KOMMISSIONENS BESLUT (EU) 2022/258

av den 21 februari 2022

om beviljande av undantag för Republiken Grekland från vissa bestämmelser i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 och Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 vad gäller Kreta

(delgivet med nr C(2022) 1140)

(Endast den grekiska texten är giltig)

(Text av betydelse för EES)

EUROPEISKA KOMMISSIONEN HAR ANTAGIT DETTA BESLUT

med beaktande av fördraget om Europeiska unionens funktionssätt,

med beaktande av Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el ([1]), särskilt artikel 64,

med beaktande av Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU ([2]), särskilt artikel 66, och

av följande skäl:

1. FÖRFARANDE

(1) Den 3 juni 2021 lämnade Republiken Grekland (*Grekland*) in en ansökan till kommissionen om undantag (*ansökan*) för ön Kreta i enlighet med artikel 64 i förordning (EU) 2019/943 och artikel 66 i direktiv (EU) 2019/944. I ansökan begärs undantag från artiklarna 6, 7.1, 8.1, 8.4, 9, 10, 11 och 13 i förordning (EU) 2019/943 och från artikel 40.4–40.7 i direktiv (EU) 2019/944 under en begränsad tidsperiod, dvs. till och med den 31 december 2023.

(2) Den 7 juli 2021 offentliggjorde kommissionen begäran om undantag på sin webbplats ([3]) och uppmanade medlemsstaterna och berörda parter att lämna synpunkter till och med den 12 augusti 2021.

2. ÖN KRETA

(3) Den grekiska ön Kreta ligger i Medelhavet, söder om det grekiska fastlandet. Den var till och med den 3 juli 2021 ett självständigt elkraftsystem som inte var anslutet till det kontinentala nationella elsystemet.

(4) Efter kommissionens beslut 2014/536/EU ([4]), genom vilket Grekland beviljades undantag från vissa bestämmelser i Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG ([5]), ansågs Kreta vara ett litet enskilt system i den mening som avses i artikel 2.42 i direktiv (EU) 2019/944. Högspänningstillgångar på Kreta ägs av Public Power Cooperation SA (*PPC SA)* och drivs av den systemansvarige för distributionssystemet (*HEDNO SA)*. Eftersom ön inte var sammanlänkad med det grekiska fastlandet kunde Kreta inte ingå i de grekiska dagen före-, intradags- och balansmarknaderna som lanserades i november 2020.

([1]) EUT L 158, 14.6.2019, s. 54.
([2]) EUT L 158, 14.6.2019, s. 125.
([3]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf
([4]) Kommissionens beslut 2014/536/EU av den 14 augusti 2014 om att bevilja Republiken Grekland ett undantag från vissa bestämmelser i Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG (delgivet med dokument C(2014) 5902) (EUT L 248, 22.8.2014, s. 12).
([5]) 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).

(5) Enligt artikel 4 i kommissionens beslut 2014/536/EU ska de undantag som föreskrivs inte längre gälla för små enskilda system och enskilda mikrosystem när de väl anslutits till det sammanlänkade systemet. Oberoende av detta upphävde de grekiska myndigheterna det undantag för Kreta som beviljats genom det beslutet från och med den 1 januari 2017 ([6]).

Elsystemet

(6) Grekland har prioriterat Kretas nätanslutning till det kontinentala elsystemet som ett mycket viktigt projekt för att säkerställa en säker och tillförlitlig elförsörjning. Närmare bestämt ska nätanslutningen av Kreta, som godkänts av den grekiska tillsynsmyndigheten (RAE) genom de tioåriga nätutvecklingsplanerna, som omfattar perioderna 2017–2026, 2018–2027 respektive 2019–2028, genomföras i två faser.

(7) Den första fasen (”fas I”) avser HVAC-ledningarnas nätanslutning av västra delen av Kreta (prefekturen Chania) till Peloponnesos-halvön, vilket motsvarar en nominell överföringskapacitet på cirka 150 MW. Slutförandet av fas I förväntas således täcka endast en del av Kretas elbehov (ungefär en tredjedel av Kretas elförbrukning, som är 710 MW toppförbrukning och 3 TWh årsförbrukning), och kommer inte att integrera Kreta som en helt sammanlänkad del av det grekiska elsystemet. Sammanlänkningen mellan det kontinentala elsystemet och Kreta förväntas fungera på eller nära dess maximala kapacitet, eftersom dess kapacitet inte helt täcker behovet på Kreta, och el kommer att importeras till Kreta från det sammanlänkade fastlandet på grund av lägre produktionskostnader. Projektet togs i drift under försöksperioden från och med den 3 juli 2021 ([7]) och kommersiellt från och med den 1 november 2021 ([8]).

