

DECISIONE (UE) 2022/258 DELLA COMMISSIONE**del 21 febbraio 2022****che concede alla Repubblica ellenica una deroga a talune disposizioni del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio e della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda Creta***[notificata con il numero C(2022) 1140]***(Il testo in lingua greca è il solo facente fede)****(Testo rilevante ai fini del SEE)**

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

visto il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica ⁽¹⁾, in particolare l'articolo 64,vista la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE ⁽²⁾, in particolare l'articolo 66,

considerando quanto segue:

1. PROCEDIMENTO

- (1) Il 3 giugno 2021 la Repubblica ellenica («Grecia») ha presentato alla Commissione una richiesta di deroga (la «richiesta») per l'isola di Creta in conformità dell'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943 e dell'articolo 66 della direttiva (UE) 2019/944. La richiesta ha per oggetto una deroga all'articolo 6, all'articolo 7, paragrafo 1, all'articolo 8, paragrafi 1 e 4, e agli articoli 9, 10, 11 e 13 del regolamento (UE) 2019/943, nonché all'articolo 40, paragrafi da 4 a 7, della direttiva (UE) 2019/944, per un periodo di tempo limitato, vale a dire fino al 31 dicembre 2023.
- (2) Il 1° luglio 2021 la Commissione ha pubblicato la richiesta di deroga sul suo sito web ⁽³⁾ e ha invitato gli Stati membri e i portatori di interessi a presentare osservazioni entro il 12 agosto 2021.

2. L'ISOLA DI CRETA

- (3) L'isola greca di Creta si trova nel Mar Mediterraneo, a sud della Grecia continentale. Fino al 3 luglio 2021 costituiva un sistema elettrico autonomo, non collegato al sistema elettrico nazionale continentale.
- (4) A seguito della decisione 2014/536/UE della Commissione ⁽⁴⁾, che ha concesso alla Grecia una deroga a talune disposizioni della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁵⁾, Creta è stata considerata un piccolo sistema isolato ai sensi dell'articolo 2, punto 42, della direttiva (UE) 2019/944. Gli impianti ad alta tensione a Creta sono di proprietà di Public Power Cooperation SA («PPC S.A.») e gestiti dal gestore del sistema di distribuzione («HEDNO S.A.»). Poiché non era interconnessa con la Grecia continentale, Creta non ha potuto unirsi ai mercati greci del giorno prima, infragiornaliero e del bilanciamento avviati nel novembre 2020.

⁽¹⁾ GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54.

⁽²⁾ GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125.

⁽³⁾ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf.

⁽⁴⁾ Decisione 2014/536/UE della Commissione, del 14 agosto 2014, che concede alla Repubblica ellenica una deroga a talune disposizioni della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio [notificata con il numero C(2014) 5902] (GU L 248 del 22.8.2014, pag. 12).

⁽⁵⁾ GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55.

- (5) A norma dell'articolo 4 della decisione 2014/536/UE della Commissione, le deroghe previste non si applicano più ai piccoli sistemi isolati né ai microsistemi isolati una volta che questi siano interconnessi con il sistema interconnesso. Ciononostante le autorità greche hanno posto fine alla deroga concessa da tale decisione per quanto riguarda Creta a decorrere dal 1° gennaio 2017 ⁽⁶⁾.

Il sistema dell'energia elettrica

- (6) La Grecia ha dato priorità alla connessione di Creta al sistema elettrico continentale considerandolo un progetto di grande importanza, al fine di garantire un approvvigionamento di energia elettrica sicuro e affidabile. Più specificamente, la connessione di Creta alla rete, approvata dall'autorità di regolamentazione greca («RAE») attraverso i piani decennali di sviluppo della rete, che riguardano rispettivamente i periodi 2017-2026, 2018-2027 e 2019-2028, dovrà essere attuata in due fasi.
- (7) La prima fase («fase I») riguarda il collegamento della parte occidentale di Creta (prefettura di Chania) alla penisola del Peloponneso mediante linee HVAC, per una capacità nominale di trasmissione di circa 150 MW. Si prevede pertanto che il completamento della fase I soddisferà solo una parte del fabbisogno di energia elettrica dell'isola (vale a dire circa un terzo del suo consumo, il cui picco è di 710 MW e il consumo annuo di 3 TWh), e non farà di Creta una parte completamente interconnessa del sistema elettrico greco. L'interconnettore tra il sistema elettrico continentale e Creta funzionerà alla capacità massima o quasi, considerato che la sua capacità non soddisfa pienamente la domanda dell'isola, e l'energia elettrica sarà importata dal sistema interconnesso continentale a fronte dei minori costi di produzione. Il progetto è entrato in funzione nel periodo di collaudo dal 3 luglio 2021 ⁽⁷⁾ e nel periodo commerciale a partire dal 1° novembre 2021 ⁽⁸⁾.
- (8) La seconda fase («fase II») riguarda il collegamento della parte centrale di Creta (prefettura di Heraklion) alla Grecia continentale (regione dell'Attica) mediante due cavi HVDC, per una capacità nominale di trasmissione di circa 1 000 MW. Si prevede che al termine della fase II l'isola di Creta sarà completamente interconnessa con il sistema continentale di trasmissione dell'energia e la domanda di energia elettrica sull'isola sarà pienamente soddisfatta. I cavi della fase II dovrebbero entrare in funzione entro il 2023.
- (9) La Grecia ha spiegato che entro l'inizio dell'attività commerciale dell'interconnettore sviluppata nella fase I la rete elettrica ad alta tensione di Creta doveva essere ceduta al gestore del sistema di trasmissione greco («IPTO S.A.»), che sarà proprietario degli impianti e li gestirà a partire da quella data. HEDNO SA non avrebbe più gestito la rete ad alta tensione di Creta, ma avrebbe ancora continuato a gestire le reti a bassa e media tensione. Tale cessione ha avuto luogo il 1° agosto 2021, prima dell'avvio dell'attività commerciale della fase I dell'interconnettore tra Creta e il sistema continentale greco.

