskapaciteten på den franska marknaden.

(218) Med tanke på de mycket specifika egenskaperna på den franska elmarknaden är en begränsning på 40 % proportionerlig. Det gör det möjligt att undvika att operatörens dominerande ställning på marknaden stärks, vilket indirekt kan uppstå på grund av åtgärden genom de avtalsmekanismer som nämns under skäl 214.

(219) Med tanke på de faktorer som beskrivs i detta avsnitt, och försåvitt villkoren som beskrivs under skäl 218 är uppfyllda, anser kommissionen att åtgärden inte på något sätt inkräktar på konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna i syfte att uppnå målet av gemensamt intresse.

(220) Sammanfattningsvis, och med hänsyn till de åtgärder som föreslagits av Frankrike, drar kommissionen slutsatsen att åtgärden inte på ett otillbörligt sätt snedvrider konkurrensen eller handeln mellan medlemsstaterna.

6.3.7 *Öppenhet*

(221) Myndigheterna ska publicera information om stödsystemet, identiteten på beviljande myndigheter, stödmottagarens identitet, form av och storlek på bidraget, datum för beviljandet, typ av företag som berörs, den region där stödmottagaren verkar samt den huvudsakliga ekonomiska sektor där företaget bedriver verksamhet.

(222) I detta fall har de franska myndigheterna uppfyllt kraven på öppenhet enligt 2014 års riktlinjer. Den offentliggjorda informationen beskriver myndigheternas beslut, namn på beviljande myndighet, stödmottagarens namn, form av och storlek på bidraget, typ av företag som berörs, den region där stödmottagaren verkar samt den huvudsakliga ekonomiska sektor där företaget bedriver verksamhet.

(223) På webbplatsen http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides presenteras de stödsystem som godkänts av Europeiska kommissionen i Frankrike, som denna anbudsinfordran. Dessutom offentliggjordes de årliga stödbelopp som beviljats företaget varje år på samma webbplats.

(224) Av dessa skäl är villkoren för öppenhet enligt 2014 års riktlinjer uppfyllda.

7. **SLUTSATS**

(225) Den åtgärd Frankrike beviljat CEB-konsortiet utgör ett stöd.

(226) Åtgärden är förenlig med riktlinjerna för statligt stöd till miljöskydd från 2014 när de franska myndigheterna har vidtagit nödvändiga åtgärder för att se till att stödmottagaren under hela stödperioden avstår från att leverera energi från kraftverket till en operatör som på den franska marknaden skulle få över 40 % av elproduktionskapaciteten, antingen genom *tolling*-avtal eller ett långfristigt avtal om energi som produceras av kraftverket till ett pris som motsvarar 95 % av marknadspriset.

([53]) Rapport från den franska elregleringskommittén (CRE), Observatoire du marché de détail (rapport om detaljistmarknaden), siffror för september 2016.

HÄRIGENOM FÖRESKRIVS FÖLJANDE.

Artikel 1

Den åtgärd som Frankrike planerar att genomföra till förmån för CEB-konsortiet, bestående av en premie på 94 000 euro/MW/år enligt värdet per den 31 november 2011 och som utbetalas under en period av 20 år, utgör statligt stöd, enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget, som är förenligt med den inre marknaden enligt artikel 107.3 i EUF-fördraget enligt de villkor som anges i artikel 2.

Artikel 2

Frankrike ska vidta nödvändiga åtgärder för att säkerställa att stödmottagaren under hela den stödperiod som anges i artikel 1 inte ska kunna leverera energi från kraftverket till en operatör som på den franska marknaden skulle få över 40 % av elproduktionskapaciteten, antingen genom ett *tolling*-avtal eller ett långfristigt avtal om försäljning av energi som produceras av kraftverket.

Artikel 3

Kommissionen godkänner det stöd som avses i artikel 1, som ska genomföras i form av utbetalning av en premie till CEB-konsortiet under kraftverkets livslängd, dvs. högst tjugo år. Om stödordningen fortsätter efter den perioden, ska den återanmälas.

Artikel 4

Detta beslut riktar sig till Republiken Frankrike.

Utfärdat i Bryssel den 15 maj 2017.

På kommissionens vägnar

Margrethe VESTAGER

Ledamot av kommissionen