DECISIONI

DECISIONE (UE) 2020/2123 DELLA COMMISSIONE

dell'11 novembre 2020

che concede alla Repubblica federale di Germania e al Regno di Danimarca una deroga per «Kriegers Flak combined grid solution» a norma dell'articolo 64 del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio

[notificata con il numero C(2020) 7948]

(I testi in lingua danese e tedesca e sono i soli facenti 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]), «regolamento Mercato energia elettrica», in particolare l'articolo 64,

dopo aver informato gli Stati membri della richiesta,

considerando quanto segue:

1. PROCEDIMENTO

(1) Il 1º luglio 2020 le autorità danesi e tedesche hanno presentato alla Commissione europea una richiesta di deroga per il progetto «Kriegers Flak combined grid solution» (soluzione di rete combinata Kriegers Flak, in appresso «KF») a norma dell'articolo 64 del regolamento Mercato energia elettrica.

(2) Il 7 luglio la Commissione europea ha pubblicato la richiesta di deroga sul suo sito web ([2]) e ha invitato gli Stati membri e i portatori di interessi a presentare osservazioni entro il 31 agosto 2020. Gli Stati membri sono stati informati in merito alla presentazione di una richiesta di deroga e alla possibilità di formulare osservazioni anche nella riunione del gruppo «Energia» del Consiglio del 13 luglio 2020.

2. IL PROGETTO «KRIEGERS FLAK COMBINED GRID SOLUTION»

(3) L'area geografica denominata Kriegers Flak consiste in un banco nel Mar Baltico che si estende nelle zone economiche di Danimarca, Germania e Svezia. Per effetto del banco le acque sono relativamente poco profonde e nel 2007 la Danimarca, la Germania e la Svezia erano tutte interessate allo sviluppo di parchi eolici nella zona. Inizialmente i gestori di sistemi di trasmissione (transmission system operator, TSO) di tutti e tre gli Stati membri hanno valutato la possibilità di istituire un progetto comune che collegasse le opere intraprese nell'area. A partire dal 2010 il progetto di costruzione di un parco eolico connesso a due paesi (un cosiddetto «progetto ibrido») è stato perseguito solo dai gestori di sistema danesi e tedeschi.

(4) Secondo la richiesta di deroga, KF è stato concepito come progetto ibrido per poter aumentare l'uso delle connessioni tra i parchi eolici e le rispettive reti onshore, mettendo a disposizione degli scambi interzonali la capacità così ottenuta quando non era completamente utilizzata per trasportare verso la terraferma l'energia elettrica generata dai parchi eolici.

([1]) GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54.
([2]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf

(5) Alla fine del 2010 Energinet.dk (il TSO danese) e 50Hertz (il TSO tedesco per quest'area) hanno firmato una convenzione di sovvenzione per un contributo di 150 milioni di EUR a carico del programma energetico europeo per la ripresa (European Energy Programme for Recovery, EEPR). Nel 2013 KF è stato anche inserito nel primo elenco dei progetti di interesse comune (PIC) allegato al regolamento delegato (UE) n. 1391/2013 della Commissione ([3]). La concezione del progetto KF, compreso l'aspetto concernente il previsto trattamento dei flussi di energia elettrica in caso di congestione («gestione della congestione»), è stata oggetto di intense discussioni con i regolatori nazionali dell'energia interessati e ha preso forma anche nei contatti con la Commissione europea.

(6) Nel complesso il progetto KF combina i seguenti elementi (cfr. anche la figura 1 sottostante):

a) i parchi eolici Baltico 1 e Baltico 2, entrambi situati in acque tedesche del Mar Baltico. Baltico 1 è entrato in funzione nel 2011 e ha una capacità di 48 MW. Baltico 2 è entrato in funzione nel 2015 e ha una capacità di 288 MW;

b) il parco eolico denominato anch'esso Kriegers Flak, situato in acque danesi del Mar Baltico, la cui messa in servizio, con una capacità di 600 MW è prevista per il 2022;

c) le connessioni di rete dai parchi eolici tedeschi alla costa tedesca, con una capacità di circa 400 MW in corrente alternata a 150 kV su una distanza di 136 km, messe in esercizio rispettivamente nel 2011 e nel 2015;

d) la connessione di rete dal parco eolico danese alla costa danese (nella zona di offerta Danimarca 2), con una capacità di 680 MW in corrente alternata a 220 kV su una distanza di 77-80 km, messa in esercizio nel 2019;

e) una stazione di conversione back to back a Bentwisch, Germania, che connette in modo asincrono le aree sincrone nordica e continentale;

f) due cavi a corrente alternata ad alta tensione che collegano i parchi eolici Kriegers Flak e Baltico 2, con una capacità di 400 MW su una distanza di 24,5 km;

g) per collegare Kriegers Flak e Baltico 2, entrambe le piattaforme offshore hanno dovuto essere ampliate;

h) una centrale di controllo del funzionamento dell'interconnettore (master controller for interconnector operation, MIO). La MIO controlla il flusso del carico attraverso la stazione di conversione back to back in tempo reale, attiva gli scambi compensativi in caso di congestione dovuta a una produzione eolica superiore a quella stimata, attiva la riduzione della capacità dei parchi eolici offshore ove necessario come misura di ultima istanza, e adatta i valori di setpoint per la tensione e la potenza reattiva nella stazione back to back per garantire la stabilità della tensione. Esso prevede inoltre, su base oraria, la capacità di trasmissione rimanente da mettere a disposizione del mercato.

(7) Tra gli elementi di cui sopra, la richiesta di deroga non considera i parchi eolici come formalmente appartenenti al progetto KF (che pertanto è considerato limitato agli elementi della rete di trasmissione da c) a h)].

([3]) Regolamento delegato (UE) n. 1391/2013 della Commissione, del 14 ottobre 2013, che modifica il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee relativamente all'elenco dell'Unione dei progetti di interesse comune (GU L 349 del 21.12.2013, pag. 28).

Figura 1

Mappa dell'area del progetto KF e principali elementi del sistema



(8) Inoltre solo gli elementi da e) a h) riguardano direttamente la «combinazione» delle reti nazionali. Solo questi elementi (indicati come «elementi KF» nelle figure 1 e 2) sono stati pertanto cofinanziati da fondi dell'UE.

Figura 2

Elementi della soluzione di rete combinata KF



3. LE DEROGHE RICHIESTE

(9) Tutte le deroghe richieste mirano ad allocare la capacità del sistema KF al confine tra le zone di offerta Danimarca 2 (DK2) e Germania-Lussemburgo (DE-LU) in via prioritaria ai parchi eolici offshore direttamente connessi al sistema KF.

(10) I richiedenti chiedono di derogare, per il sistema KF, a una serie di obblighi descritti di seguito, tutti relativi alla capacità minima disponibile per gli scambi a norma dell'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica.

3.1. **Articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica**

(11) L'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica dispone che «i gestori dei sistemi di trasmissione non limitano il volume della capacità di interconnessione che deve essere messa a disposizione dei partecipanti per risolvere un problema di congestione sorto all'interno della loro zona di offerta o come strumento di gestione dei flussi risultanti da transazioni interne alle zone di offerta». Questo paragrafo si considera rispettato quando, per i confini in cui è utilizzato un approccio fondato sulla capacità di trasmissione netta coordinata, è disponibile per lo scambio interzonale almeno il 70 % della capacità di trasmissione, rispettando i limiti di sicurezza operativa a seguito della deduzione delle contingenze, come stabilito a norma degli orientamenti in materia di allocazione di capacità e di gestione delle congestioni. Le autorità tedesche e danesi chiedono che tale percentuale minima non si applichi alla capacità di trasmissione complessiva, nel rispetto dei limiti di sicurezza operativa a seguito della deduzione delle contingenze, ma si applichi invece solo alla capacità rimanente dopo aver dedotto tutta la capacità prevedibilmente necessaria per la trasmissione a terra dell'energia prodotta dai parchi eolici connessi al sistema KF («capacità residua»).

(12) Se quindi su una capacità di trasmissione di 400 MW una quota di 320 MW è già utilizzata per il trasporto a terra dell'energia eolica, in base alla richiesta di deroga solo 80 MW sono soggetti agli obblighi di cui all'articolo 16, paragrafo 8. Di conseguenza secondo le autorità tedesche e danesi il fatto di mettere a disposizione per gli scambi interzonali almeno il 70 % degli 80 MW dovrebbe essere ritenuto sufficiente per soddisfare gli obblighi di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica. La capacità dedotta dalla capacità totale prima di calcolare la capacità minima resa disponibile per gli scambi nell'orizzonte temporale del giorno prima si basa sulle previsioni di produzione di energia eolica del giorno prima realizzate da entrambi i TSO. La capacità inutilizzata dopo l'allocazione della capacità del giorno prima è messa a disposizione sul mercato infragiornaliero.

(13) Va notato che tale approccio, come spiegato nella richiesta, è attualmente incluso nella metodologia di calcolo della capacità della regione di calcolo della capacità Hansa per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero. Il progetto Kriegers Flak rientra nella regione di calcolo della capacità Hansa la cui metodologia di calcolo della capacità è stata concordata tra le autorità nazionali di regolazione il 16 dicembre 2018. La metodologia di calcolo della capacità della regione Hansa per il mercato a termine e una metodologia aggiornata per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero non hanno ancora potuto essere concordate tra le competenti autorità nazionali di regolazione della regione, in particolare perché non è stato possibile trovare un accordo sull'approccio per il calcolo della capacità dell'interconnettore Kriegers Flak. Il termine per il raggiungimento di un accordo è stato quindi prorogato, nell'auspicio di ottenere chiarezza tramite la presente procedura di deroga ([4]).

