

II

(Atti non legislativi)

REGOLAMENTI

REGOLAMENTO (UE) 2016/631 DELLA COMMISSIONE

del 14 aprile 2016

che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

visto il 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 ⁽¹⁾, in particolare l'articolo 6, paragrafo 11,

considerando quanto segue:

- (1) Realizzare rapidamente un mercato interno dell'energia perfettamente funzionante e interconnesso è fondamentale per mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, aumentare la competitività e garantire che tutti i consumatori possano acquistare energia a prezzi accessibili.
- (2) Il regolamento (CE) n. 714/2009 stabilisce norme non discriminatorie che disciplinano l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica. Inoltre, l'articolo 5 della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾ impone agli Stati membri o alle autorità di regolamentazione, qualora gli Stati membri abbiano così disposto, di assicurare, tra le altre cose, che siano definite norme tecniche oggettive e non discriminatorie che stabiliscano i requisiti tecnici minimi di progettazione e di funzionamento per la connessione al sistema. Nei casi in cui i requisiti costituiscono condizioni di connessione alle reti nazionali, l'articolo 37, paragrafo 6, della medesima direttiva conferisce alle autorità di regolamentazione il compito di fissare o approvare quantomeno le metodologie usate per calcolarle o stabilirle. Per assicurare la sicurezza del sistema di trasmissione interconnesso, è fondamentale stabilire un'interpretazione comune dei requisiti applicabili ai gruppi di generazione. Tali requisiti, che contribuiscono a mantenere, preservare e ripristinare la sicurezza del sistema al fine di facilitare il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica all'interno delle aree sincrone e tra di esse, nonché a conseguire l'efficienza in termini di costi, dovrebbero essere considerati questioni transfrontaliere relative alla rete e questioni relative all'integrazione del mercato.
- (3) È opportuno definire norme armonizzate sulla connessione alla rete per i gruppi di generazione allo scopo di stabilire un quadro giuridico chiaro per le connessioni alla rete, agevolare gli scambi di energia sul territorio dell'Unione europea, garantire la sicurezza del sistema, facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili, incentivare la concorrenza e consentire un uso più efficiente della rete e delle risorse, a vantaggio dei consumatori.
- (4) La sicurezza del sistema dipende in parte dai limiti tecnici di capability dei gruppi di generazione. Pertanto il regolare coordinamento a livello di reti di trasmissione e di distribuzione e prestazioni adeguate delle apparecchiature connesse alle reti di trasmissione e di distribuzione, con sufficiente solidità per fronteggiare i disturbi e

⁽¹⁾ GUL 211 del 14.8.2009, pag. 15.

⁽²⁾ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GUL 211 del 14.8.2009, pag. 55).

contribuire a prevenire eventuali importanti perturbazioni o per facilitare il ripristino del sistema dopo un collasso, sono prerequisiti fondamentali.

- (5) Il funzionamento sicuro del sistema è possibile solo se vi è una stretta cooperazione tra i titolari degli impianti di generazione di energia e i gestori dei sistemi. In particolare, il funzionamento del sistema in condizioni operative anomale dipende dalla risposta dei gruppi di generazione alle deviazioni dai valori di riferimento di 1 *per unit* (pu) di tensione e dai valori nominali di frequenza. Nel contesto della sicurezza del sistema, le reti e i gruppi di generazione dovrebbero essere considerati come un'unica entità dal punto di vista ingegneristico, dato che si tratta di parti interdipendenti. È pertanto opportuno definire requisiti tecnici pertinenti per i gruppi di generazione come prerequisito per la connessione alla rete.
- (6) Le autorità di regolamentazione dovrebbero considerare i costi ragionevoli effettivamente sostenuti dai gestori di sistema per l'attuazione del presente regolamento nello stabilire o nell'approvare le tariffe di trasmissione o di distribuzione o le relative metodologie di calcolo o nell'approvare i termini e le condizioni per la connessione e l'accesso alle reti nazionali conformemente all'articolo 37, paragrafi 1 e 6, della direttiva 2009/72/CE e all'articolo 14 del regolamento (CE) n. 714/2009.
- (7) I diversi sistemi elettrici sincroni dell'Unione presentano caratteristiche differenti di cui è necessario tener conto nel definire i requisiti per i generatori. Nel definire le norme di connessione alla rete è pertanto opportuno tenere conto delle specificità regionali, secondo quanto stabilito all'articolo 8, paragrafo 6, del regolamento (CE) n. 714/2009.
- (8) In considerazione della necessità di garantire la certezza normativa, i requisiti previsti dal presente regolamento dovrebbero applicarsi ai nuovi impianti di generazione, mentre non dovrebbero applicarsi ai gruppi di generazione esistenti o a quelli che si trovano già a uno stadio avanzato della pianificazione ma non sono stati ancora completati, a meno che l'autorità di regolamentazione competente o lo Stato membro interessato non decida altrimenti, in considerazione dell'evoluzione dei requisiti di sistema e di un'analisi completa costi-benefici o qualora siano stati effettuati importanti interventi di ammodernamento di tali impianti di generazione.
- (9) La significatività dei gruppi di generazione dovrebbe dipendere dalle loro dimensioni e dal loro impatto sul sistema nel suo complesso. Le macchine sincrone dovrebbero essere classificate in base alla taglia e includere tutti i componenti di un impianto di generazione che normalmente funzionano in modo inseparabile, quali ad esempio gli alternatori e le relative turbine a gas e a vapore che li azionano di un'unica installazione a ciclo combinato. Per un impianto che include diverse installazioni a ciclo combinato con turbine a gas di questo tipo, ogni installazione dovrebbe essere valutata in base alla sua taglia e non in base alla capacità complessiva dell'impianto. Le unità di generazione connesse in modo asincrono, laddove siano raggruppate in modo da costituire un'unità economica e abbiano un solo punto di connessione, dovrebbero essere valutate in base alla loro capacità aggregata.
- (10) In considerazione del diverso livello di tensione con cui i generatori sono connessi e della loro capacità di generazione massima, il presente regolamento dovrebbe operare una distinzione tra i diversi tipi di generatori definendo differenti livelli di requisiti. Il presente regolamento non fissa le norme per determinare il livello di tensione del punto di connessione al quale sarà connesso il gruppo di generazione.
- (11) I requisiti applicabili ai gruppi di generazione di tipo A dovrebbero essere quelli minimi necessari ad assicurare capacità di generazione con condizioni di risposta automatica limitata e livello minimo di controllo da parte del gestore di sistema. Essi dovrebbero garantire che non vi siano ingenti perdite di generazione nell'ambito dei range operativi del sistema, in modo da ridurre al minimo gli eventi critici, e includere i requisiti necessari per un intervento diffuso durante gli eventi critici per il sistema.
- (12) I requisiti applicabili ai gruppi di generazione di tipo B dovrebbero fornire una più elevata capacità di risposta dinamica automatica, con una maggiore resilienza in caso di eventi operativi, in modo da garantire l'utilizzo di questa risposta dinamica, un maggiore livello di controllo da parte del gestore di sistema e informazioni per l'uso di tali capacità. Essi assicurano una risposta automatica per attenuare l'impatto degli eventi di sistema e ottimizzare la risposta dinamica agli stessi a livello di generazione.
- (13) I requisiti applicabili ai gruppi di generazione di tipo C dovrebbero fornire una risposta dinamica in tempo reale mirata, stabile e altamente controllabile, intesa a fornire i servizi ausiliari fondamentali per assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento. Tali requisiti dovrebbero riguardare tutti gli stati del sistema e specificare in modo dettagliato le interazioni tra requisiti, funzioni, controllo e informazioni per utilizzare queste capacità e assicurare una risposta del sistema in tempo reale, necessaria per evitare e gestire gli eventi di sistema e per rispondere agli stessi. Questi requisiti dovrebbero inoltre fornire capacità ai gruppi di generazione sufficienti a rispondere a situazioni di funzionamento del sistema con e senza disturbi, oltre a fornire le informazioni e il controllo necessari per utilizzare la generazione in situazioni differenti.