(8) Den andra fasen (”fas II”) avser sammanlänkningen av den centrala delen av Kreta (prefekturen Heraklion) med det grekiska fastlandet (Attika-regionen) med två kablar för högspänd likström (HVDC), som motsvarar en nominell överföringskapacitet på cirka 1 000 MW. I slutet av fas II förväntas ön Kreta vara helt sammanlänkad med det kontinentala elöverföringssystemet och efterfrågan på el på ön ska täckas helt. Fas II-kablarna förväntas vara i drift senast 2023.

(9) Grekland förklarar att från och med starten av den kommersiella driften av den sammanlänkning som utvecklats i fas I kommer Kretas högspänningsnät att överföras till den grekiska systemansvarige för överföringssystemet (IPTO SA), som kommer att äga och driva dessa tillgångar från och med detta datum. HEDNO SA skulle inte längre driva högspänningsnätet på Kreta, men skulle fortfarande driva låg- och mellanspänningsnäten. Överföringen ägde rum den 1 augusti 2021, innan den kommersiella driften av fas I av sammanlänkningen mellan Kreta och det grekiska kontinentala systemet inleddes.

Elmarknaden på Kreta

(10) För närvarande lämnar producenter och leverantörer på Kreta inte in några anbud på den grekiska marknaden och enheterna dirigeras i enlighet med deras lägsta rörliga kostnader. Clearingpriset för el i grossistledet på Kreta beräknas månadsvis på grundval av de rörliga och totala kostnaderna för de konventionella kraftenheterna, dvs. PPC:s enheter, eftersom den dominerande operatören är den enda konventionella elproducenten på ön. Dessutom finns det flera producenter av förnybar energi som har en fast tariff enligt ett energiköpsavtal eller en fast tariff beroende på när varje enhet togs i drift.

(11) Från slutförandet av fas I till slutförandet av fas II och den fullständiga sammanlänkningen av Kreta med det grekiska kontinentala elsystemet (*övergångsperioden*) kommer nätanslutningen mellan Kreta och det kontinentala elsystemet att vara strukturellt överbelastad. Utan undantag är följande två alternativ möjliga:

([6]) Artikel 137a i lag 4001/2011 (Greklands officiella tidning A 179/22.8.2011).

([7]) Se artikel 108b i lag nr 4001/2011 (Greklands officiella tidning A 179/22.8.2011), med tillägg genom artikel 106 i lag 4821/2021 (Greklands officiella tidning A 134/31.7.2021).

([8]) Enligt artikel 108c i lag 4001/2011, med tillägg genom artikel 107 i lag 4821/2021, var den grekiska systemansvarige för överföringssystemet IPTO SA skyldig att ta sammanlänkningen med Kreta (fas I) i drift fullt ut senast den 30 september 2021. Detta datum sköts dock upp till den 1 november 2021 genom RAE:s beslut nr 734/28.9.2021 (Greklands officiella tidning B 4633/6.10.2021).

a) Integrering av Kreta på det grekiska elområdet på grossistmarknaden för el, vilket skulle medföra höga omdirigeringskostnader, uppskattade till omkring 240 miljoner euro per år av IPTO SA, baserat på uppgifter från 2019.

b) Integrering av Kreta på grossistmarknaden för el som ett separat elområde. Detta förefaller vara en ohållbar lösning på kort sikt, eftersom slutförandet av fas II, som förväntas ta två år, bör minska all strukturell överbelastning mellan Kretas elnät och det grekiska kontinentala elnätet.

(12) Dessutom saknar Kreta tillräcklig mätinfrastruktur för att möjliggöra en ordentlig integrering i den grekiska elgrossistmarknaden före 2023.

(13) För närvarande är detaljhandelsmarknaden på Kreta öppen för alla leverantörer som är verksamma på den grekiska marknaden, varav tjugo är verksamma på Kreta. Med tanke på att produktionskostnaderna på Kreta är högre än kostnaderna för det grekiska sammanlänkade elsystemet valde Grekland, av hänsyn till den sociala sammanhållningen, att leverantörerna skulle tillämpa en enda tariff för varje kundkategori inom hela sitt territorium.