3.2. **Articoli 12, 14, 15 e 16 del regolamento Mercato energia elettrica**

(14) Gli articoli 12, 14, 15 e 16 del regolamento Mercato energia elettrica fanno riferimento in diversi casi al livello minimo di capacità disponibile di cui all'articolo 16, paragrafo 8. Le autorità tedesche e danesi chiedono una deroga affinché il livello minimo di capacità indicato in tali articoli rifletta il livello minimo come calcolato sopra, ossia il 70 % della capacità residua.

(15) La Commissione non ritiene che si tratti di richieste di deroga distinte. È importante sottolineare che l'articolo 64, paragrafo 1, del regolamento Mercato energia elettrica non consente deroghe all'articolo 12 dello stesso regolamento. Tuttavia nella misura in cui una deroga all'articolo 16, paragrafo 8, comporti un calcolo diverso del livello minimo di capacità, tutti i riferimenti a tale valore minimo nel regolamento devono essere intesi come riferimenti al valore stabilito nella decisione di deroga.

([4]) Cfr. ACER decision 6/2020 of 7 February 2020 on the request of the regulatory authorities of the Hansa capacity calculation region to extend the period for reaching an agreement on the long-term capacity calculation methodology, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2020%20on%20extension%20Hansa_LT_CCM.pdf

3.3. **Codici di rete e orientamenti**

(16) Sulla base della richiesta, occorre tener conto della deroga anche nei rispettivi processi di calcolo della capacità a norma del regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione ([5]) che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione («regolamento CACM»), del regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione ([6]) che stabilisce orientamenti in materia di allocazione di capacità a termine («regolamento FCA») e del regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione ([7]) che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico («regolamento Bilanciamento»). Le richieste di deroghe alle metodologie adottate a norma dei suddetti regolamenti della Commissione non sono considerate richieste distinte bensì intrinsecamente collegate alla richiesta di deroga al regolamento Mercato energia elettrica. Nella misura in cui, in virtù di una deroga, una disposizione del regolamento Mercato energia elettrica non si applica, del tutto o in parte, a un progetto, non sono applicabili nemmeno le metodologie adottate a norma della legislazione di livello inferiore che fanno riferimento alla rispettiva disposizione del regolamento Mercato energia elettrica o che hanno in essa la loro base giuridica.

(17) La richiesta di deroga stabilisce inoltre che la riserva di capacità nel mercato a lungo termine si basa sulla capacità residua dopo aver dedotto la capacità di energia eolica installata. La riserva di capacità negli altri periodi rilevanti di mercato si basa sulla capacità residua a seguito della deduzione dell'immissione di energia eolica prevista. Sebbene la richiesta affermi che in tutti i periodi rilevanti di mercato si eviterà di applicare misure di riduzione ai parchi eolici offshore (che si intendono riferite unicamente ai parchi eolici Baltico 1 e 2 e Kriegers Flak) causate dalla riserva di capacità transfrontaliera per gli scambi interzonali, la Commissione ritiene che tale richiesta sia la conseguenza intenzionale delle altre deroghe richieste e dell'approccio descritto per il calcolo e l'allocazione della capacità, e non una richiesta di deroga distinta. In particolare la richiesta indica espressamente che la capacità allocata sia fissa, ragion per cui la capacità di trasmissione allocata non sarà ridotta per impedire di applicare una riduzione ai parchi eolici offshore.

3.4. **Durata della deroga richiesta**

(18) La richiesta chiede che la deroga entri in vigore con la messa in servizio di KF prevista per il terzo trimestre del 2020 e si applichi «fintanto che i parchi eolici Baltico 1, Baltico 2 e Kriegers Flak sono connessi a KF». Successivamente fa riferimento a una limitazione temporale: «intanto che questi parchi eolici offshore sono operativi e connessi al sistema.

(19) La Commissione ritiene che quanto sopra si riferisca ai parchi eolici già esistenti o, per quanto riguarda il parco eolico Kriegers Flak, la cui entrata in servizio è prevista nel prossimo futuro. Nel caso di nuovi parchi eolici, anche come investimenti ulteriori negli impianti esistenti, la produzione prevista non sarebbe dedotta dalla capacità totale di trasmissione prima di calcolare la capacità residua.

4. **OSSERVAZIONI RICEVUTE DURANTE IL PERIODO DI CONSULTAZIONE**

(20) Nel corso della consultazione la Commissione ha ricevuto osservazioni da cinque diversi portatori di interessi e da uno Stato membro:

— quattro contributi su sei erano favorevoli o almeno esprimevano comprensione per la deroga richiesta, anche se due di essi ne hanno chiesto chiare limitazioni temporali, in un caso ai fini di un rapido adeguamento del progetto al quadro normativo dell'UE. Un altro contributo non ha formulato osservazioni sulla richiesta di deroga in sé, mentre il sesto ha presentato argomenti a favore del respingimento della deroga o, come seconda scelta, della definizione di un termine temporale breve;

— per quanto riguarda la durata della possibile deroga, dei quattro contributi a favore della sua concessione, due sostenevano che dovesse coprire l'intera durata di vita dei parchi eolici connessi, mentre uno chiedeva che fosse specificata senza però proporre una data concreta e un altro chiedeva che fosse temporanea, indicando un termine di cinque anni, nella prospettiva di sviluppare una zona d'offerta offshore per KF;

([5]) 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).

([6]) Regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione, del 26 settembre 2016, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (GU L 259 del 27.9.2016, pag. 42).

([7]) Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione, del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (GU L 312 del 28.11.2017, pag. 6).

— cinque dei sei contributi hanno sottolineato che, sebbene una decisione di deroga ad hoc (condizionale) possa essere giustificata in considerazione delle caratteristiche uniche del caso in questione, le deroghe non sono un'alternativa adeguata alla definizione di un quadro normativo più ampio per garantire una soluzione normativa duratura. Una simile soluzione normativa non solo sarebbe utile per futuri progetti ibridi, ma potrebbe anche consentire di sostituire la deroga dopo un certo periodo di tempo necessario per concordare il trattamento normativo e un'eventuale rinegoziazione dei contratti di KF. Il sesto contributo ha riconosciuto che sono state apportate modifiche al quadro, ma ha sottolineato che i progetti a lungo termine devono mettere in conto determinate modifiche normative nell'arco della loro durata;

— per quanto riguarda il contenuto di una soluzione normativa che si auspica duratura, ma che non rientra nell'ambito di applicazione della presente decisione di deroga, due contributi sottolineano che il sostegno dovrebbe essere fornito direttamente in base a criteri di mercato (ad esempio mediante aste) piuttosto che indirettamente attraverso l'innalzamento artificiale dei prezzi dell'energia elettrica o un trattamento particolare in termini di gestione, come il dispacciamento prioritario e l'esenzione dalla responsabilità del bilanciamento. Un contributo entra in maggior dettaglio, dicendosi a favore della costituzione di zone di offerta offshore come soluzione promettente che in futuro potrebbe essere applicata anche al progetto KF e sottolineando che l'assetto del mercato non dovrebbe differenziare tra produzione onshore e offshore, pur riconoscendo la necessità di valutare più approfonditamente gli effetti distributivi delle zone di offerta offshore.

5. **VALUTAZIONE**

(21) A norma dell'articolo 64 del regolamento Mercato energia elettrica, 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 gli Stati membri (in questo caso Danimarca e Germania) possano dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione di piccoli sistemi isolati e piccoli sistemi connessi.

(22) Salvo nel caso delle regioni ultraperiferiche, la deroga è limitata nel tempo ed è soggetta alle condizioni finalizzate ad accrescere la competizione e l'integrazione con il mercato interno dell'energia elettrica.

(23) Infine la 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.

5.1. **Piccolo sistema isolato o piccolo sistema connesso**

(24) Il regolamento Mercato energia elettrica non prevede deroghe automatiche generalizzate per i piccoli sistemi connessi o isolati. Il regolamento presuppone pertanto che, nonostante la grande varietà di dimensioni e caratteristiche tecniche dei sistemi elettrici nell'UE, tutti questi sistemi possano e debbano essere gestiti in linea con l'intero quadro normativo.

(25) Questa supposizione può tuttavia essere confutata e pertanto, ai sensi dell'articolo 64, paragrafo 1, del regolamento Mercato energia elettrica, è possibile derogare all'applicazione di talune disposizioni del regolamento purché gli Stati membri dimostrino, tra l'altro, che l'applicazione di tali disposizioni ai piccoli sistemi isolati potrebbe causare seri problemi, in particolare dovuti alle condizioni geografiche o ai profili della domanda tipici di questi sistemi. Questo vale ad esempio nel caso di alcune isole del Mediterraneo piccole e isolate, caratterizzate da una domanda molto bassa in inverno e da un aumento significativo della domanda durante brevi stagioni turistiche ([8]).