- (14) I requisiti applicabili ai gruppi di generazione di tipo D dovrebbero essere specifici per la generazione connessa a una tensione più elevata, con un impatto sul controllo e sul funzionamento dell'intero sistema. Essi dovrebbero assicurare il funzionamento stabile del sistema interconnesso, consentendo l'uso di servizi ausiliari a livello europeo.
- (15) I requisiti dovrebbero basarsi sui principi della non discriminazione e della trasparenza, nonché sul principio dell'ottimizzazione volto a conseguire la massima efficienza complessiva al minor costo totale per tutte le parti coinvolte. Questi principi dovrebbero pertanto riflettere le differenze nel trattamento delle tecnologie di generazione che presentano caratteristiche intrinseche diverse ed evitare gli investimenti non necessari in talune aree geografiche, al fine di tener conto delle rispettive specificità regionali. I gestori dei sistemi di trasmissione («TSO») e i gestori dei sistemi di distribuzione («DSO»), compresi i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi («CDSO»), possono tener conto di tali differenze nel definire i requisiti conformemente alle disposizioni del presente regolamento, riconoscendo tuttavia che le soglie in base alle quali si determina se un sistema è di trasmissione o di distribuzione sono stabilite a livello nazionale.
- (16) A causa del suo impatto transfrontaliero, il presente regolamento dovrebbe mirare agli stessi requisiti relativi alla frequenza per tutti i livelli di tensione, almeno all'interno di un'area sincrona. Si tratta di una necessità poiché, all'interno della stessa area sincrona, una variazione della frequenza in uno Stato membro avrebbe un impatto immediato sulla frequenza in tutti gli altri Stati membri, con possibili danni alle apparecchiature.
- (17) Al fine di garantire la sicurezza del sistema, i gruppi di generazione in ogni area sincrona del sistema interconnesso dovrebbero poter restare connessi al sistema per determinati intervalli di frequenza e tensione.
- (18) Il presente regolamento dovrebbe prevedere delle serie di parametri per consentire l'effettuazione di scelte a livello nazionale per quanto riguarda la capacità di *fault-ride-through*, al fine di adottare un approccio adeguato che rifletta le varie esigenze dei sistemi, come il livello di energie rinnovabili e gli schemi di protezione della rete utilizzati, sia per i sistemi di trasmissione che per i sistemi di distribuzione. In considerazione della configurazione di talune reti, il limite superiore per i requisiti relativi al *fault-ride-through* dovrebbe essere 250 millisecondi. Tuttavia, dato che attualmente il tempo richiesto per l'eliminazione di un guasto in Europa corrisponde nella maggior parte dei casi a 150 millisecondi, l'entità designata dallo Stato membro per approvare i requisiti del presente regolamento ha un certo margine per accertare l'eventuale necessità di un requisito che preveda un intervallo di tempo più lungo prima di approvarlo.
- (19) Nel definire le condizioni precedenti e successive al guasto per la capacità di *fault-ride-through*, tenendo conto di caratteristiche del sistema quali la topologia di rete e il mix energetico prodotto, il TSO in questione dovrebbe decidere se dare priorità alle condizioni operative dei gruppi di generazione precedenti al guasto o a tempi di eliminazione del guasto più lunghi.
- (20) Assicurare una riconnessione adeguata dopo una disconnessione accidentale dovuta a un disturbo sulla rete è importante per il funzionamento del sistema interconnesso. Una protezione adeguata della rete è essenziale per preservare la stabilità e la sicurezza del sistema, soprattutto in caso di disturbi. Gli schemi di protezione possono impedire il peggioramento dei disturbi e limitarne le conseguenze.
- (21) Un adeguato scambio di informazioni tra i gestori di sistema e i titolari degli impianti di generazione è un presupposto indispensabile per consentire ai primi di preservare la stabilità e la sicurezza del sistema. I gestori di sistema hanno bisogno di avere costantemente una panoramica dello stato del sistema, comprese le informazioni sulle condizioni di funzionamento dei gruppi di generazione, e devono avere la possibilità di comunicare con questi ultimi per fornire istruzioni operative.
- (22) Nelle situazioni di emergenza che potrebbero compromettere la stabilità e la sicurezza del sistema, i gestori di sistema dovrebbero avere la possibilità di ordinare l'adeguamento della produzione dei gruppi di generazione in modo da poter adempiere le proprie responsabilità in termini di sicurezza del sistema.
- (23) Gli intervalli dei valori di tensione dovrebbero essere coordinati tra i sistemi interconnessi poiché sono essenziali per assicurare la pianificazione e il funzionamento di un sistema elettrico all'interno di un'area sincrona. Le disconnessioni dovute a disturbi della tensione incidono sui sistemi limitrofi. La mancata indicazione degli intervalli dei valori di tensione può comportare un'incertezza diffusa nella pianificazione e nel funzionamento del sistema in situazioni diverse dalle normali condizioni operative.
- (24) Quanto necessario in termini di potenza reattiva da mettere a disposizione dipende da diversi fattori, tra cui il livello di magliatura della rete e il rapporto tra potenza in entrata e consumo, che vanno presi in considerazione al momento di stabilire i requisiti in termini di potenza reattiva. Quando le caratteristiche del sistema regionale

