KOMMISSIONENS AFGØRELSE (EU) 2022/258

af 21. februar 2022

om at give Den Hellenske Republik fritagelse fra visse bestemmelser i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 og Europa-Parlamentets og Rådets direktiv (EU) 2019/944 for så vidt angår Kreta

(meddelt under nummer C(2022) 1140)

(Kun den græske udgave er autentisk)

(EØS-relevant tekst)

EUROPA-KOMMISSIONEN HAR —

under henvisning til traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde,

under henvisning til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet ([1]), særlig artikel 64,

under henvisning til Europa-Parlamentets og Rådets direktiv (EU) 2019/944 af 5. juni 2019 om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ændring af direktiv 2012/27/EU ([2]), særlig artikel 66, og

ud fra følgende betragtninger:

1. SAGSFORLØB

(1) Den 3. juni 2021 indgav Den Hellenske Republik (»Grækenland«) en anmodning til Kommissionen om fritagelse (»ansøgningen«) for øen Kreta i overensstemmelse med artikel 64 i forordning (EU) 2019/943 og artikel 66 i direktiv (EU) 2019/944. I ansøgningen anmodes der om fritagelse fra artikel 6, artikel 7, stk. 1, artikel 8, stk. 1 og 4, artikel 9, artikel 10, artikel 11 og artikel 13 i forordning (EU) 2019/943 og fra artikel 40, stk. 4-7, i direktiv (EU) 2019/944 i en begrænset periode, nemlig indtil den 31. december 2023.

(2) Den 1. juli 2021 offentliggjorde Kommissionen ansøgningen på sit websted ([3]) og opfordrede medlemsstater og interessenter til at fremsætte bemærkninger frem til den 12. august 2021.

2. ØEN KRETA

(3) Den græske ø Kreta ligger i Middelhavet syd for det græske fastland. Indtil den 3. juli 2021 havde øen sit eget elektricitetssystem, som ikke var tilsluttet det nationale elektricitetssystem på fastlandet.

(4) Efter Kommissionens afgørelse 2014/536/EU ([4]), hvorved Grækenland blev fritaget fra visse bestemmelser i Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/72/EF ([5]), blev Kreta betragtet som et lille isoleret system, jf. artikel 2, nr. 42), i direktiv (EU) 2019/944. Højspændingsaktiver på Kreta ejes af Public Power Cooperation S.A. (»PPC S.A.«) og drives af distributionssystemoperatøren (»HEDNO S.A.«). Eftersom øen ikke var sammenkoblet med det græske fastland, kunne Kreta ikke være en del af de græske day-ahead-, intraday- og balancemarkeder, der blev lanceret i november 2020.

([1]) EUT L 158 af 14.6.2019, s. 54.
([2]) EUT L 158 af 14.6.2019, s. 125.
([3]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf.
([4]) Kommissionens afgørelse 2014/536/EU af 14. august 2014 om at give Den Hellenske Republik dispensation fra visse bestemmelser i Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/72/EF (EUT L 248 af 22.8.2014, s. 12).
([5]) Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/72/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ophævelse af direktiv 2003/54/EF (EUT L 211 af 14.8.2009, s. 55).

(5) I henhold til artikel 4 i Kommissionens afgørelse 2014/536/EU gælder fritagelserne ikke længere for små isolerede systemer og isolerede mikrosystemer, så snart de er sammenkoblet med det sammenkoblede system. Alligevel ophævede de græske myndigheder fra og med den 1. januar 2017 ([6]) den fritagelse, der blev givet ved nævnte afgørelse for så vidt angår Kreta.

Elektricitetssystemet

(6) Grækenland har som et projekt af stor betydning prioriteret Kretas nettilslutning til elektricitetssystemet på fastlandet, så øen sikres en sikker og pålidelig levering af elektricitet. Nærmere bestemt skal Kretas nettilslutning, som godkendt af den græske tilsynsmyndighed (»RAE«) gennem de tiårige netudviklingsplaner for perioderne 2017-2026, 2018-2027 og 2019-2028, gennemføres i to faser.

(7) Første fase (»fase I«) vedrører nettilslutningen af den vestlige del af Kreta (Chania-præfekturet) til Peloponnes-halvøen med HVAC-linjer, der udgør en nominel overførselskapacitet på ca. 150 MW. Afslutningen af fase I forventes derfor kun at dække en del af Kretas elektricitetsbehov (ca. en tredjedel af Kretas elforbrug, der omfatter en spidsbelastning på 710 MW og et årligt forbrug på 3 TWh) og vil ikke integrere Kreta som en fuldt ud sammenkoblet del af det græske elektricitetssystem. Driften af samkøringslinjen mellem elektricitetssystemet på fastlandet og Kreta forventes at nå op på maksimal kapacitet eller tæt herpå, eftersom kapaciteten ikke fuldt ud dækker efterspørgslen på Kreta, og der vil blive importeret elektricitet til Kreta fra det sammenkoblede system på fastlandet på grund af lavere produktionsomkostninger. Projektet blev iværksat i en forsøgsperiode fra den 3. juli 2021 ([7]) og i en kommerciel periode fra den 1. november 2021 ([8]).