(26) Oltre ai sistemi *isolati*, il regolamento Mercato energia elettrica prevede la possibilità di concedere deroghe anche ai piccoli sistemi *connessi*. Si pone quindi la questione di che cosa costituisca un *sistema* ai sensi dell'articolo 64 del regolamento Mercato energia elettrica. Ad oggi tutte le decisioni della Commissione che concedono deroghe per i sistemi isolati riguardano isole. Il fatto che l'unico sistema esplicitamente menzionato all'articolo 64 sia quello di Cipro, un'isola il cui sistema di trasmissione non è attualmente connesso ai sistemi di trasmissione di altri Stati membri, indica che le isole erano probabilmente tra i casi che il legislatore aveva in mente nello stabilire la possibilità di deroga per i piccoli sistemi isolati o connessi.

([8]) Cfr. decisione (UE) 2014/536 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 (GU L 248 del 22.8.2014, pag. 12).

(27) Il termine «sistema» in sé non è definito né dal regolamento Mercato energia elettrica né dalla direttiva Mercato energia elettrica. L'articolo 2 della direttiva Mercato energia elettrica tuttavia definisce, rispettivamente ai punti 42 e 43, i termini «piccolo sistema isolato» e «piccolo sistema connesso»: con piccolo sistema isolato s'intende «ogni sistema che aveva un consumo inferiore a 3 000 GWh nel 1996, ove meno del 5 % del consumo annuo è ottenuto dall'interconnessione con altri sistemi», e con piccolo sistema connesso s'intende «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».

(28) In primo luogo, entrambe le definizioni presuppongono che il sistema sia qualcosa al cui interno possa essere misurato e definito un consumo di energia elettrica. In secondo luogo si tratta di qualcosa che può essere interconnesso con altri sistemi. All'articolo 2, punto 39, della direttiva (diversamente dal regolamento) il termine «interconnettore» è definito anche «apparecchiatura per collegare le reti elettriche». Alla luce di quanto precede, è chiaro che il «sistema» deve essere qualcosa che i) possa includere punti di consumo e ii) possa essere collegato ad altri sistemi mediante cavi elettrici. Ciò sembra escludere che si consideri un sistema unico l'insieme di vari sistemi sovrapposti e intrecciati, al contrario un sistema deve essere chiaramente separabile da un altro. La separazione più chiara, e anche quella utilizzata finora nella prassi della Commissione ([9]), è data da un elemento topologico che s'interpone tra una zona geografica a un'altra, come un mare che separa un'isola da altre isole e dal continente o le montagne. È inoltre evidente che un «sistema» deve essere tenuto insieme da qualcosa e non può essere costituito da vari elementi completamente indipendenti e scollegati, ragion per cui una catena di isole separate e non interconnesse non costituisce un sistema unico, bensì sistemi diversi.

(29) Nel caso di specie, l'area connessa dai cavi facente parte di KF si trova in mezzo al mare. I parchi eolici Baltico 2 e Kriegers Flak sono situati sul banco di Kriegers Flak o nelle sue vicinanze, mentre il parco eolico Baltico 1 è situato tra il banco e la costa tedesca. I parchi eolici sono quindi chiaramente separati dal continente dal Mar Baltico, che però li separa anche l'uno dall'altro. La loro interconnessione mediante cavi non è diversa dalla loro connessione ai sistemi continentali.

(30) Il sistema KF tuttavia costituisce un'entità tenuta insieme dalla gestione congiunta tramite la MIO. Questa centrale di controllo funge per molti versi da gestore distinto di sistema, che calcola autonomamente la capacità, propone azioni correttive in caso di congestione, adotta misure per garantire la stabilità della tensione e acquista servizi di scambi compensativi, anche se sotto la supervisione dei gestori di sistema, i due TSO proprietari degli elementi di rete. Il KF è quindi *separato da altri sistemi dal mare* e *si configura come sistema unico imperniato su una struttura operativa comune e una funzione operativa comune*. Inoltre non si sovrappone ad altri sistemi e non si potrebbe neppure sostenere che i singoli parchi eolici formino sistemi separati. Nessuno dei due TSO può controllare in via unilaterale gli elementi del sistema KF.

(31) L'infrastruttura di rete combinata KF costituisce pertanto, insieme ai parchi eolici collegati, un sistema ai sensi dell'articolo 64 del regolamento.

(32) KF è anche chiaramente un «piccolo» sistema. Per i sistemi di recente creazione ovviamente è escluso il riferimento al consumo nel 1996, anno di riferimento che risale ancora alla prima direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ([10]) sull'energia elettrica, dove però la soglia era di 2 500 GWh, ed è stato successivamente mantenuto come punto di riferimento per evitare che i sistemi cambiassero status in funzione dell'evoluzione dei dati relativi al consumo annuo.

([9]) Cfr. decisione 2004/920/CE della Commissione, del 20 dicembre 2004, relativa alla deroga ad alcune disposizioni della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativamente all'arcipelago delle Azzorre (GU L 389, del 30.12.2004, pag. 31); decisione 2006/375/CE della Commissione, del 23 maggio 2006, deroga ad alcune disposizioni della direttiva 2003/54/CE relativamente all'arcipelago di Madera (GU L 142 del 30.5.2006, pag. 35); decisione 2006/653/CE della Commissione, del 25 settembre 2006, che concede alla Repubblica di Cipro una deroga ad alcune disposizioni della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 270 del 29.9.2006, pag. 72); decisione 2006/859/CE della Commissione, del 28 novembre 2006, che concede a Malta una deroga ad alcune disposizioni della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 332 del 30.11.2006, pag. 32) e decisione (UE) 2014/536 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 (GU L 248 del 22.8.2014, pag. 12).

([10]) Direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (GU L 27 del 30.1.1997, pag. 20).

(33) Una volta che un nuovo sistema è stato completato ed è divenuto pienamente operativo, per determinare se si tratta di un «piccolo sistema» occorre utilizzare come base di riferimento il suo consumo in quel momento. Applicando questo criterio a KF si riscontra che, con un consumo totale comprensivo delle perdite di rete stimato a circa 90 GWh, il sistema non ha un consumo significativo, né è previsto un aumento significativo (ad esempio attraverso la produzione di idrogeno) nel prossimo futuro. Il consumo di cui all'articolo 2, punti 42 e 43, della direttiva potrebbe suggerire che la nozione di «piccoli sistemi» sia collegata al consumo «umano» e quindi limitata alle isole abitate, ma la Commissione è del parere che la mancanza di una domanda domestica o industriale non esclude un sistema dall'essere considerato «piccolo». Inoltre poiché non è stabilita una soglia minima il requisito del consumo umano all'interno di un sistema non fornirebbe alcun criterio significativo di distinzione. Le decisioni della Commissione in materia di piccoli sistemi sono per lo più mirate a risolvere problemi particolari per poter assicurare un approvvigionamento stabile e competitivo agli abitanti serviti dal sistema, ma la formulazione del regolamento non limita la possibilità di deroga a questo tipo di problemi. Anzi, poiché l'articolo fa riferimento a seri problemi «per la gestione» di un sistema, può benissimo trattarsi di problemi inerenti all'interazione del sistema con la produzione ivi ubicata così come di problemi inerenti all'interazione con la domanda.

(34) Infine KF, che di per sé fornisce una capacità di interconnessione significativa, è chiaramente «connesso».

(35) KF è pertanto un piccolo sistema connesso ai sensi dell'articolo 64, paragrafo 1, lettera a), del regolamento Mercato energia elettrica.

5.2. **Serio problema per la gestione del sistema**

5.2.1. *Che cos'è un serio problema?*

(36) La formulazione dell'articolo 64 è molto generica e fa riferimento a «seri problemi per la gestione del sistema». Il termine «seri problemi» non è giuridicamente definito, né la Commissione ne ha fornito una definizione 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).

(37) In decisioni precedenti i problemi da risolvere riguardavano il mantenimento dell'adesione sociale e/o di pari condizioni di concorrenza tra il continente e le isole, in una situazione in cui la sicurezza del sistema sull'isola richiedeva misure aggiuntive o comportava costi notevolmente più elevati rispetto al continente. Il termine «gestione» non può quindi essere inteso in senso restrittivo, come se in assenza della deroga non fosse possibile una gestione sicura del sistema. Si è sempre ritenuto invece che il termine «problemi» racchiudesse anche problemi socioeconomici per gli utenti del sistema ([11]).

(38) I problemi in questione inoltre devono riguardare la gestione *del sistema*. Sembra pertanto difficile immaginare una giustificazione basata esclusivamente sugli impatti che si verificano al di fuori del sistema, ad esempio gli effetti sui regimi di sovvenzione nazionali. Questo non esclude la pertinenza di impatti «indiretti», ad esempio sulla gestione in sicurezza del sistema.

5.2.2. *Il sistema KF primo nel suo genere*

(39) KF è un sistema senza precedenti che combina cavi di connessione tra sistemi onshore e parchi eolici offshore situati in due paesi diversi, un cavo tra i parchi eolici offshore che consente lo scambio di energia elettrica tra i due sistemi a terra, una stazione di conversione back to back tra due diverse aree sincrone, due diversi livelli di tensione connessi tramite un trasformatore offshore e la MIO che controlla autonomamente (sotto la supervisione degli operatori di entrambi i TSO) i diversi elementi del sistema, attivando ove necessario scambi compensativi o misure di riduzione e fissando i valori di setpoint del convertitore back-to-back.

([11]) Cfr. ad esempio la decisione (UE) 2014/536 che fa riferimento ai maggiori costi della produzione di elettricità sulle isole, mentre i prezzi per legge devono essere uguali a quelli applicati nel continente.

(40) La realizzazione del primo sistema di questo tipo è un'impresa complessa e soggetta a notevoli difficoltà. Data l'elevata complessità del progetto, il tempo intercorso tra la pianificazione e l'esecuzione finale è stato molto lungo.