3. DE BEGÄRDA UNDANTAGEN

(14) De begärda undantagen från artiklarna 6, 7.1, 8.1, 8.4, 9, 10, 11 och 13 i förordning (EU) 2019/943 och från artikel 40.4–40.7 i direktiv (EU) 2019/944 syftar till att finna en lösning för en fungerande dagen före-, intradags- och balansmarknad på Kreta. En sådan lösning skulle gälla under övergångsperioden för sammanlänkningen av Kreta med det grekiska kontinentala elsystemet. Undantagen kommer därför att upphöra när fas II ([9]) har slutförts.

(15) Sökanden föreslår en ”hybridmodell” för övergångsperioden, under vilken sammanlänkningen mellan Kreta och det grekiska kontinentala elsystemet kommer att behandlas som en balansansvarig part i den mening som avses i artikel 2.14 i förordning (EU) 2019/943. En sådan part kommer för det mesta att agera som en virtuell elproduktionsenhet ur Kretas perspektiv och som en virtuell belastning från fastlandet, vilken importerar el från det grekiska fastlandet till Kreta. Detta flöde skulle kunna vändas vid produktion från förnybara energikällor på Kreta som överskrider belastningen, för att undvika en inskränkning av förnybar energi. Den balansansvariga parten för sammanlänkningen av Kreta kommer fysiskt att ansluta sig till det grekiska kontinentala systemet på högspänningssidan av omformarstationen Chania. Dess uttagna eller inmatade el från/till det grekiska kontinentala systemet kommer att registreras av mätinfrastrukturen i omformarstationen HV Chania.

(16) Möjliga villkor för deltagande av den virtuella ansvariga enheten för balansering på marknaden för det grekiska kontinentala elsystemet har utvärderats av RAE efter ett offentligt samråd som hölls mellan den 25 maj 2021 och den 9 juni 2021.

(17) I den föreslagna hybridmodellen skulle den grekiska elbörsen HEnEX lämna in prisanbud på el på Kretas marknadsparters vägnar på den grekiska elmarknaden för dagen före- och intradagsgrossistmarknaden, enligt förhandsprognoser som beräknats av IPTO SA, och HEDNO SA Grekland föreslår två alternativ som lades fram för offentligt samråd av RAE från och med den 25 maj 2021 till och med den 9 juni 2021. I dessa två alternativ beskrivs i detalj hur budgivningen kan genomföras i praktiken, med eller utan åtskillnad mellan belastning och produktion. De två alternativen är följande:

a) Alternativ 1: Prioriterade prisbaserade (*priority price taking*) inköps- eller försäljningsorder som uttryckligen motsvarar elmängderna för den balansansvariga parten för sammanlänkningen med Kreta kommer att lämnas in av HEnEX på uppdrag av lastrepresentanter som levererar el till slutkonsumenter på Kreta, i enlighet med deras procentuella leveransandel som beräknas på förhand av HEDNO SA, när det gäller prognostiserad import till Kreta från det grekiska fastlandet, eller av operatören av förnybara energikällor med ursprungsgaranti (DAPEEP) för förnybar el, i de sällsynta fall då prognosen visar på export från Kreta till det grekiska fastlandet.

([9]) Grekland har inte begärt undantag från artikel 51 i förordning (EU) 2019/943 (certifiering av systemansvariga för överföringssystem) eller från bestämmelserna i kapitel VI i direktiv (EU) 2019/944 (åtskillnad av systemansvariga för överföringssystem). Grekland förklarar att högspänningstillgångarna på ön Kreta, som i dag ägs av PPC och drivs av HEDNO SA, kommer att överföras till den systemansvarige för överföringssystemet IPTO SA, som sedan kommer att äga och driva dessa tillgångar. Överföringen ägde rum den 1 augusti 2021, innan den kommersiella driften av fas I av sammanlänkningen mellan Kreta och det grekiska kontinentala systemet inleddes.

b) Alternativ 2: Prioriterade prisbaserade inköps- eller försäljningsorder för hela den lokala lasten och produktionen på Kreta kommer att lämnas in av HEnEX på uppdrag av lastrepresentanterna i enlighet med deras procentuella leveransandel som beräknas månadsvis på förhand av HEDNO SA, och på uppdrag av värmeproducenter som återspeglar de energiplaner som fastställts av IPTO SA på grundval av resultaten av en förenklad dirigeringsplan, och av DAPEEP för prognostiserad el från förnybara energikällor.

Den finansiella regleringen av obalanser skulle debiteras marknadsparterna på Kreta i efterhand, på grundval av en jämförelse mellan tidsplanen för sammanlänkningen och det uppmätta flödet, och en fördelningsnyckel som beräknats av HEDNO SA.