(8) Anden fase (»fase II«) vedrører sammenkoblingen af den centrale del af Kreta (Heraklion-præfekturet) med det græske fastland (Attika-regionen) gennem to HVDC-kabler, der udgør en nominel overførselskapacitet på ca. 1 000 MW. Ved udgangen af fase II forventes Kreta at være fuldt ud sammenkoblet med elektricitetstransmissionssystemet på fastlandet og efterspørgslen efter elektricitet på øen fuldt ud dækket. Fase II-kablerne forventes at være i drift i 2023.

(9) Ifølge Grækenland skulle Kretas højspændingsnet ved indledningen af den kommercielle drift af den i fase I udviklede samkøringslinje være overført til den græske transmissionssystemoperatør (»IPTO S.A.«), som ville eje og varetage driften af disse aktiver fra denne dato. HEDNO S.A. ville ikke længere varetage driften af Kretas højspændingsnet, men fortsat varetage driften af lav- og mellemspændingsnettene. Overførslen fandt sted den 1. august 2021, inden den kommercielle drift af den i fase I udviklede samkøringslinje mellem Kreta og systemet på det græske fastland blev indledt.

Elektricitetsmarkedet på Kreta

(10) I øjeblikket afgiver producenter og leverandører på Kreta ikke bud på det græske marked, og enhederne lastfordeles i henhold til deres mindst mulige variable omkostninger. I engrosleddet beregnes auktionsprisen for elektricitet på Kreta på månedsbasis ud fra de variable og samlede omkostninger for de konventionelle produktionsanlæg, nemlig det græske statslige elektricitetsselskabs (PPC's) anlæg, eftersom den etablerede operatør er den eneste konventionelle elproducent på øen. Desuden er der flere producenter af vedvarende energi med en fast takst i henhold til en elkøbsaftale eller en fast takst afhængigt af datoen for idriftsættelsen af hver enkelt enhed.

(11) Fra afslutningen af fase I indtil afslutningen af fase II og den fulde sammenkobling af Kreta med elektricitetssystemet på det græske fastland (»overgangsperioden«) vil nettilslutningen mellem Kreta og elektricitetssystemet på fastlandet blive strukturelt overbelastet. Uden fritagelse er følgende to løsningsmodeller mulige:

([6]) Artikel 137A i lov nr. 4001/2011 (Grækenlands statstidende A 179 af 22.8.2011).

([7]) Jf. artikel 108B i lov nr. 4001/2011 (Grækenlands statstidende A 179 af 22.8.2011) som tilføjet ved artikel 106 i lov nr. 4821/2021 (Grækenlands statstidende A 134 af 31.7.2021).

([8]) I henhold til artikel 108C i lov nr. 4001/2011 som tilføjet ved artikel 107 i lov nr. 4821/2021 skulle den græske transmissionssystemoperatør IPTO S.A. senest den 30. september 2021 varetage den fulde sammenkobling af Kreta (fase I). Denne dato blev imidlertid udsat til den 1. november 2021 ved RAE's beslutning nr. 734 af 28.9.2021 (Grækenlands statstidende B 4633 af 6.10.2021).

a) Kretas integration i det græske budområde på engrosmarkedet for elektricitet, hvilket ville medføre høje belastningsomfordelingsomkostninger, som IPTO S.A. på basis af data fra 2019 anslår til ca. 240 mio. EUR om året

b) Kretas integration i engrosmarkedet for elektricitet som et adskilt budområde. Dette ser ikke ud til at være en holdbar løsning på kort sigt, eftersom afslutningen af fase II, som forventes at tage to år, bør afhjælpe enhver strukturel overbelastning mellem elnettet på Kreta og det græske fastland.

(12) Desuden mangler Kreta tilstrækkelig målerinfrastruktur, der muliggør en korrekt integration i det græske engrosmarked for elektricitet inden 2023.

(13) I øjeblikket er detailmarkedet på Kreta åbent for alle leverandører, der er aktive på det græske marked, hvoraf 20 er aktive på Kreta. Da produktionsomkostningerne på Kreta er højere end omkostningerne for det græske sammenkoblede elektricitetssystem, har Grækenland af hensyn til den sociale samhørighed valgt, at leverandørerne anvender en enhedstakst for hver kategori af kunder på hele landets område.