Il mercato dell'energia elettrica di Creta

- (10) Attualmente i produttori e i fornitori dell'isola di Creta non presentano alcuna offerta sul mercato greco e le unità sono disacciate in base ai loro costi variabili minimi. Il prezzo di vendita all'ingrosso dell'energia elettrica a Creta è calcolato mensilmente, sulla base dei costi variabili e totali delle unità elettriche convenzionali, vale a dire le unità di PPC, in quanto l'operatore storico è l'unico produttore di energia convenzionale dell'isola. Sono inoltre presenti diversi produttori di energie rinnovabili che applicano una tariffa fissa in virtù di un accordo d'acquisto di energia elettrica o in funzione della data di entrata in esercizio di ciascuna unità.
- (11) Dal completamento della fase I fino al completamento della fase II e alla piena interconnessione di Creta con il sistema elettrico continentale greco («periodo transitorio»), la connessione tra Creta e il sistema elettrico continentale sarà strutturalmente congestionata. In assenza di deroghe, si profilano le due opzioni seguenti:

⁽⁶⁾ Articolo 137 bis della legge 4001/2011 (Gazzetta ufficiale della Repubblica ellenica A 179/22.8.2011).

⁽⁷⁾ Cfr. l'articolo 108 ter della legge 4001/2011 (Gazzetta ufficiale della Repubblica ellenica A 179/22.8.2011), aggiunto dall'articolo 106 della legge 4821/2021 (Gazzetta ufficiale della Repubblica ellenica A 134/31.7.2021).

⁽⁸⁾ In applicazione dell'articolo 108 quater della legge 4001/2011, aggiunto dall'articolo 107 della legge 4821/2021, il gestore del sistema di trasmissione greco IPTO SA era tenuto a gestire integralmente l'interconnessione di Creta (fase I) al più tardi entro il 30 settembre 2021. Tale data è stata però rinviata al 1° novembre 2021 con decisione n. 734/28.09.2021 della RAE (Gazzetta ufficiale della Repubblica ellenica B 4633/6.10.2021).

- a) l'integrazione di Creta nella zona di offerta greca del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, che comporterebbe elevati costi di ridispacciamento, stimati da IPTO S.A a circa 240 milioni di EUR all'anno sulla base dei dati del 2019;
 - b) l'integrazione di Creta nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica come zona di offerta indipendente. Questa soluzione non pare sostenibile per un breve periodo, dal momento che il completamento della fase II, che dovrebbe durare due anni, ridurrà qualsiasi congestione strutturale tra la rete elettrica cretese e la rete elettrica della Grecia continentale.
- (12) In aggiunta, Creta non dispone di un'infrastruttura di misurazione adeguata a una sua integrazione nel mercato greco all'ingrosso dell'energia elettrica prima del 2023.
- (13) Attualmente il mercato al dettaglio di Creta è aperto a tutti i fornitori operanti sul mercato greco, venti dei quali operano a Creta. Poiché i costi di produzione sull'isola sono superiori ai costi del sistema elettrico interconnesso greco, la Grecia, per ragioni di coesione sociale, ha optato per l'applicazione su tutto il suo territorio di una tariffa unica di fornitura per ciascuna categoria di clienti.