(18) Under det offentliga samråd som genomfördes av RAE lämnades 11 bidrag in ([10]). På grundval av resultaten och en begäran från majoriteten av de svarande om att minimera de ekonomiska konsekvenserna av det alternativ som ska genomföras, när det gäller de finansiella garantier och säkerheter som krävs, valde RAE i juni 2021 att genomföra alternativ 2.

(19) För att genomföra hybridmodellen i alternativ 2-för elgrossistmarknaden och elbalanseringen på Kreta, med tillämpning under övergångsperioden, begär Grekland om undantag från vissa krav i förordning (EU) 2019/943 och direktiv (EU) 2019/944 när det gäller systemet på Kreta.

3.1 **Undantag enligt artikel 64 i förordning (EU) 2019/943**

(20) Grekland anser att den föreslagna hybridmodellen är förenlig med de principer som styr elmarknadernas funktion, i enlighet med artikel 3 i förordning (EU) 2019/943. De begärda undantagen omfattar därför inte artikel 3 i den förordningen.

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

(21) I artikel 6 i förordning (EU) 2019/943 fastställs reglerna för balansmarknaden. Grekland begär ett undantag från den artikeln när det gäller Kreta med tanke på att ingen balansmarknad kommer att finnas i hybridmodellen.

3.1.2 *Artikel 7.1 i förordning (EU) 2019/943.*

(22) Artikel 7.1 i förordning (EU) 2019/943 avser organisationen av förvaltningen av de integrerade dagen före- och intradagsmarknaderna av systemansvariga för överföringssystem och nominerade elmarknadsoperatörer, i enlighet med kommissionens förordning (EU) 2015/1222 ([11]). Grekland begär ett undantag från den artikeln när det gäller Kreta, eftersom ingen intradags- och dagen före-marknad kommer att finnas i hybridmodellen.

3.1.3 *Artiklarna 8.1 och 8.4 i förordning (EU) 2019/943*

(23) I artikel 8.1 i förordning (EU) 2019/943 fastställs en skyldighet för nominerade elmarknadsoperatörer att tillåta marknadsaktörer att handla med energi fram till stängningstiden för kapacitetstilldelning mellan elområden på intradagsmarknaden. I artikel 8.4 i den förordningen fastställs skyldigheten att fastställa avräkningsperioden för obalanser till 15 minuter i alla planeringsområden. Grekland begär ett undantag från dessa artiklar när det gäller Kreta med tanke på att hybridmodellen inte omfattar dagen före- och intradagshandel och inte heller omfattar en 15 minuters avräkningsperiod för obalanser för Kreta.

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

(24) Artikel 9 i förordning (EU) 2019/943 avser terminsmarknader. Grekland begär ett undantag från den artikeln när det gäller Kreta med tanke på att ingen terminsmarknad kommer att finnas i hybridmodellen.

([10]) Icke-konfidentiella svar finns på RAE:s webbplats.

([11]) Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (EUT L 197, 25.7.2015, s. 24).

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

(25) Artikel 10 i förordning (EU) 2019/943 avser tekniska budgivningsgränser. Grekland begär ett undantag från den artikeln med tanke på att Kreta inte kommer att vara helt integrerat i den grekiska elgrossistmarknaden i hybridmodellen och att prisbaserade (*price taking*) order kan lämnas in för Kreta.

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

(26) Artikel 11 i förordning (EU) 2019/943 avser fastställandet av värdet av förlorad last. Med tanke på att Kreta inte skulle betraktas som ett separat elområde eller vara helt integrerat i det grekiska elområdet begär Grekland ett undantag från den artikeln när det gäller Kreta.

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

(27) Artikel 13 i förordning (EU) 2019/943 avser omdirigering. Med tanke på att avsaknaden av en fungerande balansmarknad på Kreta innebär att reglerna för omdirigering inte tillämpas, begär Grekland ett undantag från den artikeln när det gäller Kreta.

3.2 **Undantag enligt artikel 66 i förordning (EU) 2019/944**

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

(28) I sin ansökan begärde Grekland ett undantag från den grundläggande principen om marknadsbaserade elleveranspriser i enlighet med artikel 5.3 i direktiv (EU) 2019/944. Denna begäran drogs tillbaka den 15 juli 2021. Därför krävs ingen ytterligare analys i detta beslut.