(41) Quando nel 2010 è stata firmata una convenzione di sovvenzione tra la Commissione e i TSO per un contributo di 150 milioni di EUR di fondi UE a favore del progetto, la messa in funzione del sistema KF era prevista per giugno 2016.

(42) Essendo in assoluto il primo sistema di questo tipo è stato necessario modificarne la configurazione a metà del progetto. Inizialmente era previsto l'uso di cavi HVDC ma, poiché la piattaforma offshore HVDC sarebbe costata circa il 250 % in più di quanto preventivato ([12]), il sistema ha dovuto essere riprogettato utilizzando cavi a corrente alternata offshore. Nel settembre 2015 è stata firmata una convenzione di sovvenzione rivista.

(43) L'infrastruttura così modificata ha comportato una riduzione significativa della capacità di trasmissione aggiuntiva rispetto alla capacità necessaria per trasmettere a terra l'energia eolica generata dai parchi eolici offshore. Ciò può essere dimostrato confrontando due esempi di gestione della congestione forniti in diverse presentazioni di Energinet.dk alla Commissione, rispettivamente il 14 novembre 2012 e il 3 settembre 2014.

Figura 3

Esempio basato sul piano di progetto del 2012

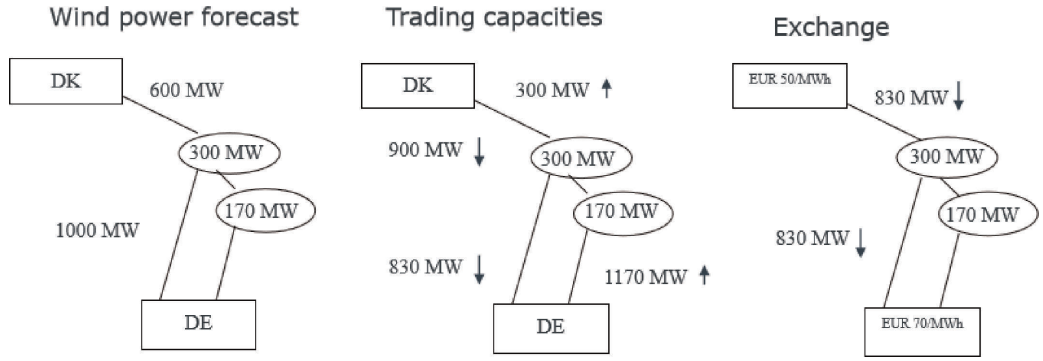
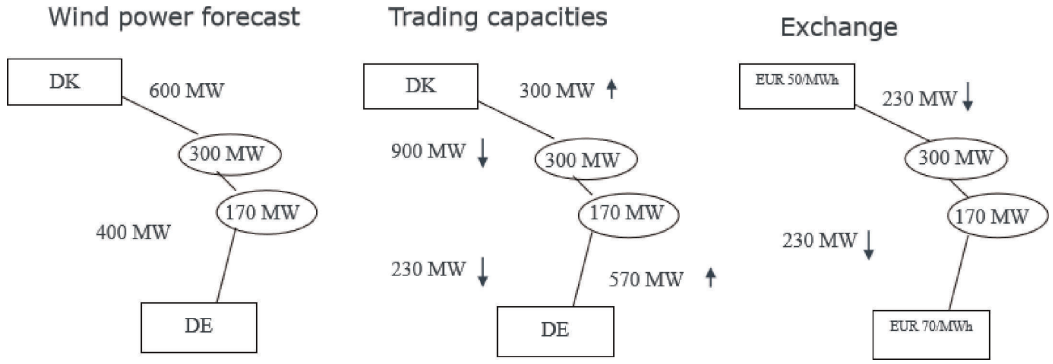


Figura 4

Esempio basato sul piano di progetto del 2014



(44) Questi esempi dimostrano che, ipotizzando una produzione eolica uguale in entrambi gli scenari, la capacità del sistema KF a disposizione del mercato per gli scambi verso la Germania era di 830 MW nel progetto del 2012 e di 230 MW nel progetto del 2014. Va osservato, tuttavia, che la differenza reale tra i due progetti dipende fortemente dalla situazione del vento ([13]).

([12]) Presentazione di 50Hertz alla Commissione europea il 9 maggio 2014, diapositiva 3.

([13]) Sulla base delle informazioni fornite dalle autorità tedesche e danesi l'11 settembre 2020, i valori della capacità presentano le seguenti differenze: nel caso in cui i parchi eolici offshore tedeschi e danesi abbiano lo stesso tasso di utilizzo, la capacità di trasmissione disponibile sul mercato verso la Germania sarebbe variata, secondo la configurazione iniziale del progetto, da 600 MW (in assenza di produzione di energia eolica) a circa 855 MW (con una produzione di energia eolica pari a circa il 50 % della rispettiva capacità installata) e successivamente da circa 855 MW a 661 MW (in caso di massima produzione di energia eolica), mentre con la nuova configurazione del progetto varierebbe da 400 MW (in assenza di produzione di energia eolica) a 61 MW (il caso di produzione di energia eolica).
Con la configurazione iniziale del progetto la capacità di trasmissione disponibile sul mercato verso la Danimarca sarebbe variata da

(45) Questo cambiamento significativo nella concezione del progetto dimostra la particolare sfida che esso rappresenta. Il nuovo assetto utilizza cavi a corrente alternata insolitamente lunghi, con una lunghezza totale della connessione CA superiore a 200 km per la quale, di norma, verrebbe utilizzata la tecnologia CC (come inizialmente previsto). Questo elemento crea problemi per la stabilità della tensione all'interno del sistema KF. Per sormontarli è stata creata la MIO, una centrale che monitora e controlla gli elementi del KF e risponde di conseguenza (autonomamente ma sotto la supervisione dei TSO) secondo necessità.

(46) Tra le risposte della MIO figura l'acquisizione dei necessari volumi di scambi compensativi in caso di congestione. In condizioni di ventosità elevata, la produzione dei parchi eolici offshore riempirebbe già una notevole percentuale dei cavi. Se in tali situazioni fosse richiesta una quota elevata di volumi minimi di scambi, si verificherebbero con maggiore frequenza grandi volumi di scambi compensativi.

(47) A titolo di esempio: nei casi in cui il prezzo nella zona DE/LU è superiore al prezzo nella zona DK2, il cavo di connessione tra i parchi eolici tedeschi e la costa tedesca risulterebbe congestionato e per garantire un volume di scambi minimo su tale cavo sarebbero richiesti scambi compensativi nella direzione DE/LU verso DK. Se, in tale situazione, almeno il 70 % della capacità di 400 MW (quindi 280 MW) dovesse essere messo a disposizione per gli scambi, tale capacità sarebbe utilizzata per far fluire energia elettrica dalla zona DK2 (magari dalla produzione eolica in Danimarca o in altri paesi scandinavi) alla zona DE/LU. L'aggiunta dei 280 MW e l'energia fornita dai parchi eolici Baltico 1 e Baltico 2, situati nella zona di offerta DE/LU, tuttavia supererebbero la capacità del cavo di connessione tra tali centrali eoliche e la costa tedesca.

(48) Per rendere disponibile tale capacità occorrerebbe quindi che la produzione dei parchi eolici fosse ridotta (riduzione/ridispacciamento a scendere) o che i gestori di sistema effettuassero scambi compensativi (scambi di energia elettrica dalla zona DE/LU alla zona DK2). Entrambi gli approcci ridurrebbero il flusso fisico sul cavo e impedirebbero il sovraccarico. Come stabilito anche all'articolo 13 del regolamento Mercato energia elettrica, il ridispacciamento a scendere non basato sul mercato dell'energia elettrica da fonti rinnovabili tuttavia è utilizzato solo se non sono disponibili altre opzioni. Una riduzione significativa delle ore di funzionamento degli impianti di produzione di energia rinnovabile potrebbe inoltre incidere negativamente sulla loro giustificazione economica o sugli obiettivi del programma di sostegno alle energie rinnovabili. LA MIO è quindi configurata per ridurre la produzione dei parchi eolici solo in ultima istanza e per affrontare la congestione in primo luogo attraverso gli scambi compensativi.

(49) L'applicazione dell'articolo 16, paragrafo 8, aumenterebbe pertanto la quantità degli scambi compensativi necessari e renderebbe indubbiamente più complesso mantenere stabile il funzionamento del sistema KF, poiché sarebbero necessari interventi più frequenti della MIO, che dovrebbe gestire autonomamente un volume di scambi più elevato. Sulla base delle informazioni disponibili tuttavia non sembra che questa maggiore complessità possa mettere in discussione la sicurezza operativa dello stesso sistema KF e quindi giustificare di per sé una deroga.

(50) A tale riguardo è comunque importante sottolineare che il regolamento Mercato energia elettrica riconosce esplicitamente le sfide peculiari dei progetti innovativi in generale e dei dispositivi ibridi che combinano l'interconnessione e le connessioni terrestri in particolare.