3. LE DEROGHE RICHIESTE

- (14) Le deroghe richieste all'articolo 6, all'articolo 7, paragrafo 1, all'articolo 8, paragrafi 1 e 4, e agli articoli 9, 10, 11 e 13 del regolamento (UE) 2019/943, nonché all'articolo 40, paragrafi da 4 a 7, della direttiva (UE) 2019/944 mirano a trovare una soluzione per il funzionamento del mercato dell'energia elettrica del giorno prima, infragiornaliero e del bilanciamento a Creta. Tale soluzione si applicherebbe durante il periodo transitorio di interconnessione di Creta con il sistema elettrico continentale greco. Le deroghe termineranno pertanto con il completamento della fase II ⁽⁹⁾.
- (15) Il richiedente propone un «modello ibrido» per il periodo transitorio, secondo il quale l'interconnettore tra Creta e il sistema elettrico continentale greco sarà trattato alla stregua del responsabile del bilanciamento ai sensi dell'articolo 2, punto 14, del regolamento (UE) 2019/943. Esso fungerà per la maggior parte del tempo da unità virtuale di generazione di energia elettrica dal punto di vista di Creta e da carico virtuale dal punto di vista continentale, importando elettricità dalla Grecia continentale a Creta. Questo flusso potrebbe essere invertito in caso di una produzione elevata di energia da fonti rinnovabili a Creta, che superi il suo carico, al fine di evitare qualsiasi riduzione delle energie rinnovabili. Il responsabile del bilanciamento per l'interconnessione di Creta si collegherà fisicamente al sistema continentale greco sul lato ad alta tensione della sottostazione di Chania. Il ritiro o l'immissione di energia elettrica nel sistema continentale greco saranno registrati dall'infrastruttura di misurazione della sottostazione ad alta tensione di Chania.
- (16) Le possibili modalità di partecipazione del responsabile del bilanciamento virtuale al mercato gestito nel sistema elettrico continentale greco sono state valutate dalla RAE a seguito di una consultazione pubblica svoltasi dal 25 maggio 2021 al 9 giugno 2021.
- (17) Nel «modello ibrido» proposto, la borsa dell'energia elettrica greca HEnEX presenterebbe per conto dei partecipanti al mercato di Creta offerte price-taking di energia elettrica nel mercato greco del giorno prima e infragiornaliero, secondo le previsioni ex ante elaborate da IPTO SA e HEDNO SA. La Grecia propone due opzioni, che sono state sottoposte a consultazione pubblica dalla RAE dal 25 maggio 2021 al 9 giugno 2021, e che definiscono in dettaglio le modalità pratiche di presentazione delle offerte, con o senza separazione tra carico e generazione:
- a) opzione 1 — HEnEX presenterà ordini prioritari di acquisto o vendita price-taking corrispondenti esplicitamente alle quantità di energia elettrica del responsabile del bilanciamento per l'interconnessione di Creta, per conto dei rappresentanti del carico che forniscono energia elettrica ai consumatori finali a Creta, in base al loro rapporto percentuale di fornitura calcolato ex ante su base mensile da HEDNO SA, per quanto riguarda le importazioni previste a Creta dalla Grecia continentale, o dall'operatore di fonti energetiche rinnovabili e garanzie di origine («DAPEEP») per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, nel raro caso delle esportazioni previste da Creta verso la Grecia continentale;

⁽⁹⁾ La Grecia non ha chiesto una deroga all'articolo 51 del regolamento (UE) 2019/943 (certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione) o alle disposizioni del capo VI della direttiva (UE) 2019/944 (separazione dei gestori dei sistemi di trasmissione). La Grecia ha dichiarato che gli impianti ad alta tensione sull'isola di Creta, di proprietà di PPC e gestiti da HEDNO SA, sarebbero stati ceduti al gestore del sistema di trasmissione IPTO SA, che ne avrebbe esercitato quindi la proprietà e la gestione. Tale cessione ha avuto luogo il 1° agosto 2021, prima dell'avvio dell'attività commerciale della fase I dell'interconnettore tra Creta e il sistema continentale greco.

- b) opzione 2 — HEnEX presenterà ordini prioritari di acquisto o vendita price-taking per l'intero carico locale e la generazione di Creta per conto dei rappresentanti del carico, in base al loro rapporto percentuale di fornitura calcolato ex ante su base mensile da HEDNO SA, e per conto dei produttori di energia termica tenendo conto dei programmi energetici determinati da IPTO SA sulla base dei risultati di una programmazione di dispacciamento semplificata e da DAPEEP per quanto riguarda l'energia elettrica da fonti rinnovabili prevista.

La regolazione finanziaria degli sbilanciamenti sarebbe addebitata ex post alle parti del mercato cretese, sulla base di un confronto tra la programmazione dell'interconnettore e il flusso misurato e secondo una chiave di ripartizione calcolata da HEDNO SA.