3.2.2 *Artikel 40.4, 40.5, 40.6 och 40.7 i direktiv (EU) 2019/944.*

(29) I artikel 40 i direktiv (EU) 2019/944 fastställs uppgifter som åligger systemansvariga för överföringssystem. I punkterna 4–7 fastställs principerna för upphandling av stödtjänster, inbegripet icke frekvensrelaterade stödtjänster. Eftersom det inte finns någon fungerande balansmarknad och marknadsbaserad upphandling av icke frekvensrelaterade stödtjänster på Kreta begär Grekland ett undantag från artikel 40.4–40.7 för de uppgifter som åligger den systemansvarige för överföringssystemet och som är tillämpliga på Kreta.

3.3 **Varaktighet för det begärda undantaget**

(30) Grekland begär undantag för övergångsperioden, som börjar med förväntad idriftsättning av fas I under andra kvartalet 2021, fram till idriftsättningen av fas II, vilket förväntas ske i slutet av 2023.

4. **SYNPUNKTER SOM INKOMMIT UNDER SAMRÅDSPERIODEN**

(31) Under samrådet mottog kommissionen ett bidrag från de bulgariska myndigheterna, som meddelade att de inte hade några invändningar mot Greklands ansökan om undantag.

5. **BEDÖMNING**

(32) Enligt artikel 64 i förordning (EU) 2019/943 kan ett undantag från de relevanta bestämmelserna i artiklarna 3 och 6, artikel 7.1, artikel 8.1 och 8.4, artiklarna 9, 10 och 11, artiklarna 14–17, artiklarna 19–27, artiklarna 35–47 och artikel 51 i förordningen beviljas om medlemsstaten kan visa att det finns påtagliga problem med driften av små enskilda system eller små anslutna system.

(33) I enlighet med artikel 66 i direktiv (EU) 2019/944 kan undantag från de relevanta bestämmelserna i artiklarna 7 och 8 samt kapitlen IV, V och VI i det direktivet beviljas om medlemsstaten kan visa att det finns påtagliga problem med driften av små enskilda system eller små anslutna system. Små enskilda system kan också begära undantag från artiklarna 4, 5 och 6 i det direktivet.

(34) Förutom när det gäller yttersta randområden ska undantaget vara tidsbegränsat och förenat med villkor som syftar till ökad konkurrens och integration med den inre marknaden för el.

(35) Slutligen ska undantaget vara förenat med villkor som syftar till att säkerställa att det inte hindrar övergången till förnybar energi, ökad flexibilitet, energilagring, elektromobilitet och efterfrågeflexibilitet.

5.1 **Litet anslutet system**

(36) Förordning (EU) 2019/943 innehåller inga generella automatiska undantag för små anslutna eller små enskilda system. Alla sådana system kan och bör därför drivas i enlighet med det fullständiga regelverket, trots de stora skillnaderna i storlek och tekniska egenskaper hos elsystemen i unionen.

(37) I artikel 64.1 i förordning (EU) 2019/943 föreskrivs ett undantag från tillämpningen av vissa bestämmelser i den förordningen om medlemsstaterna bland annat visar att tillämpningen av dessa bestämmelser på små anslutna system kan leda till påtagliga problem för deras drift, särskilt på grund av de geografiska förhållanden eller efterfrågeprofiler som är relevanta för systemen i fråga.

(38) I artikel 2.43 i direktiv (EU) 2019/944 definieras ett ”litet sammanlänkat system” som ”ett system som hade en förbrukning på mindre än 3 000 GWh under 1996, där mer än 5 % av årsförbrukningen erhålls genom sammanlänkning med andra system”.

(39) Ön Kreta utgör ett litet anslutet system, eftersom dess förbrukning låg under tröskelvärdet på 3 000 GWh år 1996. I och med slutförandet av fas I kommer omkring en tredjedel av Kretas årliga förbrukning att täckas av sammanlänkningen med det grekiska kontinentala elsystemet.

(40) När fas I har slutförts kan Kreta således betraktas som ett litet anslutet system i den mening som avses i artikel 64.1 a i förordning (EU) 2019/943.

5.2 **Påtagliga problem för driften av systemet**

(41) Begreppet ” påtagliga problem” i artikel 64.1 a i förordning (EU) 2019/943 har varken definierats av lagstiftaren eller av kommissionen i dess beslutspraxis. Den öppna formuleringen gör det möjligt för kommissionen att beakta alla potentiella problem i samband med små systems särskilda situation, förutsatt att de är påtagliga och inte bara marginella. Sådana problem kan variera avsevärt beroende på det berörda systemets geografiska särdrag, produktion och förbrukning, men också på grundval av den tekniska utvecklingen, t.ex. lagring av el och småskalig produktion. Dessutom måste dessa påtagliga problem ses i relation till driften av dessa små enskilda system och små anslutna system.