3. DE FRITAGELSER, DER ANMODES OM

(14) Med de anmodede fritagelser fra artikel 6, artikel 7, stk. 1, artikel 8, stk. 1 og 4, artikel 9, artikel 10, artikel 11 og artikel 13 i forordning (EU) 2019/943 og fra artikel 40, stk. 4-7, i direktiv (EU) 2019/944 sigtes der mod at finde en løsning på driften af day-ahead-, intraday- og balancemarkedet for elektricitet på Kreta. En sådan løsning ville finde anvendelse i overgangsperioden for sammenkoblingen af Kreta med elektricitetssystemet på det græske fastland Fritagelserne gælder derfor kun indtil afslutningen af fase II ([9]).

(15) Ansøgeren foreslår en »hybrid model« for overgangsperioden, i henhold til hvilken samkøringslinjen mellem Kreta og elektricitetssystemet på det græske fastland vil blive behandlet som en balanceansvarlig aktør, jf. artikel 2, nr. 14), i forordning (EU) 2019/943. En sådan part vil for det meste fungere som en virtuel elproduktionsenhed set fra Kretas perspektiv og som en virtuel belastning set fra fastlandets perspektiv, idet den importerer elektricitet fra det græske fastland til Kreta. Denne overførsel kan i tilfælde af høj produktion fra vedvarende energikilder på Kreta, der overstiger forbruget, vendes for at undgå indskrænkning af vedvarende energikilder. Den balanceansvarlige aktør for sammenkoblingen af Kreta vil fysisk tilslutte sig systemet på det græske fastland på højspændingssiden af Chania-understationen. Den elektricitet, der trækkes ud af eller tilføres systemet på det græske fastland, vil blive registreret af HV Chania-understationens målerinfrastruktur.

(16) RAE har efter en offentlig høring, der blev afholdt fra den 25. maj 2021 til den 9. juni 2021, undersøgt forskellige muligheder for den virtuelle balanceansvarlige aktørs deltagelse på markedet for elektricitetssystemet på det græske fastland.

(17) I den foreslåede »hybride model« vil den græske elbørs HEnEx på vegne af markedsparterne på Kreta indgive pristagende bud på elektricitet på det græske day-ahead- og intraday-engrosmarked for elektricitet i henhold til forhåndsprognoser, der beregnes af IPTO S.A. og HEDNO S.A. Grækenland foreslår to løsningsmodeller, som RAE sendte til offentlig høring fra den 25. maj 2021 til den 9. juni 2021. I disse to løsningsmodeller redegøres der nærmere for den praktiske gennemførelse af afgivelsen af bud, dvs. med eller uden adskillelse mellem forbrug og produktion. De to løsningsmodeller er følgende:

a) Løsningsmodel 1: Prioriterede pristagende købs- eller salgsordrer, der udtrykkeligt svarer til elektricitetsmængderne for den balanceansvarlige aktør for sammenkoblingen af Kreta, indsendes af HEnEx på vegne af de forbrugsrepræsentanter, der leverer elektricitet til slutforbrugerne på Kreta, i overensstemmelse med deres procentvise andel af forsyningen, som forudberegnes på månedsbasis af HEDNO S.A., hvad angår den forventede import til Kreta fra det græske fastland, eller af den græske operatør af vedvarende energikilder (»DAPEEP«), hvad angår elektricitet fra vedvarende energikilder i det sjældne tilfælde, hvor der forventes eksport fra Kreta til det græske fastland

([9]) Grækenland har ikke anmodet om fritagelse fra artikel 51 i forordning (EU) 2019/943 (Certificering af transmissionssystemoperatører) eller fra bestemmelserne i kapitel VI i direktiv (EU) 2019/944 (Adskillelse af transmissionssystemoperatører). Faktisk erklærer Grækenland, at højspændingsaktiverne på Kreta, som i dag ejes af PPC og drives af HEDNO S.A., vil blive overført til transmissionssystemoperatøren IPTO S.A., som derefter vil eje og varetage driften af disse aktiver. Overførslen fandt sted den 1. august 2021, inden den kommercielle drift af den i fase I udviklede samkøringslinje mellem Kreta og systemet på det græske fastland blev indledt.

b) Løsningsmodel 2: Prioriterede pristagende købs- eller salgsordrer for Kretas samlede lokale forbrug og produktion indsendes af HEnEx på vegne af forbrugsrepræsentanter i overensstemmelse med deres procentvise andel af forsyningen, som forudberegnes på månedsbasis af HEDNO S.A., og på vegne af varmeproducenter, der afspejler de energiplaner, der er fastlagt af IPTO S.A. på basis af resultaterne af en forenklet lastfordelingsplan, og af DAPEEP, hvad angår forventet elektricitet fra vedvarende energikilder.

Markedsparterne på Kreta vil efterfølgende blive opkrævet finansiel afregning af ubalancer på basis af en sammenligning mellem driftsplanen for samkøringslinjen og den målte strøm og en fordelingsnøgle, der beregnes af HEDNO S.A.