- (18) Durante la consultazione pubblica condotta dalla RAE sono stati presentati 11 contributi ⁽¹⁰⁾. Sulla base dei risultati e della richiesta della maggioranza dei partecipanti alla consultazione di ridurre al minimo l'impatto finanziario dell'opzione da attuare, per quanto riguarda le garanzie finanziarie e le garanzie reali richieste, nel giugno 2021 la RAE ha scelto di attuare l'opzione 2.
- (19) Al fine di attuare il modello ibrido previsto dall'opzione 2 per il funzionamento del mercato cretese all'ingrosso dell'energia elettrica e il bilanciamento dell'energia elettrica, applicabile al periodo transitorio, la Grecia chiede una deroga a taluni requisiti del regolamento (UE) 2019/943 e della direttiva (UE) 2019/944 per quanto riguarda il sistema cretese.

3.1. Deroga a norma dell'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943

- (20) La Grecia ritiene che il modello ibrido proposto sia conforme ai principi che disciplinano la gestione dei mercati dell'energia elettrica di cui all'articolo 3 del regolamento (UE) 2019/943. Per questo motivo, le deroghe richieste non includono l'articolo 3 di detto regolamento.

3.1.1. Articolo 6 del regolamento (UE) 2019/943

- (21) L'articolo 6 del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce le norme per il mercato del bilanciamento. La Grecia chiede una deroga a questo articolo per quanto riguarda Creta in considerazione del fatto che il modello ibrido non prevede la gestione di alcun mercato del bilanciamento.

3.1.2. Articolo 7, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943

- (22) L'articolo 7, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 riguarda l'organizzazione della gestione dei mercati integrati del giorno prima e infragiornaliero da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) e del gestore del mercato elettrico designato (NEMO), conformemente al regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione ⁽¹¹⁾. La Grecia chiede una deroga a questo articolo per quanto riguarda Creta, in quanto il modello ibrido non prevede la gestione di alcun mercato infragiornaliero e del giorno prima.

3.1.3. Articolo 8, paragrafi 1 e 4, del regolamento (UE) 2019/943

- (23) L'articolo 8, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce l'obbligo per i NEMO di consentire ai partecipanti al mercato di effettuare scambi di energia entro l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale. L'articolo 8, paragrafo 4, di tale regolamento stabilisce l'obbligo di fissare il periodo di regolazione degli sbilanciamenti a 15 minuti in tutte le aree di programmazione. La Grecia chiede una deroga a tali articoli per quanto riguarda Creta, in considerazione del fatto che il modello ibrido non prevede scambi del giorno prima e infragiornalieri, né prevede un periodo di regolazione di 15 minuti degli sbilanciamenti per Creta.

3.1.4. Articolo 9 del regolamento (UE) 2019/943

- (24) L'articolo 9 del regolamento (UE) 2019/943 riguarda i mercati a termine. La Grecia chiede una deroga a questo articolo per quanto riguarda Creta, in considerazione del fatto che il modello ibrido non prevede la gestione di alcun mercato a termine.

⁽¹⁰⁾ Le risposte non riservate sono disponibili sul sito web della RAE.

⁽¹¹⁾ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

3.1.5. Articolo 10 del regolamento (UE) 2019/943

- (25) L'articolo 10 del regolamento (UE) 2019/943 riguarda i limiti tecnici di offerta. La Grecia chiede una deroga a questo articolo in considerazione del fatto che il modello ibrido non prevede la piena integrazione di Creta nel mercato greco all'ingrosso dell'energia elettrica e che è possibile presentare ordini price-taking per Creta.

3.1.6. Articolo 11 del regolamento (UE) 2019/943

- (26) L'articolo 11 del regolamento (UE) 2019/943 riguarda la determinazione del valore del carico perso. Poiché Creta non sarebbe considerata una zona di offerta indipendente, né completamente integrata nella zona di offerta greca, la Grecia chiede una deroga a questo articolo per quanto riguarda Creta.

3.1.7. Articolo 13 del regolamento (UE) 2019/943

- (27) L'articolo 13 del regolamento (UE) 2019/943 riguarda il ridispacciamento. Poiché l'assenza di un mercato del bilanciamento a Creta comporta la non applicazione delle norme di ridispacciamento, la Grecia chiede una deroga a questo articolo per quanto riguarda Creta.

3.2. Deroga a norma dell'articolo 66 della direttiva (UE) 2019/944

3.2.1. Articolo 5 della direttiva (UE) 2019/944

- (28) Nella sua richiesta, la Grecia ha chiesto una deroga al principio fondamentale dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica basati sul mercato in conformità dell'articolo 5, paragrafo 3, della direttiva (UE) 2019/944. Questa richiesta è stata ritirata il 15 luglio 2021, ragioni per cui nella presente decisione non è necessaria un'analisi più approfondita.