(42) Grekland framhåller följande problem för elmarknaden på Kreta, i händelse av en fullständig integrering av Kretas marknadsaktörer på de grekiska elmarknader som gäller det kontinentala sammanlänkade systemet, genom att det grekiska elområdet utvidgas till Kreta eller genom att ett nytt elområde på Kreta skapas:

a) Bristerna i mätinfrastrukturen kommer inte att göra det möjligt för marknadsaktörer på Kreta att delta fullt ut på marknaderna för el på dagen före-, intradags- och balansmarknaden i Grekland. Framför allt har de nödvändiga mätsystemen inte införts och kommer inte att vara klara före 2023.

b) Den nya sammanlänkningen (fas I) måste vara klar att användas från och med dagen för idrifttagandet för att undvika extra kostnader för grekiska konsumenter. Elutbytet på den sammanlänkningen kommer att minska produktionen från de dyraste termiska enheterna på Kreta, vilket minskar den totala kostnaden för el som levereras på Kreta och motsvarande avgift för allmännyttig skyldighet som betalas av grekiska konsumenter. Det skulle också minska koldioxidutsläppen.

c) Den sammanlänkning som blir resultatet av slutförandet av fas I kommer att användas till sin högsta tillgängliga kapacitet och förväntas bli överbelastad under större delen av tiden fram till slutförandet av fas II. En fullständig tillämpning av förordning (EU) 2019/943 och direktiv (EU) 2019/944 skulle leda till att Kreta integreras på elmarknaderna genom ett eller två elområden, vilket skulle leda till följande två scenarier:

— Ett elområde: integreringen av Kreta på grossistmarknaden för el genom det grekiska elområdet på fastlandet skulle medföra höga omdirigeringskostnader, som enligt IPTO SA uppskattas till omkring 240 miljoner euro per år på grundval av uppgifter från 2019 och betalas av grekiska konsumenter.

— Två elområden: integreringen av Kreta på elgrossistmarknaden som ett separat elområde skulle inte vara en hållbar lösning. Slutförandet av fas II efter en kort övergångsperiod förväntas minska all strukturell överbelastning mellan Kretas elnät och det grekiska kontinentala elnätet.

(43) Mot bakgrund av vad som sagts i skälen 41 och 42 noterar Grekland att en lösning som är tillämplig på övergångsperioden måste hittas. Eftersom försöksperioden för fas 1 inleddes den 3 juli 2021 och den kommersiella perioden den 1 november 2021, måste denna lösning genomföras smidigt och på kort tid, utan några betydande ändringar av den nuvarande rättsliga ramen och regelverket, med tanke på marknadsaktörernas behov av anpassning och lösningens tillfälliga karaktär. I detta avseende förefaller alternativet med två elområden oförenlig med tidsramarna, särskilt när man överväger den process som måste följas för att inrätta ett nytt elområde, i enlighet med artikel 14 i förordning (EU) 2019/943 och artikel 32 i förordning (EU) 2015/1222.

(44) På grundval av en bedömning som gjorts av IPTO SA och en utvärdering av kostnaderna för marknaden på Kreta enligt de tre scenarierna, nämligen den hybridmodell som föreslås i ansökan, alternativet med ett elområde och alternativet med två elområden, beräknas den resulterande årliga vinsten med hybridmodellen uppgå till 156 miljoner euro. När det gäller de två andra scenarierna, nämligen alternativet med ett elområde och alternativet med två elområden, beräknas den årliga vinsten uppgå till 121 miljoner euro respektive 113 miljoner euro. Grekland anser därför att den föreslagna hybridmodellen skulle vara det optimala alternativet under övergångsperioden.

(45) De grekiska myndigheterna har påpekat att Kretas marknadsaktörers faktiska deltagande på den grekiska elmarknaden hämmas av bristen på lämplig mätinfrastruktur på ön (se skäl 42 ovan).

(46) Även om användningen av den nya sammanlänkningen (fas I) skulle medföra betydande fördelar genom att minska kostnaderna för el som levereras på ön och koldioxidutsläppen, förväntas sammanlänkningen bli överbelastad till dess att fas II är avslutad (se skäl 7 och 42 ovan).

(47) Av dessa skäl skulle integreringen av Kretas markandsaktörer på den grekiska elmarknaden orsaka höga omdirigeringskostnader om den genomfördes genom utvidgningen av det grekiska elområdet till Kreta (se skäl 7 och 42 ovan). Å andra sidan är inrättandet av ett separat elområde för Kreta inte proportionerligt under en kort tidsperiod och med tanke på att slutförandet av fas II bör minska all strukturell överbelastning mellan Kreta och det grekiska kontinentala elnätet (se skäl 8 och 43 ovan).