(51) L'articolo 3, punto (l), del regolamento Mercato energia elettrica dispone che «le regole sul mercato consentono lo sviluppo di progetti dimostrativi in materia di fonti energetiche, tecnologie o sistemi sostenibili, sicuri e a basse emissioni di carbonio, da realizzare e da sfruttare a favore della società». Il quadro legislativo mira pertanto ad agevolare i progetti dimostrativi. L'articolo 2, punto 24, del regolamento Mercato energia elettrica definisce il progetto dimostrativo come «progetto che dimostra tecnologia senza precedenti nell'Unione e rappresenta un'innovazione significativa che va ben oltre lo stato dell'arte». Questo è chiaramente il caso di KF, che è il primo progetto di questo tipo e, come dimostrato anche dalle notevoli difficoltà incontrate nel realizzarlo, ha richiesto un'innovazione significativa che va ben oltre lo stato dell'arte.

(52) Il considerando 66 del regolamento stabilisce inoltre che «anche le infrastrutture elettriche offshore a doppia funzionalità (i cosiddetti «dispositivi ibridi offshore»), che combinano la trasmissione verso terra di energia eolica offshore e gli interconnettori, dovrebbero poter beneficiare di un'esenzione, ad esempio in virtù delle norme applicabili ai nuovi interconnettori per corrente continua» nonché, qualora i costi del progetto siano

600 MW (in assenza di produzione) a 0 MW (in caso di massima produzione), mentre con la nuova configurazione del progetto sarebbe di 400 MW (in caso di produzione di energia eolica compresa tra 0 % e 33 %) e successivamente varierebbe da 400 MW a 61 MW (in caso di massima produzione di energia eolica).

particolarmente elevati, agli interconnettori per corrente alternata. Essendo notevolmente più complesso rispetto a un progetto medio con interconnettori per corrente alternata, Kriegers Flak in linea di principio avrebbe potuto beneficiare di un'esenzione ai sensi dell'articolo 63. Se necessario, il quadro normativo dovrebbe tenere debitamente conto della situazione specifica di tali dispositivi per superare gli ostacoli alla realizzazione di dispositivi ibridi offshore socialmente efficienti sotto il profilo dei costi. Il considerando cita espressamente le esenzioni per i nuovi interconnettori, facendo così riferimento all'articolo 63, ma l'uso di «ad esempio» dimostra che non si tratta dell'unica via per la definizione di quadri specifici per i dispositivi ibridi che il considerando intende evidenziare. Poiché KF è il primo progetto ibrido, è chiaro che i legislatori ne erano a conoscenza al momento della formulazione del considerando 66 e hanno ritenuto che il progetto potesse richiedere un quadro normativo specifico.

(53) Sebbene un considerando non possa modificare gli obblighi giuridici imposti dal regolamento per la concessione di quadri specifici mediante deroghe o esenzioni, e l'articolo 3, punto (l), non stabilisca requisiti specifici sulle modalità con cui i quadri normativi debbano trattare i progetti dimostrativi, questi due elementi insieme evidenziano la volontà del legislatore che la Commissione consideri attentamente la situazione e le sfide specifiche dei dispositivi ibridi e dei progetti dimostrativi.

(54) In tale contesto, KF in quanto progetto dimostrativo si confronta con una maggiore complessità, la cui portata non può ancora essere pienamente dimostrata in quanto il progetto è il primo nel suo genere. Questo dato potrebbe essere sufficiente per configurare l'esistenza di un problema a norma dell'articolo 64. La questione potrebbe tuttavia essere lasciata aperta se fossero sufficienti altri motivi di deroga, da soli o insieme alla summenzionata complessità della gestione e dell'assetto del sistema KF in quanto dispositivo ibrido primo nel suo genere.

5.2.3. *Funzionamento sicuro della zona DK2*

(55) Oltre alla maggiore complessità di gestione del sistema KF, l'aumento degli scambi compensativi avrebbe ripercussioni anche sulle zone di offerta limitrofe. Mentre la zona DE/LU è ampia, la zona DK2 è molto più piccola e dispone quindi di risorse più limitate per una regolazione a salire e a scendere. La richiesta di deroga sostiene che tali risorse potrebbero già essere interamente utilizzate per gli scambi compensativi nel sistema KF.

(56) Sarebbe lecito interrogarsi sulla frequenza di tale mancanza di disponibilità tecnica di risorse per gli scambi compensativi, poiché gli scambi compensativi si verificherebbero di norma in situazioni di elevata ventosità e con un gran numero di turbine eoliche in funzionamento nella zona DK2, ma data l'ampia gamma di possibili situazioni di rete questo non può essere del tutto escluso.

(57) KF dispone tuttavia anche di altri mezzi per gestire la congestione sulla sua rete. Ad esempio, in mancanza di risorse disponibili per gli scambi compensativi l'infrastruttura KF potrebbe comunque essere gestito in condizioni di sicurezza riducendo la produzione dei parchi eolici che fanno parte del sistema. Questa pratica è espressamente consentita dall'articolo 13 del regolamento Mercato energia elettrica ove necessario per garantire la sicurezza operativa.

(58) È inoltre opportuno rilevare che il solo aumento dei costi di sistema, sia esso dovuto ai maggiori costi per gli scambi compensativi o per l'acquisto di riserve nella zona DK2, non può di per sé costituire motivo di deroga a norma dell'articolo 64. A tale riguardo va inoltre osservato che nella recente decisione sugli impegni nel caso AT.40461 *Interconnettore DE/DK*, la Commissione ha esaminato le limitazioni sistematiche alle capacità transfrontaliere a norma delle regole di concorrenza dell'UE e ha ritenuto che i costi extra derivanti dal maggiore fabbisogno di scambi compensativi o di ridispacciamento non potessero essere accettati come giustificazione per limitare i flussi transfrontalieri ([14]).

5.2.4. *Legittimo affidamento*

(59) Nella richiesta di deroga si precisa infine che le prime discussioni sul progetto KF sono iniziate già nel 2007 e che il progetto è pianificato da sempre sulla base di un approccio specifico alla gestione della congestione, che assegna al mercato solo le capacità che rimangono a seguito della deduzione delle previsioni eoliche del giorno prima.

([14]) Cfr. decisione della Commissione del 7 dicembre 2018 nel caso AT.40461 – Interconnettore DE/DK: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

(60) Nella richiesta si rileva inoltre che dal 2007 sono state apportate modifiche significative al quadro normativo e che in particolare il regolamento Mercato energia elettrica, introducendo l'articolo 16, paragrafo 8, ha stabilito nuovi requisiti rispetto alla legislazione vigente. Vi si sostiene che la decisione di investimento del 2016 è stata presa partendo dal presupposto che i parchi eolici offshore potessero beneficiare del principio del dispacciamento prioritario, sulla base della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ([15]), e che questo comportasse la possibilità di ridurre la capacità per gli scambi transfrontalieri.

(61) Alla luce di quanto precede la Commissione desidera sottolineare che il principio della massimizzazione della capacità transfrontaliera non è un concetto nuovo e che tali argomentazioni non possono pertanto essere accolte. In primo luogo esso si basa sui principi fondamentali del diritto dell'UE e in particolare sull'articolo 18 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (il trattato), che vieta ogni discriminazione effettuata in base alla nazionalità, e sull'articolo 35 del trattato, che vieta le restrizioni quantitative all'esportazione e qualsiasi misura di effetto equivalente. In secondo luogo l'articolo 16, paragrafo 3, del regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ([16]) ha imposto l'obbligo di massimizzare la capacità di interconnessione, disponendo che «la capacità massima delle interconnessioni e/o delle reti di trasmissione riguardanti i flussi transfrontalieri è posta a disposizione dei soggetti partecipanti al mercato compatibilmente con le norme di sicurezza per il funzionamento della rete». L'allegato 1, punto 1.7, di tale regolamento stabilisce inoltre che i TSO «non devono limitare la capacità di interconnessione per risolvere un problema di congestione sorto all'interno della loro zona di controllo». Il 14 aprile 2010 inoltre la Commissione ha deciso nel caso AT.39351 *Interconnettori svedesi* ([17]) di accettare gli impegni del TSO svedese che, sulla base della valutazione preliminare della Commissione, aveva abusato della sua posizione dominante sul mercato svedese limitando la capacità transfrontaliera di risolvere la congestione interna, in violazione dell'articolo 102 TFUE. Un'analoga conclusione preliminare che ha dato luogo ad impegni è stata stabilita nel caso AT.40461 *Interconnettore DE/DK* ([18]) per il confine tra la Danimarca occidentale (DK1) e la zona Germania/Lussemburgo.

(62) In base ai principi illustrati sopra, gli operatori del mercato avrebbero dovuto essere consapevoli del principio della massimizzazione della capacità transfrontaliera. In ogni caso, al più tardi da aprile 2010, sulla base del caso AT.39351 *Interconnettori svedesi,* è stata chiarita l'interpretazione data dalla Commissione alle norme vigenti in materia di capacità transfrontaliera. Infine contrariamente a quanto asserito nella richiesta di deroga, il punto 1.7 dell'allegato 1 del regolamento (CE) n. 714/2009 non consentiva di ridurre all'infinito la capacità interzonale per motivi di sicurezza operativa, per conseguire il migliore rapporto costi-benefici o per ridurre al minimo le ripercussioni negative sul mercato interno dell'energia elettrica. Al contrario, quando una siffatta limitazione è stata eccezionalmente ammessa, essa era chiaramente «tollerata soltanto fino a quando sia trovata una soluzione a lungo termine». È quindi evidente che la creazione di un intero sistema basato su una riduzione permanente non era consentita a norma del regolamento (CE) n. 714/2009.