3.2.2. Articolo 40, paragrafi 4, 5, 6 e 7, della direttiva (UE) 2019/944

- (29) L'articolo 40 della direttiva (UE) 2019/944 stabilisce i compiti dei TSO. I paragrafi dal 4 al 7 stabiliscono i principi per l'acquisizione di servizi ancillari, compresi i servizi ancillari non relativi alla frequenza. Data l'assenza, a Creta, della gestione di un mercato del bilanciamento e di un'acquisizione basata sul mercato di servizi ancillari non relativi alla frequenza, la Grecia chiede una deroga all'articolo 40, paragrafi da 4 a 7, per i compiti dei TSO applicabili a Creta.

3.3. Durata della deroga richiesta

- (30) La Grecia chiede la deroga per la durata del periodo transitorio, che inizia con l'entrata in servizio della fase I, prevista per il secondo trimestre del 2021, fino all'entrata in servizio della fase II, prevista per la fine del 2023.

4. OSSERVAZIONI RICEVUTE DURANTE IL PERIODO DI CONSULTAZIONE

- (31) Nel corso della consultazione, la Commissione ha ricevuto un contributo dalle autorità bulgare, che hanno comunicato di non sollevare obiezioni nei confronti della richiesta di deroga presentata dalla Grecia.

5. VALUTAZIONE

- (32) A norma dell'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943, è possibile concedere una deroga alle pertinenti disposizioni degli articoli 3 e 6, dell'articolo 7, paragrafo 1, dell'articolo 8, paragrafi 1 e 4, degli articoli 9, 10 e 11, degli articoli da 14 a 17, degli articoli da 19 a 27, degli articoli da 35 a 47 e dell'articolo 51 del regolamento purché lo Stato membro possa dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione di piccoli sistemi connessi.
- (33) A norma dell'articolo 66 della direttiva (UE) 2019/944, può essere concessa una deroga alle pertinenti disposizioni degli articoli 7 e 8 nonché dei capi IV, V e VI della direttiva se lo Stato membro può dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione di piccoli sistemi isolati e piccoli sistemi connessi. I piccoli sistemi isolati possono anche chiedere una deroga agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva.

- (34) Salvo nel caso delle regioni ultraperiferiche, la deroga deve essere limitata nel tempo e soggetta a condizioni finalizzate ad accrescere la competizione e l'integrazione con il mercato interno dell'energia elettrica.
- (35) È infine necessario garantire che la deroga non ostacoli la transizione verso le energie da fonti rinnovabili, una maggiore flessibilità, lo stoccaggio dell'energia, l'elettromobilità e la gestione della domanda.

5.1. Piccolo sistema connesso

- (36) Il regolamento (UE) 2019/943 non prevede deroghe automatiche generalizzate per i piccoli sistemi connessi o isolati. Pertanto, nonostante la grande varietà di dimensioni e caratteristiche tecniche dei sistemi elettrici dell'Unione, tutti questi sistemi possono e devono essere gestiti conformemente al quadro regolamentare nella sua integralità.
- (37) L'articolo 64, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 prevede tuttavia la possibilità di derogare all'applicazione di talune disposizioni del regolamento stesso purché lo Stato membro dimostri, tra l'altro, che l'applicazione di tali disposizioni ai piccoli sistemi connessi potrebbe causare seri problemi per la loro gestione, in particolare dovuti alle condizioni geografiche o ai profili della domanda tipici di questi sistemi.
- (38) L'articolo 2, punto 43, della direttiva (UE) 2019/944 definisce il concetto di «piccolo sistema connesso» come «ogni sistema che aveva un consumo inferiore a 3 000 GWh nel 1996, ove più del 5 % del consumo annuo è ottenuto dall'interconnessione con altri sistemi».
- (39) L'isola di Creta costituisce un piccolo sistema connesso, in quanto nel 1996 il suo consumo era inferiore alla soglia di 3 000 GWh. Con il completamento della fase I, circa un terzo del consumo annuo di Creta sarà coperto dall'interconnessione con il sistema elettrico continentale greco.
- (40) Con il completamento della fase I Creta può pertanto essere considerata un piccolo sistema connesso ai sensi dell'articolo 64, paragrafo 1, lettera a), del regolamento (UE) 2019/943.