variano nell'ambito dell'area di responsabilità di un gestore di sistema, potrebbe essere opportuno definire più di un profilo. La produzione di potenza reattiva (induttiva) a tensioni elevate e il consumo di potenza reattiva (capacitiva) a basse tensioni potrebbero non essere necessari. I requisiti relativi alla potenza reattiva potrebbero imporre vincoli alla progettazione e alla gestione degli impianti di generazione. È pertanto importante valutare attentamente le capacità effettivamente richieste per un funzionamento efficiente del sistema.

- (25) I gruppi di generazione sincroni hanno la capacità intrinseca di resistere alle deviazioni della frequenza o di rallentarle, una caratteristica che molte tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili non hanno. È pertanto opportuno adottare contromisure per evitare una maggiore deviazione della frequenza durante un'intensa produzione di energia da fonti rinnovabili. L'inerzia sintetica potrebbe facilitare l'ulteriore espansione delle energie rinnovabili, che per loro natura non contribuiscono all'inerzia.
- (26) È opportuno imporre l'esecuzione di prove di conformità adeguate e proporzionate, in modo che i gestori di sistema possano garantire la sicurezza di esercizio.
- (27) Le autorità di regolamentazione, gli Stati membri e i gestori di sistema dovrebbero, in fase di elaborazione e approvazione dei requisiti per la connessione alla rete, provvedere ad armonizzarli il più possibile al fine di garantire la piena integrazione del mercato. Nello sviluppo dei requisiti di connessione è opportuno tenere particolarmente conto delle norme tecniche già consolidate.
- (28) Nel presente regolamento si dovrebbe definire un processo di deroga alle disposizioni per tenere conto delle specificità locali nei casi eccezionali in cui, ad esempio, il rispetto delle norme potrebbe compromettere la stabilità della rete locale o in cui il funzionamento sicuro di un gruppo di generazione potrebbe richiedere condizioni operative non conformi alle disposizioni del regolamento. Nel caso di specifici impianti di cogenerazione, che offrono maggiori vantaggi in termini di efficienza, l'applicazione delle norme fissate dal presente regolamento potrebbe dar luogo a costi sproporzionati e alla perdita dei summenzionati vantaggi.
- (29) Previa approvazione della competente autorità di regolamentazione, o di un'altra autorità se del caso in uno Stato membro, i gestori di sistema dovrebbero essere autorizzati a proporre deroghe per talune classi di gruppi di generazione.
- (30) Il presente regolamento, adottato sulla base del regolamento (CE) n. 714/2009, integra il regolamento stesso e ne costituisce parte integrante. I riferimenti al regolamento (CE) n. 714/2009 devono essere intesi anche come riferimenti al presente regolamento.
- (31) Le misure previste dal presente regolamento sono conformi al parere del comitato di cui all'articolo 23, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 714/2009,

HA ADOTTATO IL PRESENTE REGOLAMENTO:

TITOLO I

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Oggetto

Il presente regolamento istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione degli impianti di generazione di energia, vale a dire i gruppi di generazione sincroni, i parchi di generazione e i parchi di generazione offshore, al sistema interconnesso. Esso contribuisce pertanto ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia elettrica rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione.

Il presente regolamento stabilisce inoltre obblighi intesi a far sì che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di generazione di energia, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione.

Articolo 2

Definizioni

Ai fini del presente regolamento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾, all'articolo 2 del regolamento (CE) n. 714/2009, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2015/1222 ⁽²⁾ della Commissione, all'articolo 2 del regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione ⁽³⁾ e all'articolo 2 della direttiva 2009/72/CE.

Si applicano, inoltre, le seguenti definizioni:

1. «entità», un'autorità di regolamentazione, altra autorità nazionale, gestore di sistema o altro organismo pubblico o privato designata ai sensi del diritto nazionale;
2. «area sincrona», un'area gestita da TSO interconnessi in maniera sincrona, come le aree sincrone Europa continentale, Gran Bretagna, Irlanda-Irlanda del Nord e Nordica e i sistemi elettrici di Lituania, Lettonia ed Estonia (Baltico), che fanno parte di un'area sincrona più ampia;
3. «tensione», differenza di potenziale elettrico tra due punti misurata come valore efficace (valore quadratico medio) delle tensioni fase-fase alla sequenza positiva ed alla frequenza fondamentale;
4. «potenza apparente», prodotto dei valori della tensione e della corrente alla frequenza fondamentale, moltiplicato per la radice quadrata di tre nel caso dei sistemi trifase, solitamente espressa in kilovolt-ampere (kVA) o in megavolt-ampere (MVA);
5. «gruppo di generazione», gruppo di generazione di energia elettrica sincrono o parco di generazione;
6. «impianto di generazione», impianto di conversione dell'energia primaria in energia elettrica che consiste in uno o più gruppi di generazione dell'energia elettrica connessi a una rete in uno o più punti di connessione;
7. «titolare di un impianto di generazione», persona fisica o giuridica che possiede un impianto di generazione dell'energia elettrica;
8. «macchinari di generazione principali», uno o più elementi principali dell'apparecchiatura necessaria per convertire la fonte energetica primaria in energia elettrica;
9. «gruppo di generazione sincrono», gruppo indivisibile di installazioni per la generazione di energia elettrica, tali che la velocità del generatore e la frequenza di rete siano in rapporto costante (sincrone);
10. «documento del gruppo di generazione» o «PGMD», documento fornito dal titolare dell'impianto di generazione al gestore di sistema pertinente per un gruppo di generazione di tipo B o C, che attesta che il gruppo di generazione è risultato conforme ai criteri tecnici di cui al presente regolamento e fornisce i dati e le dichiarazioni necessari, compresa una dichiarazione di conformità;
11. «pertinente TSO», TSO nella cui area di controllo è o sarà connesso alla rete, a qualsiasi livello di tensione, un gruppo di generazione, un impianto di consumo, un sistema di distribuzione o un sistema HVDC;
12. «rete», impianti e apparecchiature connessi tra loro per trasmettere o distribuire energia elettrica;
13. «pertinente gestore di sistema», gestore di sistema di trasmissione o gestore di sistema di distribuzione al cui sistema è o sarà connesso un gruppo di generazione, un impianto di consumo, un sistema di distribuzione o un sistema HVDC;

⁽¹⁾ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (GU L 315 del 14.11.2012, pag. 1).

⁽²⁾ 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⁾ Regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione, del 14 giugno 2013, sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica e recante modifica dell'allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 163 del 15.6.2013, pag. 1).

14. «contratto di connessione», contratto tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione, il titolare dell'impianto di consumo, il gestore del sistema di distribuzione o il titolare del sistema HVDC, che riguarda il sito pertinente e i requisiti tecnici specifici per l'impianto di generazione, l'impianto di consumo, il sistema di distribuzione, la connessione del sistema di distribuzione o il sistema HVDC;
15. «punto di connessione», interfaccia tramite la quale il gruppo di generazione, l'impianto di consumo, il sistema di distribuzione o il sistema HVDC è connesso a un sistema di trasmissione, a una rete offshore, a un sistema di distribuzione (compresi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC, così come individuati nel contratto di connessione;
16. «potenza massima» o «Pmax», potenza attiva massima erogata in modo continuativo da un gruppo di generazione, escludendo l'eventuale assorbimento necessario a facilitare il funzionamento del gruppo e non immesso in rete, come specificato nel contratto di connessione o concordato tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione;
17. «parco di generazione», unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connesso alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che ha un solo punto di connessione a un sistema di trasmissione, a un sistema di distribuzione (inclusi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC;
18. «parco di generazione offshore», parco di generazione situato in mare aperto con punto di connessione in mare aperto;
19. «funzionamento come compensatore sincrono», funzionamento di un alternatore senza motore primo, per regolare la tensione dinamicamente mediante produzione o assorbimento di potenza reattiva;
20. «potenza attiva», la componente reale della potenza apparente alla frequenza fondamentale, espressa in watt o multipli di watt, ad esempio kilowatt (kW) o megawatt (MW);
21. «impianto di pompaggio», unità di generazione nella quale l'acqua può essere pompata a una quota più alta in serbatoio idrico per essere usata successivamente per la generazione di energia elettrica;
22. «frequenza», frequenza elettrica del sistema espressa in hertz che può essere misurata in tutte le parti dell'area sincrona presupponendo un valore coerente di sistema in una finestra temporale di secondi, con differenze trascurabili tra differenti punti di misurazione. Il suo valore nominale è 50 Hz;
23. «statismo», rapporto tra una variazione permanente della frequenza e la risultante variazione permanente della potenza attiva prodotta, espresso in termini percentuali. La variazione della frequenza è espressa in relazione alla frequenza nominale, mentre la variazione della potenza attiva è espressa in relazione alla potenza massima o alla potenza attiva effettiva al raggiungimento della soglia pertinente;
24. «livello minimo di regolazione», potenza attiva minima, specificata nel contratto di connessione o concordata tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione, a cui il gruppo di generazione può regolare la potenza attiva con potenza a scendere;
25. «setpoint», valore di riferimento di un parametro, usato solitamente negli schemi di controllo;
26. «istruzione», comando impartito, da un gestore di sistema nell'ambito delle sue competenze, al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, a un gestore di sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC affinché venga eseguita un'azione;
27. «guasto estinto», guasto eliminato correttamente secondo i criteri del gestore di sistema;
28. «potenza reattiva», la componente immaginaria della potenza apparente alla frequenza fondamentale, espressa solitamente in kilovar (kVAr) o megavar (MVar);
29. «fault-ride-through», capacità degli apparati elettrici di rimanere connessi alla rete e in esercizio durante un transitorio di riduzione della tensione al punto di connessione determinato da un guasto estinto;
30. «alternatore», dispositivo che converte l'energia meccanica in energia elettrica mediante un campo magnetico rotante;
31. «corrente», velocità del flusso della carica elettrica, misurata con il valore quadratico medio della sequenza positiva della corrente di fase alla frequenza fondamentale;
32. «statore», porzione di una macchina rotante che comprende le parti magnetiche stazionarie e i relativi avvolgimenti;