(48) Mot bakgrund av vad som sägs i skäl 42– 47 samt i skäl 7 och 8 drar kommissionen slutsatsen att Grekland har visat att det finns betydande problem med driften av elsystemet på Kreta som ett litet anslutet system till dess att den fullständiga sammanlänkningen till det kontinentala nätet har slutförts. Den tillfälliga hybridmodell som föreslagits av de grekiska myndigheterna syftar till att ta itu med dessa problem och ger betydande fördelar jämfört med en fullständig integrering av Kretas system på den grekiska elmarknaden under övergångsperioden.

5.3 **Undantagets tillämpningsområde**

(49) För att genomföra hybridmodellen för ön Kreta under övergångsperioden är det nödvändigt att göra undantag från bestämmelserna i artiklarna 6, 7.1, 8.1 och 8.4, 9, 10 och 11 i förordning (EU) 2019/943 och från artikel 40.4–40.7 i direktiv (EU) 2019/944.

(50) I artikel 64 i förordning (EU) 2019/943 behandlas inte möjligheten till undantag från artikel 13 i den förordningen. Med tanke på undantaget, om det beviljas, från artiklarna 6, 7.1 och 8.1, kommer dock artikel 13 i praktiken inte att vara tillämplig. I artikel 2.26 i förordning (EU) 2019/943 definieras ”omdirigering” som en åtgärd, inbegripet begränsning av tilldelad kapacitet som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att ändra produktionsmönstret eller belastningsmönstret, eller båda, för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerhet. Den bakomliggande logiken är att systemoperatören korrigerar marknadsresultatet för att säkerställa att det är förenligt med nätets fysiska kapacitet. Om den grundläggande marknadsramen ännu inte är tillämplig har denna korrigering inget mervärde.

(51) Dessutom sker omdirigering på det grekiska fastlandet med hjälp av bud på balansenergi, i enlighet med artikel 13.2 i förordning (EU) 2019/943. Avsaknaden av balansmarknader på Kreta under undantagets giltighetstid skulle således inte möjliggöra integrering i den grekiska omdirigeringsmetoden.

(52) Följaktligen kommer artikel 13 i förordning (EU) 2019/943 i praktiken inte att vara tillämplig i skäl 49, 50 och 51. Kommissionen har emellertid inte befogenhet att anta ett beslut med avseende på denna bestämmelse och kommer därför inte att bevilja något formellt undantag i detta avseende.

(53) Enligt hybridmodellen kommer den grekiska systemansvarige för överföringssystemet IPTO SA på Kreta inte att upphandla balanstjänster och icke frekvensrelaterade stödtjänster i enlighet med artikel 40.4–40.7 i direktiv (EU) 2019/944, till följd av undantaget från artiklarna 6 och 7.1 i förordning (EU) 2019/943.

(54) Undantaget är därför endast tillämpligt på Kreta.

5.4 **Inga hinder för övergången till förnybar energi, ökad flexibilitet, energilagring, elektromobilitet och efterfrågeflexibilitet**

(55) Enligt artikel 64.1 femte stycket i förordning (EU) 2019/943 ska ett beslut om undantag säkerställa att det inte hindrar övergången till förnybar energi, ökad flexibilitet, energilagring, elektromobilitet och efterfrågeflexibilitet.

(56) Fram till Kretas åtminstone partiella sammanlänkning med det grekiska fastlandet tillämpas tekniska begränsningar på Kreta, vilket innebar att förnybar energi fick en maximal spridning på 25 % av belastningen, på grund av driftssäkerhetsbegränsningar. Slutförandet av fas I kommer att lätta på denna begränsning för förnybar energi. Hybridmodellen gör det möjligt för Kreta att exportera sin el vid låg belastning och hög produktion av förnybar energi, för att undvika inskränkningar av förnybar energi.