5.2. Serio problema per la gestione del sistema

- (41) Il termine «seri problemi» di cui all'articolo 64, paragrafo 1, lettera a), del regolamento (UE) 2019/943 non è stato definito né dal legislatore né dalla Commissione nella sua prassi decisionale. La formulazione aperta consente alla Commissione di tenere conto di tutti i potenziali problemi connessi alla particolare situazione dei piccoli sistemi, a condizione che siano seri e non solo marginali. Tali problemi possono variare notevolmente secondo le specificità geografiche, la produzione e il consumo del sistema, ma anche in funzione degli sviluppi tecnici, come lo stoccaggio dell'energia elettrica e la piccola generazione; devono inoltre essere inerenti alla gestione dei piccoli sistemi isolati e dei piccoli sistemi connessi.
- (42) La Grecia sottolinea i seguenti problemi per la gestione del mercato dell'energia elettrica a Creta in caso di piena integrazione dei partecipanti al mercato di Creta nei mercati greci dell'energia elettrica che operano nel sistema interconnesso continentale, mediante l'estensione della zona di offerta greca a Creta o la creazione di una nuova zona di offerta cretese:
 - a) le inadeguatezze dell'infrastruttura di misurazione non consentiranno la piena integrazione dei partecipanti al mercato di Creta ai mercati greci dell'energia elettrica del giorno prima, infragiornaliero e del bilanciamento. In particolare, i necessari sistemi di misurazione non sono attualmente disponibili e non saranno pronti prima del 2023;
 - b) il nuovo interconnettore (fase I) dovrà essere pronto per l'uso dal giorno della sua entrata in servizio al fine di evitare costi aggiuntivi a carico dei consumatori greci. Di fatto gli scambi di energia elettrica su questo interconnettore ridurranno la produzione delle unità termiche più costose di Creta, riducendo così il costo totale dell'energia elettrica fornita a Creta e le corrispondenti tariffe dell'OSP a carico dei consumatori greci. Si ridurrebbero anche le emissioni di CO₂;

- c) l'interconnettore risultante dal completamento della fase I sarà utilizzato fino alla sua capacità massima disponibile e si prevede che sarà congestionato per la maggior parte del tempo, fino al completamento della fase II. L'applicazione completa del regolamento (UE) 2019/943 e della direttiva (UE) 2019/944 porterebbe all'integrazione di Creta nei mercati dell'energia elettrica, attraverso una o due zone di offerta, determinando i due scenari seguenti:
- una zona di offerta: l'integrazione di Creta nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica attraverso la zona di offerta continentale greca comporterebbe elevati costi di ridispacciamento, stimati da IPTO SA a circa 240 milioni di EUR all'anno sulla base dei dati del 2019, a carico dei consumatori greci;
 - due zone di offerta: l'integrazione di Creta nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica come zona di offerta indipendente non sarebbe una soluzione sostenibile. Si prevede che il completamento della fase II dopo un breve periodo di transizione riduca qualsiasi congestione strutturale tra la rete elettrica di Creta e la rete elettrica continentale greca.
- (43) Alla luce di quanto affermato nei considerando 41 e 42, la Grecia osserva che occorre trovare una soluzione applicabile al periodo transitorio. Poiché la fase I è iniziata, nel periodo di collaudo, il 3 luglio 2021 e, nel periodo commerciale, il 1° novembre 2021, deve essere una soluzione attuabile facilmente e in tempi brevi, senza apportare modifiche importanti all'attuale quadro giuridico e regolamentare, date la necessità per i partecipanti al mercato di adattarvisi e la natura temporanea della soluzione stessa. A tale riguardo, l'approccio delle «due zone di offerta» sembra incompatibile con i vincoli temporali, in particolare se si considera l'iter da seguire per istituire una nuova zona di offerta, conformemente all'articolo 14 del regolamento (UE) 2019/943 e all'articolo 32 del regolamento (UE) 2015/1222.
- (44) Sulla base di una valutazione effettuata da IPTO SA e della valutazione dei costi di gestione del mercato a Creta nell'ambito dei tre scenari, ossia il modello ibrido proposto dalla richiesta, l'approccio basato su una zona di offerta e l'approccio basato su due zone di offerta, i benefici annui risultanti dal modello ibrido sono stimati a 156 milioni di EUR. Per quanto riguarda gli altri due scenari, vale a dire l'approccio basato su una zona di offerta e l'approccio basato su due zone di offerta, il beneficio annuo è stimato rispettivamente a 121 milioni di EUR e a 113 milioni di EUR. La Grecia ritiene pertanto che il modello ibrido proposto sia l'approccio ottimale per il periodo transitorio.
- (45) Le autorità greche hanno sottolineato che l'effettiva partecipazione dei partecipanti al mercato di Creta nel mercato greco dell'energia elettrica è ostacolata dalla mancanza di un'adeguata infrastruttura di misurazione sull'isola (cfr. considerando 42).
- (46) Sebbene l'uso del nuovo interconnettore (fase I) comporti notevoli vantaggi, riducendo il costo dell'energia elettrica fornita nell'isola e le emissioni di CO₂, si prevede inoltre che l'interconnettore sarà congestionato per la maggior parte del tempo fino al completamento della fase II (cfr. considerando 7 e 42).
- (47) Per questi motivi, l'integrazione dei partecipanti al mercato di Creta nel mercato greco dell'energia elettrica comporterebbe elevati costi di ridispacciamento se fosse effettuata mediante l'estensione della zona di offerta greca a Creta (cfr. considerando 7 e 42). D'altro canto, la creazione di una zona di offerta indipendente per Creta non risulta proporzionata per un breve periodo di tempo, considerando anche che il completamento della fase II dovrebbe ridurre qualsiasi congestione strutturale tra la rete elettrica cretese e la rete elettrica continentale greca (cfr. considerando 8 e 43).
- (48) Alla luce di quanto esposto nei considerando da 42 a 47, nonché nei considerando 7 e 8, la Commissione conclude che la Grecia ha dimostrato l'esistenza di seri problemi per la gestione del sistema elettrico di Creta come piccolo sistema connesso fino al completamento della piena interconnessione con la rete continentale. Il modello ibrido temporaneo proposto dalle autorità greche è inteso a risolvere tali problemi e apporta vantaggi significativi rispetto alla piena integrazione del sistema di Creta nel mercato greco dell'energia elettrica durante il periodo transitorio.