(63) La relazione tra l'obbligo di massimizzare la capacità transfrontaliera a norma del regolamento Mercato energia elettrica e la concessione del dispacciamento prioritario e dell'accesso prioritario all'energia da fonti rinnovabili a norma della direttiva 2009/28/CE è stata tuttavia percepita almeno da alcuni operatori del mercato come non del tutto chiara e i richiedenti sottolineano che la questione è stata ripetutamente sollevata dai promotori nei loro contatti con la Commissione europea in merito a questo particolare progetto primo nel suo genere. Né si può dire tacciare i TSO impegnati nel progetto KF di avere semplicemente sottovalutato la possibile sfida per l'approccio che intendevano adottare in materia di gestione della congestione, perché essi hanno invece presentato ripetutamente ai servizi della Commissione europea il loro approccio pianificato. Secondo il richiedente, il fatto che i servizi della Commissione europea nei numerosi contatti con i promotori del progetto fin dal 2010 non abbiano chiesto di modificare la struttura del progetto KF in modo da garantire l'applicazione del principio di massimizzazione ha contribuito a disorientare i promotori del progetto in merito alle norme applicabili nella fattispecie.

(64) La domanda di sovvenzione presentata nel 2010 per il progetto KF ([19]) precisava che per garantire la sostenibilità del progetto occorreva trovare una corretta interpretazione di «immissione prioritaria in rete». Secondo lo studio di fattibilità congiunto presentato ai servizi della Commissione, l'ipotesi di base è che la capacità sulle interconnessioni che non si prevede sia necessaria per la trasmissione dell'energia eolica possa essere messa a disposizione sul mercato a pronti. La capacità di trasmissione supplementare prevista per gli scambi era quindi solo la capacità rimanente dopo la trasmissione a terra della produzione eolica offshore.

([15]) Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16).

([16]) Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003 (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 15).

([17]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_4.pdf

([18]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

([19]) Pag. 16, rischio 7.

(65) Lo studio affermava inoltre che, sulla base della direttiva 2009/28/CE, tutti i paesi hanno accesso prioritario alla rete per le fonti energetiche rinnovabili. Anche la legislazione nazionale tedesca prevede che le turbine eoliche possano immettersi in qualsiasi momento nella rete di trasmissione nazionale tedesca. In caso di capacità di trasmissione insufficiente tuttavia i requisiti formali di accesso alla rete possono essere soddisfatti mediante scambi compensativi o misure nel mercato del bilanciamento. Il problema della gestione della congestione e la possibile soluzione mediante scambi compensativi quindi sono già stati discussi.

(66) L'approccio alla gestione della congestione ha tuttavia continuato a essere tema di discussione, anche con i servizi della Commissione europea. In due presentazioni molto simili, il 14 novembre 2012 e (sulla base del piano di progetto rivisto) il 3 settembre 2014, il TSO Energinet.dk ha espressamente dichiarato che il modello di gestione della congestione è una parte essenziale della base per la decisione di investimento. Entrambe le presentazioni hanno espressamente rilevato le possibili interpretazioni contrastanti dell'accesso prioritario basate, da un lato, sull'articolo 16 della direttiva 2009/28/CE e, dall'altro, sul principio di massimizzazione di cui all'articolo 16 del regolamento (CE) n. 714/2009.

(67) Descrivendo chiaramente il modo in cui i TSO intendevano risolvere tale conflitto per il progetto KF, le presentazioni indicavano che la capacità di produzione di energia eolica per la rete terrestre sarebbe stata riservata sulla base delle previsioni del giorno prima e che la capacità rimanente doveva essere assegnata al market coupling (definendo così la capacità disponibile per gli scambi) e utilizzata allo stesso modo in cui è usata la capacità su altri interconnettori. Pur non evidenziandola (per iscritto), la presentazione del 2014 non ha neppure celato la ridotta capacità disponibile per il mercato rispetto al piano precedente di progetto; al contrario le due presentazioni seguono esattamente la medesima struttura e la differenza emerge chiaramente da un confronto ravvicinato.

(68) Dal 2010 l'importanza dell'approccio alla gestione della congestione è stata quindi ripetutamente rilevata in occasione di riunioni con le autorità nazionali di regolazione e con i servizi della Commissione europea, sottolineando che i diversi requisiti giuridici del diritto derivato avrebbero potuto essere considerati in contraddizione. Almeno le presentazioni più recenti illustrano chiaramente anche l'approccio pianificato che i partecipanti al progetto intendono adottare per risolvere la questione e l'impatto che questo avrebbe sulla capacità transfrontaliera. Nel corso degli anni le autorità nazionali e la Commissione hanno continuato a sostenere il progetto, anche con contributi finanziari significativi, senza chiedere di modificarne la struttura.

(69) La Commissione osserva inoltre che la proposta è stata ampiamente discussa con le autorità nazionali interessate e che nessuno dei regolatori nazionali interessati ha sollevato obiezioni in merito al modo in cui si prevedeva gestire la congestione. Al contrario il modo è stato approvato da tutte le autorità di regolazione della regione interessata Hansa nel contesto dell'approvazione del metodo di calcolo della capacità della regione.

(70) Naturalmente, il semplice fatto che le autorità nazionali e la Commissione, per molti anni, non abbiano sollevato riserve giuridiche in merito a un progetto non può in alcun modo essere considerato una giustificazione per la concessione di una deroga al progetto. Come evidenziato anche da una risposta alla consultazione, alcune modifiche (o chiarimenti) dei requisiti normativi sono prevedibili in progetti con periodi di attuazione molto lunghi. Data la complessità della materia e le ampie discussioni sul quadro normativo, la Commissione non può tuttavia escludere che i partecipanti al progetto abbiano ragionevolmente presunto di poter portare avanti il progetto come previsto. Ciò è stato riconosciuto anche in varie osservazioni presentate alla Commissione, comprese quelle che vedono la deroga in modo piuttosto critico. Se le autorità nazionali di regolazione, i ministeri o la Commissione avessero sollevato obiezioni, il progetto avrebbe potuto essere adattato prima della messa in funzione, ad esempio aumentando la capacità di connessione a terra per assorbire maggiori volumi di flussi per gli scambi (secondo quanto inizialmente pianificato ma poi abbandonato al momento della modifica del progetto).

(71) Il motivo per cui la gestione della congestione è stata menzionata come elemento *essenziale* per la decisione di investimento era che tale decisione doveva tenere conto degli interessi di tutte le parti coinvolte. Questo includeva il ruolo degli impianti eolici offshore, che hanno ricevuto sovvenzioni tramite diversi meccanismi di sostegno nazionali. È chiaro che se doveva essere concessa la capacità massima agli scambi sarebbe aumentata la probabilità che questi impianti vedessero ridurre la loro produzione.

(72) Ovviamente, nella misura in cui la riduzione non è basata sul mercato, l'articolo 13, paragrafo 7, dà a tali impianti di generazione il diritto a una piena compensazione finanziaria delle perdite di entrate dai regimi di sostegno e sul mercato del giorno prima. In caso di possibili perdite di entrate di entità superiore (ad esempio dal mercato infragiornaliero o dai servizi di sistema), il regolamento non stabilisce alcun obbligo di compensazione (sebbene tale obbligo possa derivare dal diritto nazionale). In ogni caso, un aumento significativo della riduzione dei parchi eolici offshore modificherebbe notevolmente le ipotesi di base del progetto, che mirava ad aumentare le possibilità per i parchi eolici offshore di trasmettere energia elettrica a terra, aumentare l'affidabilità della fornitura di energia elettrica alla zona DK2 e aumentare la capacità di scambio, senza tuttavia modificare in modo significativo la situazione dei parchi eolici offshore esistenti o la priorità attribuita alla loro immissione in rete nell'ambito dei rispettivi quadri nazionali. Se i partecipanti al progetto avessero saputo che la capacità massima doveva essere messa a disposizione per gli scambi nonostante i diritti di accesso prioritario dei parchi eolici, il progetto non sarebbe mai stato realizzato.

(73) In un contesto di contatti regolari con le autorità nazionali di regolazione, i ministeri e la Commissione per illustrare l'approccio previsto, è plausibile che le parti del progetto abbiano potuto fraintendere la situazione giuridica. Tenuto conto di questo, e in considerazione della particolare attenzione da prestare alle sfide a cui è esposto questo progetto dimostrativo per dispositivi ibridi, si potrebbe effettivamente ritenere che l'applicazione di requisiti giuridici che richiederebbero importanti modifiche dei principi fondamentali del progetto e che, se fossero stati chiari prima, avrebbero potuto arrestare la realizzazione del progetto o modificarne i principi fondamentali, possa creare seri problemi per la gestione del piccolo sistema connesso.

(74) La Commissione può pertanto concludere che la piena applicazione dell'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica al sistema KF creerebbe seri problemi per la gestione di un piccolo sistema connesso.

5.3. **Ambito di applicazione della deroga**

(75) La deroga si applica al calcolo e all'allocazione della capacità interzonale sull'interconnessione KF, in deroga ai requisiti di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica, nella misura in cui fissa una soglia minima del 70 % della capacità *totale* di trasmissione dell'interconnessione KF. L'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica si applica invece nella misura in cui è messo a disposizione almeno il 70 % della capacità *residua*, vale a dire almeno il 70 % della capacità rimanente a seguito della deduzione della capacità necessaria a trasmettere la produzione dai parchi eolici Baltico 1, Baltico 2 e Kriegers Flak verso i rispettivi sistemi a terra, sulla base delle previsioni giornaliere della produzione di energia elettrica da tali parchi.