(18) Der blev indsendt 11 bidrag som led i RAE's offentlige høring ([10]). På grundlag af resultaterne og anmodningen fra de fleste respondenter om at minimere den finansielle virkning af den løsningsmodel, der skal gennemføres, for så vidt angår de fornødne finansielle garantier og sikkerhedsstillelser valgte RAE i juni 2021 at gennemføre løsningsmodel 2.

(19) For i overgangsperioden at gennemføre løsningsmodel 2 (den hybride model) for driften af engrosmarkedet for elektricitet og balanceringen af elektricitet på Kreta anmoder Grækenland om fritagelse fra visse krav i forordning (EU) 2019/943 og direktiv (EU) 2019/944 for så vidt angår systemet på Kreta.

3.1. **Fritagelse i henhold til artikel 64 i forordning (EU) 2019/943**

(20) Ifølge Grækenland er den foreslåede hybride model i overensstemmelse med principperne vedrørende driften af elektricitetsmarkeder, jf. artikel 3 i forordning (EU) 2019/943. De anmodede fritagelser omfatter derfor ikke artikel 3 i nævnte forordning.

3.1.1. *Artikel 6 i forordning (EU) 2019/943.*

(21) Artikel 6 i forordning (EU) 2019/943 fastsætter reglerne for balancemarkedet. Grækenland anmoder om fritagelse fra denne artikel for så vidt angår Kreta, da den hybride model ikke omfatter drift af et balancemarked.

3.1.2. *Artikel 7, stk. 1, i forordning (EU) 2019/943*

(22) Artikel 7, stk. 1, i forordning (EU) 2019/943 omhandler transmissionssystemoperatørers (TSO'ers) og udpegede elektricitetsmarkedsoperatørers (NEMO'ers) tilrettelæggelse af forvaltningen af de integrerede day-ahead- og intraday-markeder i overensstemmelse med Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 ([11]). Grækenland anmoder om fritagelse fra denne artikel for så vidt angår Kreta, da den hybride model ikke omfatter drift af et intraday- og day-ahead-marked.

3.1.3. *Artikel 8, stk. 1 og 4, i forordning (EU) 2019/943.*

(23) Artikel 8, stk. 1, i forordning (EU) 2019/943 fastlægger forpligtelsen for NEMO'er til at give markedsdeltagerne mulighed for at handle med energi frem til det budområdeoverskridende intraday-markeds lukketid. Artikel 8, stk. 4, i nævnte forordning fastlægger forpligtelsen til at fastsætte perioden for afregning af ubalancer til 15 minutter i alle planlægningsområder. Grækenland anmoder om fritagelse fra disse artikler for så vidt angår Kreta, da den hybride model ikke omfatter day-ahead- og intraday-handel eller en periode på 15 minutter til afregning af ubalancer for Kreta.

3.1.4. *Artikel 9 i forordning (EU) 2019/943.*

(24) Artikel 9 i forordning (EU) 2019/943 omhandler forwardmarkeder. Grækenland anmoder om fritagelse fra denne artikel for så vidt angår Kreta, da den hybride model ikke omfatter drift af forwardmarkeder.

([10]) Ikkefortrolige svar findes på RAE's websted.

([11]) Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (EUT L 197 af 25.7.2015, s. 24).

3.1.5. *Artikel 10 i forordning (EU) 2019/943.*

(25) Artikel 10 i forordning (EU) 2019/943 omhandler tekniske begrænsninger på bud. Grækenland anmoder om fritagelse fra denne artikel i betragtning af, at Kreta ikke vil blive fuldt integreret i det græske engrosmarked for elektricitet i den hybride model, og at der kan afgives pristagende ordrer for Kreta.

3.1.6. *Artikel 11 i forordning (EU) 2019/943.*

(26) Artikel 11 i forordning (EU) 2019/943 omhandler værdien af mistet forbrug (»value of lost load«). Da Kreta ikke vil blive betragtet som et adskilt budområde eller være fuldt ud integreret i det græske budområde, anmoder Grækenland om fritagelse fra denne artikel for så vidt angår Kreta.

3.1.7. *Artikel 13 i forordning (EU) 2019/943.*

(27) Artikel 13 i forordning (EU) 2019/943 omhandler belastningsomfordeling. Da manglen på et balancemarked på Kreta betyder, at reglerne for belastningsomfordeling ikke finder anvendelse, anmoder Grækenland om fritagelse fra denne artikel for så vidt angår Kreta.

3.2. **Fritagelse i henhold til artikel 66 i direktiv (EU) 2019/944**

3.2.1. *Artikel 5 i direktiv (EU) 2019/944*

(28) I sin ansøgning anmodede Grækenland om fritagelse fra det grundlæggende princip om markedsbaserede priser for elektricitetslevering, jf. artikel 5, stk. 3, i direktiv (EU) 2019/944. Denne anmodning blev trukket tilbage den 15. juli 2021. Der er derfor ikke behov for yderligere analyse i denne afgørelse.