33. «inerzia», proprietà di un corpo rigido rotante, ad esempio il rotore di un alternatore, grazie alla quale esso mantiene il proprio stato di movimento rotatorio uniforme e il proprio momento angolare, a meno che non venga applicato un momento torcente esterno;
34. «inerzia sintetica», capacità di un parco di generazione o di un sistema HVDC di simulare l'effetto dell'inerzia di un gruppo di generazione sincrono, ai livelli prescritti di prestazione;
35. «controllo della frequenza», capacità di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC di adattare la sua produzione di potenza attiva in risposta a una deviazione della frequenza del sistema misurata rispetto a un setpoint, al fine di mantenere una frequenza del sistema stabile;
36. «Frequency Sensitive Mode» o «FSM», modalità di funzionamento del gruppo di generazione o del sistema HVDC in cui la produzione di potenza attiva cambia in risposta a una variazione della frequenza del sistema, in modo tale da favorire il ripristino della frequenza desiderata;
37. «Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O)», modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina una riduzione della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sopra di un determinato valore;
38. «Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)», modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina un aumento della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sotto di un determinato valore;
39. «banda morta della risposta in frequenza», intervallo impostato volontariamente entro il quale il controllo di frequenza è inibito;
40. «insensibilità della risposta in frequenza», caratteristica intrinseca del sistema di controllo specificata come il valore minimo della variazione di frequenza o segnale in ingresso che determina una variazione della potenza in uscita o del segnale in uscita;
41. «diagramma di capability P-Q», diagramma che descrive la capability della potenza reattiva di un gruppo di generazione al variare della potenza attiva al punto di connessione;
42. «stabilità statica», capacità di una rete o di un gruppo di generazione sincrono di tornare a un funzionamento stabile e di mantenerlo in seguito a piccole perturbazioni;
43. «funzionamento in isola», funzionamento indipendente di un'intera rete o di una sua parte, isolata dopo il distacco dal sistema interconnesso, che dispone di almeno un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che fornisce potenza alla rete in isola e controlla la frequenza e la tensione;
44. «funzionamento in rifiuto di carico», funzionamento che garantisce che gli impianti di generazione di energia elettrica possano continuare ad alimentare i carichi interni in caso di guasti in rete che comportino il distacco dei gruppi di generazione dalla rete stessa e la loro commutazione sui servizi ausiliari;
45. «capacità di black start», capacità di un gruppo di generazione di avviarsi autonomamente in caso di assenza di tensione sulla rete mediante una fonte di alimentazione ausiliaria dedicata e senza alcuna alimentazione elettrica esterna all'impianto di generazione;
46. «certificatore autorizzato», entità che rilascia i certificati delle apparecchiature e i documenti relativi ai gruppi di generazione, accreditata dall'affiliata nazionale della Cooperazione europea per l'accreditamento («EA»), istituita a norma del regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;
47. «certificato dell'apparecchiatura», documento rilasciato da un certificatore autorizzato per le apparecchiature utilizzate da un gruppo di generazione, un'unità di consumo, un sistema di distribuzione, un impianto di consumo o un sistema HVDC. Il certificato dell'apparecchiatura definisce l'ambito della sua validità a livello nazionale o a un altro livello per il quale viene selezionato un valore specifico tra quelli compresi nell'intervallo permesso a livello europeo. Allo scopo di sostituire parti specifiche del processo di conformità, il certificato dell'apparecchiatura può includere modelli verificati alla luce dei risultati effettivi delle prove;
48. «sistema di controllo dell'eccitazione», sistema di controllo in retroazione della macchina sincrona e del suo sistema di eccitazione;
49. «profilo U-Q/Pmax», curva che rappresenta la capability della potenza reattiva di un gruppo di generazione o di una stazione di conversione HVDC in presenza di variazione della tensione al punto di connessione;

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 luglio 2008, che pone norme in materia di accreditamento e vigilanza del mercato per quanto riguarda la commercializzazione dei prodotti e che abroga il regolamento (CEE) n. 339/93 (GU L 218 del 13.8.2008, pag. 30).

50. «livello minimo di funzionamento stabile», potenza attiva minima, specificata nel contratto di connessione o concordata tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione, a cui il gruppo di generazione può funzionare stabilmente per un tempo illimitato;
51. «limitatore di sovraccitazione», dispositivo di controllo dell'AVR che impedisce il sovraccarico del rotore di un alternatore limitando la corrente di eccitazione;
52. «limitatore di sottoeccitazione», dispositivo di controllo presente nell'AVR che ha lo scopo di impedire la perdita di sincronismo dell'alternatore con la rete per mancanza di eccitazione;
53. «regolatore automatico di tensione» o «AVR», apparecchiatura automatica che controlla continuamente la tensione ai morsetti di un gruppo di generazione sincrono dell'energia elettrica, confrontando l'effettiva tensione ai morsetti con un valore di riferimento e controllando l'uscita del sistema di controllo dell'eccitazione;
54. «sistema di stabilizzazione della potenza» o «PSS», funzionalità supplementare dell'AVR di un gruppo di generazione sincrono che serve a smorzare le oscillazioni di potenza;
55. «corrente di guasto rapido», iniezione di corrente da un parco di generazione o da un sistema HVDC durante o dopo una deviazione della tensione causata da un guasto elettrico, allo scopo di individuare, mediante i sistemi di protezione della rete, un guasto al suo stadio iniziale, facilitando il supporto alla tensione in una successiva fase del guasto e il ripristino della tensione di rete dopo l'eliminazione del guasto;
56. «fattore di potenza», rapporto tra il valore assoluto della potenza attiva e la potenza apparente;
57. «pendenza», rapporto tra la variazione di tensione, riferita alla tensione di riferimento di 1 pu, e una variazione di potenza reattiva in ingresso da zero al massimo, riferita alla massima potenza reattiva;
58. «sistema di connessione alla rete offshore», insieme di tutti gli elementi di interconnessione tra un punto di connessione offshore e la rete onshore nel punto di interconnessione onshore;
59. «punto di interconnessione alla rete onshore», punto in cui il sistema di connessione alla rete offshore è connesso con la rete onshore del pertinente gestore di sistema;
60. «documento di installazione», semplice documento preimpostato contenente informazioni su un gruppo di generazione di tipo A o un'unità di consumo predisposta alla gestione della domanda e connessa a una tensione inferiore a 1 000 V e che conferma la conformità del gruppo o dell'unità ai requisiti pertinenti;
61. «dichiarazione di conformità», documento, fornito dal titolare di un impianto di generazione, dal titolare di un impianto di consumo, dal gestore di un sistema di distribuzione o dal titolare di un sistema HVDC al gestore del sistema, in cui si dichiara lo stato corrente di conformità alle specifiche e ai requisiti pertinenti;
62. «comunicazione definitiva di esercizio» o «FON», comunicazione da parte del gestore di sistema pertinente al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, al gestore di un sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC che risponde alle specifiche e ai requisiti pertinenti, mediante la quale li si autorizza ad utilizzare la connessione di rete per l'esercizio, rispettivamente, di un gruppo di generazione, di un impianto di consumo, di un sistema di distribuzione o di un sistema HVDC;
63. «comunicazione di entrata in esercizio» o «EON», comunicazione rilasciata dal gestore di sistema pertinente al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, al gestore di un sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC prima della messa in tensione della sua rete interna;
64. «comunicazione di esercizio provvisorio» o «ION», comunicazione rilasciata dal gestore di sistema pertinente al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, al gestore di un sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC che li autorizza a far funzionare per un periodo limitato di tempo rispettivamente un gruppo di generazione, un impianto di consumo, un sistema di distribuzione o un sistema HVDC utilizzando la connessione alla rete, nonché ad avviare prove di conformità al fine di garantire la conformità alle specifiche e ai requisiti pertinenti;
65. «comunicazione di esercizio limitato» o «LON», comunicazione rilasciata dal gestore di sistema pertinente al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, al gestore di un sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC che ha raggiunto in precedenza lo stato di FON ma è temporaneamente soggetto a una variazione significativa o a una perdita delle sue caratteristiche che comporta una non conformità alle specifiche e ai requisiti applicabili.