5.3. Ambito di applicazione della deroga

- (49) Al fine di attuare il modello ibrido per l'isola di Creta durante il periodo transitorio, è necessario derogare alle disposizioni dell'articolo 6, dell'articolo 7, paragrafo 1, dell'articolo 8, paragrafi 1 e 4, e degli articoli 9, 10 e 11 del regolamento (UE) 2019/943, nonché dell'articolo 40, paragrafi da 4 a 7, della direttiva (UE) 2019/944.
- (50) L'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943 non contempla la possibilità di una deroga all'articolo 13 del medesimo. Tuttavia, in caso sia concessa una deroga all'articolo 6, all'articolo 7, paragrafo 1, e all'articolo 8, paragrafo 1, l'articolo 13 non sarà di fatto applicabile. Infatti, l'articolo 2, punto 26, del regolamento (UE) 2019/943 definisce il «ridispacciamento» una misura, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, consistente nella modifica del profilo di generazione, di carico o entrambi al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema. La logica di fondo è che il gestore del sistema corregge l'esito del mercato per garantirne la coerenza con le capacità fisiche della rete. Se il quadro fondamentale del mercato non è ancora applicabile, tale correzione non ha alcun valore aggiunto.
- (51) Nella Grecia continentale, inoltre, il ridispacciamento avviene utilizzando le offerte di bilanciamento, conformemente all'articolo 13, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/943. L'assenza di mercati del bilanciamento a Creta per la durata della deroga non consentirebbe quindi l'integrazione nella metodologia greca di ridispacciamento.
- (52) Alla luce di quanto esposto nei considerando 49, 50 e 51, l'articolo 13 del regolamento (UE) 2019/943 non sarà di fatto applicabile. Poiché la Commissione non ha il potere di adottare una decisione in merito a tale disposizione non concederà una deroga formale al riguardo.
- (53) Secondo il modello ibrido, a Creta, il gestore del sistema di trasmissione greco IPTO SA non acquisterà servizi di bilanciamento e servizi ancillari non relativi alla frequenza in conformità dell'articolo 40, paragrafi da 4 a 7, della direttiva (UE) 2019/944, in conseguenza della deroga all'articolo 6 e all'articolo 7, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943.
- (54) La deroga è quindi applicabile solo a Creta.

5.4. Nessun ostacolo alla transizione verso le energie rinnovabili, maggiore flessibilità, stoccaggio dell'energia, elettromobilità e gestione della domanda

- (55) A norma dell'articolo 64, paragrafo 1, quinto comma, del regolamento (UE) 2019/943, una decisione di deroga mira a garantire di non ostacolare la transizione verso le energie da fonti rinnovabili, una maggiore flessibilità, lo stoccaggio dell'energia, l'elettromobilità e la gestione della domanda.
- (56) Fino alla sua interconnessione almeno parziale con la Grecia continentale, a Creta sono state applicate limitazioni tecniche che prevedono l'imposizione, a causa di vincoli di sicurezza operativa, di una penetrazione massima delle energie da fonti rinnovabili al 25 % del carico. Il completamento della fase I ridurrà tale limitazione imposta alle energie da fonti rinnovabili. Per evitare la riduzione delle energie rinnovabili, il modello ibrido consente a Creta di esportare la propria energia elettrica in caso di basso carico e di generazione elevata di energia da fonti rinnovabili.
- (57) Per quanto riguarda la maggiore flessibilità, lo stoccaggio dell'energia e la gestione della domanda, la possibilità di offrire servizi di flessibilità, compreso lo stoccaggio, per sostenere il sistema elettrico dipende dalla qualità dei segnali di prezzo e dalla loro capacità di offrire ai fornitori di questi servizi incentivi efficienti agli investimenti e al dispacciamento. Di norma, la congestione strutturale all'interno di una zona di offerta, come quella che si verificherà durante il periodo di transizione dalla fase I alla fase II, può dar luogo a segnali di investimento distorti per i servizi di flessibilità localizzati. In un approccio basato su due zone di offerta per Creta e la Grecia continentale, il segnale di investimento sarebbe tuttavia altamente instabile, dati i tempi necessari per il completamento della fase II e per la piena interconnessione di Creta con la Grecia continentale, che ridurrà la congestione strutturale. Poiché il collegamento con la Grecia continentale consentirà la fornitura, basata sul mercato, di servizi di flessibilità, una deroga a breve termine che consenta la rapida integrazione di Creta nel sistema continentale risulta vantaggiosa per l'integrazione della gestione della domanda, dello stoccaggio dell'energia e di altre fonti di flessibilità.