3.2.2. *Artikel 40, stk. 4-7, i direktiv (EU) 2019/944*

(29) Artikel 40 i direktiv (EU) 2019/944 fastsætter transmissionssystemoperatørernes opgaver. I stk. 4-7 fastsættes principperne for anskaffelse af systemydelser, herunder ikkefrekvensrelaterede systembærende ydelser. Da der på Kreta ikke findes et balancemarked og markedsbaseret anskaffelse af ikkefrekvensrelaterede systembærende ydelser, anmoder Grækenland om fritagelse fra artikel 40, stk. 4-7, for så vidt angår transmissionssystemoperatørernes opgaver på Kreta.

3.3. **Varighed af den anmodede fritagelse**

(30) Grækenland anmoder om fritagelse i hele overgangsperioden, som begynder med den forventede idriftsættelse af fase I i andet kvartal af 2021 og varer indtil den forventede idriftsættelse af fase II ved udgangen af 2023.

4. **BEMÆRKNINGER MODTAGET I HØRINGSPERIODEN**

(31) Under høringen modtog Kommissionen et bidrag fra de bulgarske myndigheder, som meddelte, at de ikke gjorde indsigelse mod Grækenlands anmodning om fritagelse.

5. **VURDERING**

(32) I henhold til artikel 64 i forordning (EU) 2019/943 kan der gives fritagelse fra de relevante bestemmelser i artikel 3 og 6, artikel 7, stk. 1, artikel 8, stk. 1 og 4, artikel 9, 10 og 11, artikel 14-17, artikel 19-27, artikel 35-47 og artikel 51 i forordningen, forudsat at medlemsstaten kan påvise, at der er betydelige problemer forbundet med driften af små forbundne systemer.

(33) I henhold til artikel 66 i direktiv (EU) 2019/944 kan der gives fritagelse fra de relevante bestemmelser i artikel 7 og 8 og i kapitel IV, V og VI, forudsat at medlemsstaten kan påvise, at der er betydelige problemer forbundet med driften af små forbundne systemer og små isolerede systemer. Små isolerede systemer kan også anmode om fritagelse fra artikel 4, 5 og 6 i nævnte direktiv.

(34) Med undtagelse af regioner i den yderste periferi skal fritagelsen være tidsbegrænset og omfattet af betingelser, der tager sigte på at øge konkurrencen og integration med det indre marked for elektricitet.

(35) Endelig skal fritagelsen søge at sikre, at den ikke hindrer overgangen til vedvarende energi, øget fleksibilitet, energioplagring, elektromobilitet og fleksibelt elforbrug.

5.1. **Lille forbundet system**

(36) Forordning (EU) 2019/943 indeholder ikke bestemmelser om generelle automatiske fritagelser for små forbundne eller små isolerede systemer. Uanset de forskellige størrelser og tekniske egenskaber for Unionens elektricitetssystemer kan og skal alle sådanne systemer drives i overensstemmelse med det samlede regelsæt.

(37) I henhold til artikel 64, stk. 1, i forordning (EU) 2019/943 er der dog mulighed for fritagelse fra visse bestemmelser i nævnte forordning, hvis medlemsstaterne bl.a. kan påvise, at anvendelse af disse bestemmelser på små forbundne systemer kan være føre til betydelige problemer for deres drift, navnlig som følge af de geografiske forhold eller efterspørgselsprofiler, der gør sig gældende for de pågældende systemer.

(38) I henhold til artikel 2, nr. 43), i direktiv (EU) 2019/944 er et »lille forbundet system« et system, der havde et forbrug på under 3 000 GWh i 1996, hvor mere end 5 % af det årlige forbrug dækkes via sammenkobling med andre systemer.

(39) Kreta udgør et lille forbundet system, fordi dens forbrug i 1996 lå under tærsklen på 3 000 GWh. Med afslutningen af fase I vil ca. en tredjedel af Kretas årlige forbrug være dækket af sammenkoblingen med elektricitetssystemet på det græske fastland.

(40) Med afslutningen af fase I betragtes Kreta derfor som et lille forbundet system, jf. artikel 64, stk. 1, litra a), i forordning (EU) 2019/943.

5.2. **Betydeligt problem forbundet med driften af systemet**

(41) Udtrykket »betydelige problemer« i artikel 64, stk. 1, litra a), i forordning (EU) 2019/943 er ikke blevet defineret af hverken lovgiveren eller Kommissionen i sin beslutningspraksis. Den åbne formulering giver Kommissionen mulighed for at tage hensyn til alle potentielle problemer forbundet med små systemers særlige situation, forudsat at de er betydelige og ikke blot har marginal betydning. Sådanne problemer kan variere betydeligt afhængig af de særlige geografiske forhold, der gør sig gældende for det pågældende system, produktionen og forbruget, men også på grund af teknologisk udvikling såsom elektricitetslagring og små produktionsanlæg. Disse betydelige problemer skal desuden være i tilknytning til driften af små isolerede systemer og små forbundne systemer.