Articolo 3

Ambito di applicazione

1. Salvo disposizione contraria, i requisiti relativi alla connessione di cui al presente regolamento si applicano ai nuovi gruppi di generazione ritenuti significativi ai sensi dell'articolo 5.

Il gestore di sistema pertinente rifiuta di consentire la connessione a un gruppo di generazione non conforme ai requisiti stabiliti nel presente regolamento e rispetto al quale non sia stata concessa una deroga dall'autorità di regolamentazione o da un'altra autorità se applicabile in uno Stato membro secondo quanto stabilito all'articolo 60. Il gestore di sistema pertinente comunica tale rifiuto, mediante una dichiarazione scritta motivata, al titolare dell'impianto di generazione e, salvo diversamente specificato dall'autorità di regolamentazione, all'autorità di regolamentazione.

2. Il presente regolamento non si applica:

- a) ai gruppi di generazione connessi al sistema di trasmissione e ai sistemi di distribuzione o a parti del sistema di trasmissione o dei sistemi di distribuzione di isole di uno Stato membro i cui sistemi non sono connessi in modo sincrono con le aree sincrone dell'Europa continentale, della Gran Bretagna, dell'Europa settentrionale, dell'Irlanda e Irlanda del Nord e del Baltico;
- b) ai gruppi di generazione installati per fornire energia di riserva e funzionare in parallelo con la rete per meno di cinque minuti per mese civile mentre il sistema si trova in stato normale. Il funzionamento parallelo durante la manutenzione o le prove di messa in esercizio del gruppo di generazione non contano ai fini del limite di cinque minuti;
- c) ai gruppi di generazione che non hanno un punto di connessione permanente e sono utilizzati dai gestori di sistema per fornire temporaneamente potenza quando la normale capacità del sistema è parzialmente o completamente indisponibile;
- d) ai dispositivi di accumulo di energia, ad eccezione dei gruppi di generazione con accumulo per pompaggio di cui all'articolo 6, paragrafo 2.

Articolo 4

Applicazione ai gruppi di generazione esistenti

1. Ai gruppi di generazione esistenti non si applicano i requisiti di cui al presente regolamento, tranne nel caso in cui:

- a) un gruppo di generazione di tipo C o di tipo D sia stato modificato a tal punto da rendere necessaria una sostanziale revisione del suo contratto di connessione secondo la procedura descritta di seguito:
 - i) i titolari degli impianti di generazione di energia che intendono effettuare un intervento di ammodernamento o un intervento di sostituzione di apparecchiature che abbia un impatto sulle prestazioni tecniche del gruppo di generazione comunicano in anticipo i propri piani al gestore di sistema pertinente;
 - ii) se ritiene che la portata dell'intervento di ammodernamento o di sostituzione delle apparecchiature sia tale da richiedere un nuovo contratto di connessione, il gestore di sistema ne dà notifica alla competente autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro; e
 - iii) la competente autorità di regolamentazione o, se del caso, lo Stato membro decide se è necessario rivedere il contratto di connessione esistente o stipularne uno nuovo e stabilisce quali requisiti del presente regolamento sono applicabili; oppure
- b) un'autorità di regolamentazione o, se del caso, uno Stato membro decida di vincolare un gruppo di generazione esistente al rispetto di tutti o di alcuni dei requisiti di cui al presente regolamento, a seguito di una proposta presentata dal pertinente TSO conformemente ai paragrafi 3, 4 e 5.

2. Ai fini del presente regolamento, un gruppo di generazione è considerato esistente se:

- a) è già connesso alla rete alla data di entrata in vigore del presente regolamento; oppure
- b) il titolare dell'impianto di generazione ha concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali entro due anni dall'entrata in vigore del regolamento. Il titolare dell'impianto di generazione è tenuto a comunicare la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro 30 mesi dall'entrata in vigore del regolamento.

La notifica trasmessa dal titolare dell'impianto di generazione al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO indica almeno il titolo del contratto, la data della firma, la data dell'entrata in vigore e le specifiche dei macchinari di generazione principali da costruire, assemblare o acquistare.

Uno Stato membro può prevedere che in determinate circostanze l'autorità di regolamentazione possa stabilire se il gruppo di generazione debba essere considerato esistente o nuovo.

3. A seguito di una consultazione pubblica a norma dell'articolo 10 e per rispondere a cambiamenti significativi del contesto di riferimento, ad esempio l'evoluzione dei requisiti dei sistemi, come la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, delle reti intelligenti, della generazione distribuita o della gestione della domanda, il pertinente TSO può proporre all'autorità di regolamentazione interessata o, se del caso, allo Stato membro l'estensione dell'applicazione del presente regolamento ai gruppi di generazione esistenti.