- (58) L'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943 non esige che le decisioni di deroga siano mirate a massimizzare il potenziale di flessibilità o di stoccaggio dell'energia, bensì esclusivamente a garantire di non ostacolarlo. In altri termini, la deroga non deve impedire sviluppi che, in sua assenza, si verificherebbero naturalmente. A tale riguardo, la natura temporanea della deroga e la pronta disponibilità dell'infrastruttura per il funzionamento completo del mercato non appena portata a termine la fase II rivestono la massima importanza.
- (59) Sebbene la deroga non ostacoli la transizione verso una maggiore flessibilità, compreso lo stoccaggio di energia, è perciò importante tenere conto della necessità di inviare segnali di investimento adeguati e dell'impatto della deroga sugli eventuali investimenti nello stoccaggio o in altre forme di flessibilità.
- (60) Data la sua natura transitoria, il modello ibrido non ha alcun impatto significativo sull'ulteriore sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, della flessibilità, dello stoccaggio dell'energia, dell'elettromobilità e della gestione della domanda.
- (61) A norma dell'articolo 64, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943, quando decide di concedere una deroga, la Commissione definisce in che misura la deroga deve tener conto dell'applicazione dei codici di rete e degli orientamenti. Ad eccezione delle disposizioni interessate dall'ambito di applicazione della deroga di cui alla sezione 5.3 che precede, i codici di rete e gli orientamenti sono applicabili a Creta.

5.5. Limitazione della deroga nel tempo e condizioni finalizzate ad accrescere la competizione e l'integrazione con il mercato interno dell'energia elettrica

- (62) L'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce espressamente che la deroga deve essere limitata nel tempo ed essere soggetta a condizioni finalizzate ad accrescere la competizione e l'integrazione con il mercato interno dell'energia elettrica.
- (63) La richiesta di deroga è limitata al periodo transitorio, che durerà al più tardi fino alla fine del 2023.
- (64) Resta inteso che entro la fine del 2023 l'interconnettore tra Creta e il sistema continentale greco dovrebbe essere operativo, insieme a un'adeguata infrastruttura di misurazione che consenta a Creta di entrare a far parte dei mercati greci all'ingrosso dell'energia elettrica. Qualsiasi ulteriore ritardo richiederebbe una nuova richiesta di deroga.

5.6. Decorrenza

La richiesta è pervenuta prima del completamento della fase I. Al fine di evitare modifiche rapide e imprevedibili del quadro normativo, che potrebbero nuocere gravemente al funzionamento del mercato sull'isola di Creta ed eventualmente nella Grecia continentale, la presente decisione dovrebbe applicarsi a decorrere dalla data di entrata in funzione della fase I,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

È concessa alla Repubblica ellenica una deroga alle disposizioni dell'articolo 6, dell'articolo 7, paragrafo 1, dell'articolo 8, paragrafi 1 e 4, e degli articoli 9, 10 e 11 del regolamento (UE) 2019/943, nonché alle disposizioni dell'articolo 40, paragrafi da 4 a 7, della direttiva (UE) 2019/944, per quanto riguarda Creta.

Articolo 2

La deroga concessa a norma dell'articolo 1 si applica fino al 31 dicembre 2023 o fino al completamento della fase II dell'interconnessione tra Creta e la Grecia continentale, se precedente.

Articolo 3

Entro la fine del 2022 la Repubblica ellenica informa la Commissione europea dei progressi e della pianificazione rimanente verso il completamento e la gestione commerciale della fase II dell'interconnessione tra Creta e la Grecia continentale, anche per quanto riguarda la realizzazione e la gestione di un'adeguata infrastruttura di misurazione che consenta la partecipazione di Creta al mercato greco all'ingrosso e del bilanciamento.

Articolo 4

La Repubblica ellenica è destinataria della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 21 febbraio 2022

Per la Commissione
Kadri SIMSON
Membro della Commissione