(42) Grækenland fremhæver følgende problemer for driften af elektricitetsmarkedet på Kreta i tilfælde af, at Kretas markedsdeltagere integreres fuldt ud i de græske elektricitetsmarkeder, der opererer på det sammenkoblede system på fastlandet, gennem en udvidelse af det græske budområde til at omfatte Kreta eller oprettelsen af et nyt budområde på Kreta:

a) Utilstrækkelige målerinfrastrukturer vil ikke gøre det muligt for Kretas markedsdeltagere at deltage fuldt ud i Grækenlands day-ahead-, intraday- og balancemarkeder for elektricitet. Navnlig er de nødvendige målersystemer ikke på plads og vil først være klar i 2023.

b) Den nye samkøringslinje (fase I) skal være klar til brug fra dagen for idriftsættelsen, så de græske forbrugere undgår ekstraomkostninger. Elbørserne på denne samkøringslinje vil reducere produktionen fra de dyreste kraftværksblokke på Kreta og dermed mindske de samlede udgifter til elektricitet, der leveres på Kreta, og den tilsvarende OSP-afgift, der afholdes af de græske forbrugere. CO_2-emissionerne vil også blive reduceres som led heri.

c) Samkøringslinjen efter afslutningen af fase I vil blive anvendt ved maksimal tilgængelig kapacitet og forventes overbelastet det meste af tiden indtil afslutningen af fase II. Ved fuld anvendelse af forordning (EU) 2019/943 og direktiv (EU) 2019/944 vil Kreta blive integrere i elektricitetsmarkederne i et eller to budområder, hvilket fører til følgende to scenarier:

— ét budområde: Kretas integration i engrosmarkedet for elektricitet gennem budområdet på det græske fastland vil føre til høje belastningsomfordelingsomkostninger, som IPTO S.A. ud fra data fra 2019 anslår til ca. 240 mio. EUR om året, og som skal afholdes af de græske forbrugere

— to budområder: Kretas integration i engrosmarkedet for elektricitet som et adskilt budområde vil ikke være en holdbar løsning. Afslutningen af fase II efter en kort overgangsperiode forventes at afhjælpe enhver strukturel overbelastning mellem elnettet på Kreta og elnettet på det græske fastland.

(43) I lyset af det i betragtning 41 og 42 anførte bemærker Grækenland, at det er nødvendigt at finde en løsning for overgangsperioden. Eftersom fase 1 indledtes med en forsøgsperiode fra den 3. juli 2021 og en kommerciel periode fra den 1. november 2021, skal gennemførelsen af denne løsning være gnidningsløs og afvikles inden for kort tid, uden at de nuværende retlige og lovgivningsmæssige rammer ændres væsentligt, i betragtning af markedsdeltagernes behov for at kunne tilpasse sig og løsningens midlertidige karakter. I den forbindelse synes tilgangen med »to budområder« at være uforenelig med tidsbegrænsningerne, navnlig i betragtning af den procedure, der skal følges for at etablere et nyt budområde i overensstemmelse med artikel 14 i forordning (EU) 2019/943 og artikel 32 i forordning (EU) 2015/1222.

(44) På grundlag af en vurdering foretaget af IPTO S.A. og en evaluering af de omkostninger, der er forbundet med driften af markedet på Kreta i henhold til de tre scenarier, nemlig den hybride model, der foreslås i ansøgningen, tilgangen med ét budområde og tilgangen med to budområder, anslås de deraf følgende årlige gevinster ved den hybride model til 156 mio. EUR. For så vidt angår de to andre scenarier, nemlig tilgangen med ét budområde og tilgangen med to budområder, anslås den årlige gevinst til henholdsvis 121 mio. EUR og 113 mio. EUR. Grækenland er derfor af den opfattelse, at den foreslåede hybride model vil være den optimale tilgang i overgangsperioden.

(45) De græske myndigheder har påpeget, at Kretas markedsdeltageres reelle deltagelse i det græske elektricitetsmarked hæmmes af manglen på passende målerinfrastruktur på øen (se betragtning 42 ovenfor).

(46) Selv om anvendelsen af den nye samkøringslinje (fase I) ville medføre betydelige fordele ved at reducere udgifterne til elektricitet, der leveres på øen, og CO_2-emissionerne, forventes samkøringslinjen at blive overbelastet det meste af tiden indtil afslutningen af fase II (se betragtning 7 og 42 ovenfor).

(47) Derfor ville integrationen af Kretas markedsdeltagere i det græske elektricitetsmarked medføre høje belastningsomfordelingsomkostninger, hvis den gennemføres ved at udvide det græske budområde til at omfatte Kreta (se betragtning 7 og 42 ovenfor). På den anden side er oprettelsen af et adskilt budområde for Kreta ikke en forholdsmæssig løsning for en kort tidsperiode og i betragtning af, at afslutningen af fase II forventes at afhjælpe enhver strukturel overbelastning mellem elnettet på Kreta og elnettet på det græske fastland (se betragtning 8 og 43 ovenfor).