(76) Laddove altre disposizioni facciano riferimento alla «soglia minima» di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica, s'intendono riferite alla soglia minima indicata nella presente decisione. Ciò vale anche per i codici di rete e gli orientamenti nel settore dell'energia elettrica, ivi compresi i regolamenti CACM, FCA e Bilanciamento, nonché per i termini, le condizioni e le metodologie basati su tali regolamenti della Commissione.

(77) Restano applicabili tutti gli altri requisiti di cui all'articolo 16 del regolamento Mercato energia elettrica, in particolare l'obbligo di mettere a disposizione il livello massimo di capacità delle interconnessioni conformi alle norme di sicurezza per il funzionamento della rete.

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

(78) L'articolo 64 del regolamento Mercato energia elettrica stabilisce che la 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».

(79) La decisione di deroga è intesa a consentire un progetto dimostrativo senza precedenti, finalizzato a una migliore integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico. Essa non ostacola pertanto la transizione verso le energie rinnovabili, né ha impatti significativi sull'elettromobilità o sulla gestione della domanda.

(80) Per quanto riguarda l'aumento della flessibilità e dello stoccaggio dell'energia, è importante osservare che la possibilità per i servizi di flessibilità (compreso lo stoccaggio) di sostenere il sistema elettrico dipende direttamente dall'invio di segnali precisi e chiari di investimento e dispacciamento ai fornitori di questi servizi. L'esistenza di una congestione strutturale all'interno di una zona di offerta si traduce in segnali di investimento distorti per i servizi di flessibilità localizzati. A titolo di esempio, gli investimenti nella produzione di idrogeno o nello stoccaggio in

batterie all'interno del sistema KF potrebbero essere più sostenibili in un quadro normativo che rifletta correttamente la congestione tra il sistema KF ei i due sistemi a terra. Alla luce delle notevoli sfide tecnologiche degli investimenti offshore, ciò non significa automaticamente che tali investimenti sarebbero redditizi nel caso di una zona di offerta offshore distinta per il sistema KF, ma è chiaro che l'approccio adottato con la decisione di deroga può avere un impatto negativo su tali potenzialità di investimento rispetto alla creazione di una zona di offerta offshore.

(81) D'altro canto, l'articolo 64 del regolamento Mercato energia elettrica 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 ostacolar[lo]». In altri termini, la deroga non deve impedire sviluppi che, in sua assenza, si verificherebbero naturalmente. Non è comunque certo se il sistema KF, in assenza di una deroga, sarebbe gestito come una zona di offerta offshore distinta. Come sottolineato anche dai partecipanti alla consultazione, una zona di offerta offshore potrebbe presentare notevoli vantaggi per il funzionamento del mercato, la trasparenza e l'uso efficiente delle risorse di rete, ma comporta anche alcune complessità, ad esempio nella distribuzione di costi e benefici. Senza la creazione di una zona di offerta offshore, non è chiaro se la piena attuazione dell'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica sarebbe sufficiente a inviare, nel contesto del progetto KF, segnali di investimento più precisi per i servizi di flessibilità o lo stoccaggio.

(82) Sebbene la deroga non ostacoli la transizione verso una maggiore flessibilità, compreso lo stoccaggio di energia, è comunque importante, nello stabilire le condizioni della deroga, 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.

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

(83) L'articolo 64 del regolamento Mercato dell'energia elettrica stabilisce espressamente che «la deroga è limitata nel tempo ed è soggetta alle condizioni finalizzate ad accrescere la competizione e l'integrazione con il mercato interno dell'energia elettrica».

5.5.1. *Limitazione nel tempo*

(84) Una limitazione temporale quindi non può essere giustificata solo dal principio di proporzionalità, ad esempio se una deroga più breve permetta di risolvere i problemi in gioco o se una deroga più lunga comporti un onere sproporzionato per i partecipanti al mercato. Il regolamento prevede una limitazione *obbligatoria* per diversi scopi. In primo luogo il regolamento parte dal presupposto che il quadro normativo generale possa essere applicato a tutte le situazioni del mercato interno e che tale applicazione generale sia vantaggiosa per la società. Sebbene l'articolo 64 riconosca che possono essere necessarie deroghe per situazioni specifiche, tali deroghe possono aumentare la complessità del sistema generale e creare ostacoli all'integrazione anche in aree limitrofe. La giustificazione della deroga inoltre si basa generalmente sul quadro tecnico e normativo del momento e su una data topologia di rete. Tutte queste situazioni sono destinate a cambiare. Infine è importante che i partecipanti al mercato siano in grado di prevedere con sufficiente anticipo le modifiche normative. Tutte le deroghe devono pertanto essere limitate nel tempo.

(85) L'unica situazione in cui il regolamento prevede possibilità di deroghe generali senza limiti di tempo riguarda le regioni ultraperiferiche ai sensi dell'articolo 349 TFUE che non possono essere interconnesse con il mercato dell'Unione dell'energia per ragioni fisiche evidenti. Questo è facilmente comprensibile in quanto tali regioni non hanno alcun impatto sul mercato interno dell'energia elettrica. Poiché KF non è una regione ultraperiferica, la deroga deve essere limitata nel tempo in modo chiaro e prevedibile.

(86) La richiesta di deroga propone una limitazione temporale basata sulla gestione e sulla connessione dei tre parchi eolici offshore. Dalla formulazione pare pertanto che non sia illimitata nel tempo. Questa condizione tuttavia non è sufficientemente precisa in merito a che cosa si intenda per «gestione» dei parchi eolici iniziali e non consente ai terzi di prevedere il quadro normativo con sufficiente anticipo.

(87) Onde fugare qualsiasi dubbio dovrebbe essere possibile determinare chiaramente se un parco eolico offshore collegato al sistema KF costituisca ancora o meno uno dei parchi eolici iniziali. È pertanto opportuno aggiungere in ogni caso una condizione secondo la quale, a decorrere dalla data in cui uno dei tre parchi eolici cessi di funzionare per motivi diversi dalla manutenzione o da riparazioni di ordinaria amministrazione di durata limitata, o sia sottoposto a modifiche significative, ossia nel caso in cui sia necessario almeno un nuovo contratto di connessione o qualora la capacità di generazione del parco eolico sia aumentata di oltre 5 %, la produzione di tale parco eolico non sia più dedotta dalla capacità totale di trasmissione prima di calcolare la capacità residua, aumentando in tal modo la capacità disponibile per gli scambi sull'interconnettore.

(88) Se tuttavia uno o due parchi eolici cessano di funzionare o comunque di beneficiare della deroga, ciò non incide negativamente sulla situazione commerciale degli altri parchi eolici o sulla gestione del sistema. La deroga non può quindi essere revocata solo perché uno dei parchi eolici non ha più diritto alla deduzione ex ante della sua produzione dalla capacità totale di trasmissione, ma solo se *tutti* e tre i parchi eolici non hanno più diritto a tale deduzione.

(89) Per quanto riguarda la durata adeguata della deroga, la Commissione osserva che l'applicazione immediata delle norme a cui è chiesto di derogare richiederebbe modifiche significative delle disposizioni regolamentari e commerciali per KF, con potenziali conseguenze negative per la gestione dei parchi eolici.

(90) D'altro canto la Commissione osserva che la concessione della deroga fintantoché i parchi eolici funzionano e rimangono connessi potrebbe significare che la deroga si applicherebbe per un periodo pari o superiore a 20 anni, tenuto conto della durata media di vita dei parchi eolici offshore. Una deroga così lunga potrebbe comportare notevoli svantaggi per l'integrazione del mercato.

(91) È importante inoltre che la deroga a favore di KF non crei un elemento immutabile e rigido, in qualche modo estraneo, nello quadro normativo offshore che sta prendendo forma. Per garantire una sufficiente flessibilità ma al tempo stesso offrire un'adeguata certezza e prevedibilità a tutte le parti del progetto e agli altri partecipanti al mercato, è opportuno stabilire revisioni periodiche del quadro approvato nella presente decisione di deroga.

(92) La Commissione deve pertanto trovare un equilibrio tra, da una parte, gli interessi legittimi dei partner di progetto di KF e degli Stati membri confinanti che hanno confidato nella legalità della soluzione normativa messa a punto per questo progetto primo nel suo genere e, dall'altra, gli interessi dei consumatori e dei produttori dell'UE a beneficiare del principio della massimizzazione dei flussi transfrontalieri

(93) La Commissione tiene conto del fatto che l'elaborazione e l'attuazione di una soluzione normativa che non richieda una deroga è possibile ([20]) ma richiederebbe molto tempo e comporterebbe anch'essa una notevole complessità. Lo stesso vale per i necessari adeguamenti contrattuali al nuovo regime normativo conforme alle norme dell'UE. Inoltre, poiché il quadro normativo per i dispositivi ibridi offshore è in corso di discussione, è opportuno prevedere un periodo di tempo sufficiente per garantire che tali adeguamenti non debbano iniziare prima che sia stata garantita una base solida e chiara. Pare quindi opportuno concedere la deroga per un periodo di 10 anni.

(94) Non si può comunque escludere del tutto che oltre il periodo di 10 anni sarà ancora necessaria una deroga per mantenere l'equilibrio economico e garantire la sostenibilità del sistema KF. La Commissione può quindi prorogare tale termine, ove giustificato. La deroga, comprese le eventuali proroghe, non dovrebbe superare un periodo di 25 anni, poiché in tal caso supererebbe la durata di vita residua prevista dei parchi eolici.