A tal fine si esegue un'analisi costi-benefici quantitativa accurata e trasparente, in conformità agli articoli 38 e 39. L'analisi indica:

- a) i costi, in relazione ai gruppi di generazione esistenti, derivanti dall'obbligo di rispettare il presente regolamento;
- b) i vantaggi socioeconomici derivanti dall'applicazione dei requisiti di cui al presente regolamento; e
- c) le potenzialità delle misure alternative per il conseguimento delle prestazioni richieste.

4. Prima di effettuare l'analisi costi-benefici quantitativa di cui al paragrafo 3, il pertinente TSO:

- a) effettua un confronto qualitativo preliminare dei costi e dei benefici;
- b) ottiene l'approvazione della pertinente autorità di regolamentazione o, se del caso, dello Stato membro.

5. La competente autorità di regolamentazione o, ove applicabile, lo Stato membro decide in merito all'estensione dell'applicabilità del presente regolamento ai gruppi di generazione esistenti entro sei mesi dal ricevimento della relazione e della raccomandazione del pertinente TSO, conformemente all'articolo 38, paragrafo 4. La decisione dell'autorità di regolamentazione o, ove applicabile, dello Stato membro viene pubblicata.

6. Il pertinente TSO tiene conto delle legittime aspettative dei titolari degli impianti di generazione nell'ambito della valutazione dell'applicazione del presente regolamento ai gruppi di generazione esistenti.

7. Il pertinente TSO può valutare l'applicazione di alcune o di tutte le disposizioni del presente regolamento ai gruppi di generazione esistenti ogni tre anni, conformemente ai criteri e al processo di cui ai paragrafi da 3 a 5.

Articolo 5

Determinazione della significatività

1. I requisiti applicabili ai gruppi di generazione sono stabiliti in funzione del livello di tensione del loro punto di connessione e della loro potenza massima, secondo le categorie definite al paragrafo 2.

2. I gruppi di generazione che ricadono nelle seguenti categorie sono considerati significativi:

- a) punto di connessione al di sotto di 110 kV e potenza massima di almeno 0,8 kW (tipo A);
- b) punto di connessione al di sotto di 110 kV e potenza massima pari o superiore a una soglia proposta da ciascun TSO pertinente conformemente alla procedura di cui al paragrafo 3 (tipo B). Tale soglia non è superiore ai limiti fissati per i gruppi di generazione di tipo B riportati nella tabella 1;
- c) punto di connessione al di sotto di 110 kV e potenza massima pari o superiore a una soglia specificata da ciascun TSO pertinente conformemente alla procedura di cui al paragrafo 3 (tipo C). Tale soglia non è superiore ai limiti fissati per i gruppi di generazione di tipo C riportati nella tabella 1; oppure
- d) punto di connessione a 110 kV o superiore (tipo D). Un gruppo di generazione è di tipo D anche nel caso in cui il suo punto di connessione sia al di sotto di 110 kV e la sua potenza massima sia pari o superiore a una soglia specificata conformemente al paragrafo 3. Tale soglia non è superiore al limite fissato per i gruppi di generazione di tipo D, riportato nella tabella 1.

Tabella 1

Limiti per le soglie relative ai gruppi di generazione di tipo B, C e D

| Area sincrona | Limite per la soglia relativa alla potenza massima a partire dalla quale un gruppo di generazione è di tipo B | Limite per la soglia relativa alla potenza massima a partire dalla quale un gruppo di generazione è di tipo C | Limite per la soglia relativa alla potenza massima a partire dalla quale un gruppo di generazione è di tipo D |
|----------------------------|---|---|---|
| Europa continentale | 1 MW | 50 MW | 75 MW |
| Gran Bretagna | 1 MW | 50 MW | 75 MW |
| Area nordica | 1,5 MW | 10 MW | 30 MW |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 0,1 MW | 5 MW | 10 MW |
| Baltico | 0,5 MW | 10 MW | 15 MW |

3. Le proposte concernenti le soglie relative alla potenza massima per i gruppi di generazione di tipo B, C e D sono soggette all'approvazione della pertinente autorità di regolamentazione o, se del caso, dello Stato membro. Nel formulare le proposte, i pertinenti TSO si coordinano con i TSO e DSO limitrofi ed effettuano una consultazione pubblica a norma dell'articolo 10. Il TSO pertinente presenta la proposta di modifica delle soglie non prima che siano trascorsi tre anni dalla presentazione della proposta precedente.

4. I titolari degli impianti di generazione di energia forniscono assistenza nel corso di questo processo e trasmettono i dati richiesti dai TSO pertinenti.

5. Se, per effetto della modifica delle soglie, un gruppo di generazione finisce per ricadere in un'altra categoria, prima che diventi obbligatoria la conformità ai requisiti previsti per la nuova categoria, si applica la procedura di cui all'articolo 4, paragrafo 3, concernente i gruppi di generazione esistenti.

*Articolo 6***Applicazione ai gruppi di generazione, ai gruppi di generazione con accumulo per pompaggio, agli impianti di cogenerazione e ai siti industriali**

1. I gruppi di generazione offshore connessi al sistema interconnesso ottemperano ai requisiti applicabili ai gruppi di generazione onshore, a meno che i requisiti non siano appositamente modificati dal pertinente gestore di sistema o a meno che la connessione dei parchi di generazione non sia effettuata tramite un collegamento in corrente continua ad alta tensione o tramite una rete la cui frequenza non è sincrona con la frequenza del sistema interconnesso principale (ad esempio tramite uno schema di conversione back-to-back).

2. I gruppi di generazione con accumulo per pompaggio soddisfano tutti i requisiti pertinenti sia nella modalità operativa di generazione sia in quella di pompaggio. Il funzionamento come compensatore sincrono dei gruppi di generazione con accumulo per pompaggio non ha una durata limitata conseguente alla progettazione tecnica dei gruppi stessi. I gruppi di generazione con accumulo per pompaggio a velocità variabile soddisfano i requisiti applicabili ai gruppi di generazione sincroni, nonché i requisiti di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b), se sono di tipo B, C o D.