(48) I lyset af det i betragtning 42-47 og betragtning 7 og 8 anførte konkluderer Kommissionen, at Grækenland har påvist, at der er betydelige problemer med driften af elektricitetssystemet på Kreta som et lille forbundet system, indtil den fulde sammenkobling med fastlandsnettet er afsluttet. Den midlertidige hybride model som foreslået af de græske myndigheder sigter mod at løse disse problemer og giver betydelige fordele i forhold til den fulde integration af Kretas system i det græske elektricitetsmarked i overgangsperioden.

5.3. **Fritagelsens anvendelsesområde**

(49) For at kunne gennemføre den hybride model for Kreta i overgangsperioden er det nødvendigt at give fritagelse fra bestemmelserne i artikel 6, artikel 7, stk. 1, artikel 8, stk. 1 og 4, artikel 9, artikel 10 og artikel 11 i forordning (EU) 2019/943 og fra bestemmelserne i artikel 40, stk. 4-7, i direktiv (EU) 2019/944.

(50) Artikel 64 i forordning (EU) 2019/943 giver ikke mulighed for fritagelse fra forordningens artikel 13. Gives der imidlertid fritagelse fra artikel 6, artikel 7, stk. 1, og artikel 8, stk. 1, vil artikel 13 de facto ikke finde anvendelse. I henhold til artikel 2, nr. 26), i forordning (EU) 2019/943 er »belastningsomfordeling« en foranstaltning, herunder en afkortning, der aktiveres af en eller flere transmissionssystemoperatører eller distributionssystemoperatører ved at ændre produktionsmønstret, forbrugsmønstret eller begge dele med henblik på at ændre de fysiske strømme i elektricitetssystemet og afhjælpe en fysisk kapacitetsbegrænsning eller på anden måde sikre systemsikkerhed. Det underliggende rationale er, at systemoperatøren korrigerer markedsresultatet for at sikre, at det er i overensstemmelse med nettets fysiske kapacitet. Hvis de grundlæggende markedsrammer endnu ikke er på plads, er der ingen fordele ved denne korrektion.

(51) Desuden foretages der belastningsomfordeling på det græske fastland ved hjælp af balanceringsbud, jf. artikel 13, stk. 2, i forordning (EU) 2019/943. Manglen på balancemarkeder på Kreta i fritagelsesperioden vil således ikke give mulighed for en integration i den græske metode for belastningsomfordeling.

(52) Som følge heraf finder artikel 13 i forordning (EU) 2019/943 de facto ikke anvendelse, jf. betragtning 49, 50 og 51. Kommissionen har imidlertid ikke beføjelse til at vedtage en afgørelse vedrørende denne bestemmelse og vil derfor ikke give en formel fritagelse i denne henseende.

(53) Ifølge den hybride model vil den græske transmissionssystemoperatør IPTO S.A. på Kreta ikke anskaffe balanceringstjenester og ikkefrekvensrelaterede systembærende ydelser i overensstemmelse med artikel 40, stk. 4-7, i direktiv (EU) 2019/944 som følge af fritagelsen fra artikel 6 og artikel 7, stk. 1, i forordning (EU) 2019/943.

(54) Fritagelsen gælder derfor kun for Kreta.

5.4. **Ingen hindring for overgangen til vedvarende energi, øget fleksibilitet, energioplagring, elektromobilitet og fleksibelt elforbrug**

(55) I henhold til artikel 64, stk. 1, femte afsnit, i forordning (EU) 2019/943 søger en fritagelse at sikre, at den ikke hindrer overgangen til vedvarende energi, øget fleksibilitet, energioplagring, elektromobilitet og fleksibelt elforbrug.

(56) Indtil den i det mindste delvise sammenkobling med det græske fastland gjaldt der for Kreta tekniske begrænsninger, som førte til en maksimal udbredelse af vedvarende energikilder til 25 % af belastningen som følge af driftsmæssige sikkerhedsproblemer. Afslutningen af fase I vil lette denne begrænsning på vedvarende energi. Den hybride model gør det muligt for Kreta at eksportere sin elektricitet i tilfælde af lavt forbrug og høj produktion af vedvarende energi for at undgå indskrænkning af vedvarende energikilder.