(57) När det gäller ökad flexibilitet, energilagring och efterfrågeflexibilitet beror möjligheten att erbjuda flexibilitetstjänster, inklusive lagring, för att stödja elsystemet på prissignalernas kvalitet och deras förmåga att tillhandahålla effektiva investerings- och dirigeringsincitament till dessa tjänsteleverantörer. Som regel kan strukturell överbelastning inom ett elområde, vilket kommer att vara fallet under övergångsperioden från fas I till fas II, leda till snedvridna investeringssignaler för platsspecifika flexibilitetstjänster. I alternativet med två elområden för Kreta och det grekiska fastlandet skulle dock investeringssignalen vara mycket instabil, med tanke på tidsramen för slutförandet av fas II och den fullständiga sammanlänkningen av Kreta med det grekiska fastlandet, vilket kommer att minska den strukturella överbelastningen. Eftersom anslutningen till fastlandet kommer att möjliggöra marknadsbaserat tillhandahållande av flexibilitetstjänster är ett kortfristigt undantag som möjliggör en snabb integrering av Kreta i fastlandssystemet därför fördelaktigt för integreringen av efterfrågeflexibilitet, energilagring och andra flexibilitetskällor.

(58) Artikel 64 i förordning (EU) 2019/943 kräver inte beslut om undantag för att maximera potentialen för flexibilitet eller energilagring, utan syftar endast till att säkerställa att undantaget inte hindrar det. Med andra ord får undantaget inte hindra utveckling som utan undantaget skulle inträffa på naturlig väg. I detta avseende är undantagets tillfälliga status och beredskapen för en fullständig fungerande marknad så snart fas II är slutförd av yttersta vikt.

(59) Även om undantaget inte hindrar övergången till ökad flexibilitet, inbegripet energilagring, är det därför viktigt att ta hänsyn till behovet av lämpliga investeringssignaler och undantagets inverkan på eventuella investeringar i lagring eller andra flexibilitetsinvesteringar.

(60) Med tanke på dess övergångsaspekt har hybridmodellen ingen märkbar inverkan på vidareutvecklingen av förnybar energi, flexibilitet, energilagring, elektromobilitet och efterfrågeflexibilitet.

(61) Enligt artikel 64.1 i förordning (EU) 2019/943 ska kommissionen fastställa i vilken utsträckning undantaget ska ta hänsyn till tillämpningen av nätföreskrifter och riktlinjer. Med undantag för de bestämmelser som påverkas av tillämpningsområdet för det undantag som anges i avsnitt 5.3 ovan är nätföreskrifterna och riktlinjerna tillämpliga på Kreta.

5.5 **Begränsning av undantaget i tid och villkor som syftar till att öka konkurrensen och integrationen med den inre marknaden för el**

(62) I artikel 64 i förordning (EU) 2019/943 fastställs uttryckligen att undantaget ska vara tidsbegränsat och förenat med villkor som syftar till ökad konkurrens och integration med den inre marknaden för el.

(63) Begäran om undantag är begränsad till en övergångsperiod som löper ut senast i slutet av 2023.

(64) Det förutsätts att sammanlänkningen mellan Kreta och det grekiska kontinentala systemet förväntas vara i drift i slutet av 2023, tillsammans med lämplig mätinfrastruktur som gör det möjligt för Kreta att bli en del av de grekiska grossistmarknaderna för el. Ytterligare förseningar skulle kräva en ny begäran om undantag.

5.6 **Ikraftträdande**

Ansökan har mottagits före slutförandet av fas I. För att undvika snabba och oförutsägbara ändringar av regelverket som allvarligt skulle kunna skada marknadens funktion på ön Kreta och eventuellt på det grekiska fastlandet, bör detta beslut tillämpas från och med den dag då fas I tas i drift.

HÄRIGENOM FÖRESKRIVS FÖLJANDE.

Artikel 1

Republiken Grekland beviljas undantag från bestämmelserna i artiklarna 6, 7.1, 8.1 och 8.4, 9, 10 och 11 i förordning (EG) 2019/943 och från bestämmelserna i artikel 40.4–40.7 i direktiv (EU) 2019/944 vad gäller Kreta.

Artikel 2

Det undantag som beviljas enligt artikel 1 ska gälla till och med den 31 december 2023 eller fram till slutförandet av fas II av sammanlänkningen mellan Kreta och grekiska fastlandet, beroende på vilket som inträffar först.

Artikel 3

Republiken Grekland ska senast i slutet av 2022 informera Europeiska kommissionen om framstegen och den återstående planeringen mot slutförandet och den kommersiella driften av fas II av sammanlänkningen mellan Kreta och grekiska fastlandet, inbegripet när det gäller utbyggnad och drift av lämplig mätinfrastruktur som gör det möjligt för Kreta att delta i den grekiska grossist- och balansmarknaden.

Artikel 4

Detta beslut riktar sig till Republiken Grekland.

Utfärdat i Bryssel den 21 februari 2022.

På kommissionens vägnar
Kadri SIMSON
Ledamot av kommissionen