(95) L'esame di eventuali richieste di proroga da parte della Commissione comprende una valutazione della possibilità che la struttura del progetto sia modificata in modo da consentire la piena integrazione del sistema KF nel quadro normativo generale, ad esempio mediante la definizione di zone di offerta offshore. Qualsiasi modifica della struttura del progetto terrebbe debitamente conto dell'equilibrio economico stabilito nell'ambito della decisione di deroga. La procedura dettagliata per la richiesta e la concessione della proroga è illustrata nella sezione 5.5.3.

([20]) Nella consultazione, i portatori di interessi hanno indicato in particolare la possibilità di creare una zona di offerta offshore per il progetto.

5.5.2. *Altre condizioni*

(96) Per quanto riguarda ulteriori condizioni cui subordinare la concessione della deroga, l'imposizione di un aumento della capacità minima disponibile per gli scambi a un progetto rimasto invariato contribuirebbe direttamente a riproporre il problema che si intende risolvere mediante la deroga nelle ore in cui i cavi del sistema KF sono congestionati. D'altro canto, quando i cavi non sono congestionati si applica in ogni caso il principio della massimizzazione, ragion per cui è già necessario rendere disponibile la capacità massima tecnicamente fattibile, fino alla capacità totale di trasmissione del sistema.

(97) Ciò detto, un margine per un aumento della capacità disponibile non può essere escluso completamente a più lungo termine. In particolare, i piani anteriori del progetto prevedevano ancora la costruzione di cavi supplementari in corrente continua, ma sono stati abbandonati a causa dell'aumento di 2,5 volte dei costi dei componenti necessari (cfr. considerando 40-42). Non è pertanto escluso che tali investimenti possano essere effettuati in futuro. La convenzione di sovvenzione del KF prevedeva in particolare la possibilità di integrare un parco eolico svedese nel sistema KF, considerando l'ipotesi di aumentare la capacità in tale scenario.

(98) Qualora nuovi sviluppi tecnologici o di mercato o investimenti in nuovi parchi eolici offshore in prossimità di KF rendano finanziariamente sostenibile un ammodernamento del sistema esistente o la costruzione di nuovi cavi che aumentino la capacità disponibile per gli scambi (tenendo conto della necessità di garantire il funzionamento sicuro del sistema KF e dei sistemi adiacenti), tali investimenti dovrebbero essere effettuati. In caso di richieste di proroga, la Commissione valuta anche se si possano ragionevolmente prevedere simili investimenti in capacità supplementare.

(99) Se i fornitori di servizi di flessibilità manifestano un interesse concreto per la realizzazione di progetti all'interno o nelle vicinanze del sistema KF che potrebbero aumentare la capacità disponibile per gli scambi avvalendosi di servizi di flessibilità (ad esempio lo stoccaggio della produzione eolica in eccesso in batterie offshore), tali investimenti sono presi in debita considerazione dalle autorità nazionali, sfruttando il loro potenziale per aumentare la capacità disponibile per gli scambi fino al valore minimo di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica.

5.5.3. *Procedura per eventuali richieste di proroga*

(100) Per consentire alla Commissione di valutare se la deroga sia ancora necessaria in vista di possibili futuri chiarimenti e modifiche del quadro giuridico per i progetti ibridi, le autorità nazionali comunicano alla Commissione, con sufficiente anticipo rispetto alla fine del periodo di deroga, se ritengono necessaria prorogarla. Le autorità nazionali che intendono chiedere la proroga della presente deroga presentano una richiesta congiunta con sufficiente anticipo rispetto alla fine del periodo di deroga per consentire un'analisi approfondita della richiesta di proroga e l'informazione tempestiva dei partecipanti al mercato sul futuro quadro normativo per KF. La richiesta contiene un'analisi costi-benefici che dimostri gli effetti della deroga sia sul sistema KF sia a livello regionale ed europeo, mettendo a confronto almeno le possibilità di mantenere la deroga nella sua forma attuale, di aumentare la capacità disponibile effettuando investimenti aggiuntivi e di integrare pienamente il sistema KF nel quadro normativo generale per i dispositivi ibridi offshore applicabile al momento della richiesta di proroga.

(101) Ogniqualvolta decida in merito a una richiesta di proroga, la Commissione tiene debitamente conto degli interessi economici dei parchi eolici connessi e dei gestori di sistema coinvolti, ma anche del più ampio impatto socioeconomico della deroga a livello regionale ed europeo. L'esame stabilisce in particolare se e in che modo il sistema KF debba essere integrato in un quadro normativo più ampio per i dispositivi ibridi.

(102) Al fine di tenere sufficientemente conto delle modifiche del quadro normativo nonché degli sviluppi tecnologici e di mercato, eventuali proroghe (se concesse) dovrebbero essere limitate nel tempo.

(103) Se la Commissione giunge alla conclusione che, per concedere una proroga, è necessario modificare l'approccio normativo definito nella presente decisione, o che sono necessarie altre condizioni per accrescere la concorrenza o l'integrazione del mercato, è concesso un periodo di tempo sufficiente per la loro introduzione, informando gli altri partecipanti al mercato con un anticipo altrettanto sufficiente in merito alle possibili modifiche della capacità transfrontaliera disponibile.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

È concessa a «Kriegers Flak Combined Grid Facility» una deroga alle disposizioni dell'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2019/943. Per calcolare se sono stati raggiunti i livelli minimi di capacità disponibile per gli scambi interzonali, la base di riferimento da utilizzare per il calcolo della capacità minima è la capacità residua dopo la deduzione, sulla base delle previsioni del giorno prima, della capacità necessaria per trasmettere l'energia elettrica prodotta dai parchi eolici connessi a «Kriegers Flak Combined Grid Facility» ai rispettivi sistemi terrestri nazionali, e non la capacità totale di trasmissione.

L'articolo 16, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 rimane pienamente applicabile e il livello massimo di capacità di «Kriegers Flak Combined Grid Facility» e delle reti di trasmissione interessate dalla sua capacità transfrontaliera, fino alla sua capacità totale di rete, è messo a disposizione dei partecipanti al mercato che rispettano le norme di sicurezza per il funzionamento sicuro della rete.

Articolo 2

La deroga di cui all'articolo 1 vale per tutti i riferimenti alla capacità minima da rendere disponibile per gli scambi a norma dell'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2019/943, contenuti nel regolamento (UE) 2019/943 e nei regolamenti della Commissione basati su tale regolamento.

Articolo 3

La deroga di cui all'articolo 1 si applica per 10 anni a decorrere dall'adozione della presente decisione della Commissione. Tale periodo può essere prorogato dalla Commissione a norma dell'articolo 4. La durata totale della deroga, comprese le eventuali proroghe, non supera 25 anni.

Qualora uno dei tre parchi eolici connessi a «Kriegers Flak Combined Grid Facility» cessi di funzionare per motivi diversi dalla manutenzione o da riparazioni di ordinaria amministrazione di durata limitata, o sia sottoposto a modifiche significative, le previsioni dell'energia elettrica prodotta da tale parco eolico non sono più dedotte a norma dell'articolo 1, con un conseguente aumento della capacità disponibile per gli scambi nell'interconnettore. Non devono essere considerate le interruzioni della produzione dovute a prezzi di mercato bassi o a istruzioni dei gestori di sistemi. Le modifiche sono considerate significative se è almeno necessario un nuovo contratto di connessione o se la capacità di generazione del parco eolico è aumentata di oltre 5 %.

Articolo 4

Le autorità danesi e tedesche possono chiedere alla Commissione di prorogare il periodo di deroga di cui all'articolo 3. Tale richiesta è presentata con sufficiente anticipo rispetto alla fine del periodo di deroga. Ogni richiesta di proroga della deroga comprende un'analisi dei costi e benefici dell'approccio normativo scelto nell'ambito della deroga, compresa un'analisi quantitativa. Fornisce inoltre un'analisi delle possibili soluzioni alternative, in particolare l'integrazione di «Kriegers Flak Combined Grid Facility» nel sistema regolamentato generale per i dispositivi ibridi offshore applicabile in quel momento, la creazione di una zona di offerta offshore separata per «Kriegers Flak Combined Grid Facility» e/o la realizzazione di investimenti aggiuntivi per aumentare la capacità di trasmissione disponibile. Se a seguito di una richiesta di proroga la Commissione giunge alla conclusione che sono necessarie modifiche all'approccio normativo definito nella presente decisione, o che sono necessarie altre condizioni per accrescere la concorrenza o l'integrazione del mercato, è concesso un periodo di tempo sufficiente per la loro introduzione, informando gli altri partecipanti al mercato con un anticipo altrettanto sufficiente in merito alle possibili modifiche della capacità transfrontaliera disponibile.

Articolo 5

Se i fornitori di servizi di flessibilità manifestano un interesse concreto per la realizzazione di progetti che potrebbero aumentare la capacità disponibile per gli scambi in «Kriegers Flak Combined Grid Facility» avvalendosi di servizi di flessibilità, tali investimenti sono presi in debita considerazione dalle autorità danesi e tedesche, sfruttando il loro potenziale per aumentare la capacità disponibile per gli scambi fino al valore minimo di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento Mercato energia elettrica. Qualora tali investimenti siano proposti ma non consentiti in «Kriegers Flak Combined Grid Facility», le autorità nazionali ne informano la Commissione.

Articolo 6

Il Regno di Danimarca e la Repubblica federale di Germania sono destinatari della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, l'11 novembre 2020

Per la Commissione
Kadri SIMSON
Membro della Commissione