(57) Hvad angår øget fleksibilitet, energioplagring og prisfleksibelt elforbrug afhænger muligheden for at tilbyde fleksibilitetstjenester, herunder lagring, til støtte for det elektriske system af kvaliteten af prissignalerne og deres evne til at give disse tjenesteudbydere effektive investerings- og lastfordelingsincitamenter. Som hovedregel kan strukturel overbelastning inden for et budområde, hvilket vil være tilfældet i overgangsperioden fra fase I til fase II, resultere i fordrejede investeringssignaler for lokalitetsspecifikke fleksibilitetstjenester. I en tilgang med to budområder for Kreta og det græske fastland vil investeringssignalet imidlertid være meget ustabilt i betragtning af tidsrammen for afslutningen af fase II og den fuldstændige sammenkobling mellem Kreta og det græske fastland, hvilket vil aflaste den strukturelle overbelastning. Da sammenkoblingen med fastlandet vil muliggøre markedsbaseret levering af fleksibilitetstjenester, er en kortsigtet fritagelse, der muliggør en hurtig integration af Kreta i fastlandssystemet, derfor gavnlig for integrationen af fleksibelt elforbrug, energioplagring og andre fleksibilitetskilder.

(58) I henhold til artikel 64 i forordning (EU) 2019/943 er der ikke krav om fritagelsesafgørelser for at maksimere potentialet for fleksibilitet eller energioplagring, men kun for at søge at sikre, at fritagelsen ikke hindrer det. Med andre ord skal fritagelsen ikke hindre den udvikling, som ellers ville ske naturligt. I den forbindelse er det yderst vigtigt, at fritagelsen er midlertidig, og at alt er klart til en fuldstændig markedsoperation, så snart fase II er afsluttet.

(59) Selv om fritagelsen ikke hindrer omstillingen hen imod øget fleksibilitet, herunder energioplagring, er det derfor vigtigt at tage hensyn til behovet for hensigtsmæssige investeringssignaler og fritagelsens indvirkning på eventuel lagring eller andre fleksibilitetsinvesteringer.

(60) I betragtning af den hybride models midlertidig karakter har den ingen mærkbar indvirkning på den videre udvikling af vedvarende energi, fleksibilitet, energioplagring, elektromobilitet og fleksibelt elforbrug.

(61) I henhold til artikel 64, stk. 1, i forordning (EU) 2019/943 skal Kommissionen fastsætte, i hvilket omfang fritagelsen skal tage hensyn til anvendelsen af netreglerne og retningslinjerne. Med undtagelse af de bestemmelser, der berøres af anvendelsesområdet for fritagelsen i afsnit 5.3 ovenfor, gælder netreglerne og retningslinjerne for Kreta.

5.5. **Tidsbegrænsning for fritagelsen og betingelser, der tager sigte på at øge konkurrencen og integration med det indre marked for elektricitet**

(62) Det fremgår af artikel 64 i forordning (EU) 2019/943, at fritagelsen skal være tidsbegrænset, og at den skal være omfattet af betingelser, der tager sigte på at øge konkurrencen og integration med det indre marked for elektricitet.

(63) Fritagelsesanmodningen er begrænset til overgangsperioden, der senest udløber ved udgangen af 2023.

(64) Det er underforstået, at samkøringslinjen mellem Kreta og systemet på det græske fastland forventes driftsklar ved udgangen af 2023 sammen med en passende målerinfrastruktur, der gør det muligt for Kreta at blive en del af de græske engrosmarkeder for elektricitet. Enhver yderligere forsinkelse vil kræve en ny fritagelsesanmodning.

5.6. **Ikrafttræden**

Ansøgningen blev modtaget inden afslutningen af fase I. For at undgå hurtige og uforudsigelige ændringer af de lovgivningsmæssige rammer, der kan være til alvorlig skade for markedets funktion på Kreta og eventuelt på det græske fastland, bør denne afgørelse finde anvendelse på dagen for indledningen af fase I —

VEDTAGET DENNE AFGØRELSE:

Artikel 1

Den Hellenske Republik gives fritagelse fra bestemmelserne i artikel 6, artikel 7, stk. 1, artikel 8, stk. 1 og 4, artikel 9, artikel 10 og artikel 11 i forordning (EU) 2019/943 og fra bestemmelserne i artikel 40, stk. 4-7, i direktiv (EU) 2019/944 for så vidt angår Kreta.

Artikel 2

Fritagelsen i artikel 1 finder anvendelse indtil den 31. december 2023 eller indtil afslutningen af fase II af sammenkoblingen mellem Kreta og det græske fastland, alt efter hvilket tidspunkt der kommer først.

Artikel 3

Den Hellenske Republik underretter inden udgangen af 2022 Europa-Kommissionen om fremskridtene og den resterende planlægning hen imod afslutningen og den kommercielle drift af fase II af sammenkoblingen mellem Kreta og det græske fastland, herunder hvad angår etablering og drift af en passende målerinfrastruktur, der gør det muligt for Kreta at deltage i det græske engros- og balancemarked.

Artikel 4

Denne afgørelse er rettet til Den Hellenske Republik.

Udfærdiget i Bruxelles, den 21. februar 2022.

På Kommissionens vegne
Kadri SIMSON
Medlem af Kommissionen