3. Per quanto riguarda i gruppi di generazione integrati nelle reti dei siti industriali, i titolari degli impianti di generazione, i gestori di sistema dei siti industriali e i gestori di sistema pertinenti la cui rete è connessa alla rete di un sito industriale hanno il diritto di acconsentire alle condizioni per la disconnessione di tali gruppi di generazione, nonché dei carichi critici che assicurano i processi di produzione, dalla rete del pertinente gestore di sistema. Tale diritto è esercitato in coordinamento con il pertinente TSO.

4. Ad eccezione dei requisiti di cui all'articolo 13, paragrafi 2 e 4, oppure ove non diversamente previsto dalla normativa nazionale, i requisiti di cui al presente regolamento relativi alla capacità di mantenere costante la produzione di potenza attiva o di modulare tale produzione non si applicano ai gruppi di generazione degli impianti per la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica integrati nelle reti dei siti industriali, a condizione che siano rispettati tutti i criteri riportati di seguito:

- a) lo scopo principale di tali impianti è produrre calore per i processi di produzione del sito industriale interessato;
 - b) la generazione di energia termica e la generazione di energia elettrica sono indissolubilmente legate; in altre parole, qualsiasi variazione nella generazione di energia termica dà inevitabilmente luogo a una variazione nella generazione di potenza attiva e viceversa;
 - c) i gruppi di generazione sono di tipo A, B, C o, nell'area sincrona Nordica, D ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 2, lettere da a) a c).
5. Gli impianti di cogenerazione sono valutati in base alla rispettiva capacità elettrica massima.

Articolo 7

Aspetti regolamentari

1. I requisiti di portata generale da stabilirsi da parte dei pertinenti gestori di sistema o TSO a norma del presente regolamento sono soggetti all'approvazione dell'entità designata dallo Stato membro e sono pubblicati. L'entità designata è l'autorità di regolamentazione, salvo diversa disposizione dello Stato membro.

2. Gli Stati membri possono subordinare requisiti specifici per sito da stabilirsi da parte dei pertinenti gestori di sistema o TSO a norma del presente regolamento all'approvazione di un'entità designata.

3. Nell'applicare il presente regolamento, gli Stati membri, i soggetti competenti e i gestori di sistema:

- a) applicano i principi di proporzionalità e di non discriminazione;
- b) garantiscono la trasparenza;
- c) applicano il principio dell'ottimizzazione tra la massima efficienza complessiva e i costi totali più bassi per tutte le parti coinvolte;
- d) rispettano la responsabilità assegnata al pertinente TSO al fine di garantire la sicurezza del sistema, ivi incluso quanto disposto dalla normativa nazionale;
- e) si consultano con i pertinenti DSO e tengono conto del potenziale impatto sul loro sistema;
- f) tengono conto delle specifiche tecniche e delle norme europee concordate.

4. Entro due anni dall'entrata in vigore del presente regolamento, il pertinente gestore di sistema o TSO sottopone all'approvazione dell'entità competente una proposta concernente i requisiti di applicazione generale, o la metodologia utilizzata per calcolarli o stabilirli.

5. Qualora il presente regolamento imponga al pertinente gestore di sistema, al pertinente TSO, al titolare dell'impianto di generazione e/o al gestore del sistema di distribuzione di accordarsi, essi cercano di trovare un accordo entro sei mesi dalla presentazione di una prima proposta trasmessa da una delle parti alle altre parti. Qualora non venga raggiunto un accordo entro questo lasso di tempo, ciascuna delle parti può richiedere alla pertinente autorità di regolamentazione di prendere una decisione entro sei mesi.

6. I soggetti competenti adottano decisioni sulle proposte di requisiti o metodologie entro sei mesi dal ricevimento di dette proposte.

7. Se il pertinente gestore di sistema o TSO ritiene necessario modificare i requisiti o le metodologie previsti e approvati a norma dei paragrafi 1 e 2, alla proposta modificata si applicano le disposizioni di cui ai paragrafi da 3 a 8. I gestori di sistema e i TSO che propongono una modifica tengono conto delle eventuali legittime aspettative dei titolari degli impianti di generazione, dei produttori di apparecchiature e delle altre parti interessate, sulla base dei requisiti o delle metodologie specificati inizialmente o concordati.

8. Qualsiasi parte che intenda sporgere reclamo contro un pertinente gestore di sistema o TSO in relazione agli obblighi di tale gestore o TSO imposti dal presente regolamento può adire l'autorità di regolamentazione, la quale, in veste di autorità per la risoluzione delle controversie, adotta una decisione entro due mesi dal ricevimento del reclamo. Tale termine può essere prorogato di due mesi qualora l'autorità di regolamentazione richieda ulteriori informazioni. Tale termine prorogato può essere ulteriormente prorogato con il consenso del reclamante. La decisione dell'autorità di regolamentazione produce effetti vincolanti a meno che e fin quando non sia annullata in seguito ad impugnazione.

9. Se la determinazione dei requisiti di cui al presente regolamento compete a un gestore di sistema che non è un TSO, gli Stati membri possono disporre che detta determinazione competa invece al TSO.

Articolo 8

Più di un TSO

1. Qualora in uno Stato membro esistano più TSO, il presente regolamento si applica a tutti i TSO operanti nello Stato membro in questione.

2. Gli Stati membri, nell'ambito del regime nazionale di regolamentazione, possono disporre che la responsabilità di rispettare uno, alcuni o tutti gli obblighi imposti dal presente regolamento ai TSO sia attribuita a uno o più TSO specifici.

Articolo 9

Recupero dei costi

1. I costi sostenuti dai gestori di sistema soggetti alla regolamentazione delle tariffe di rete e derivanti dagli obblighi stabiliti dal presente regolamento sono valutati dalle pertinenti autorità di regolamentazione. I costi considerati ragionevoli, efficienti e proporzionati sono recuperati mediante tariffe di rete o altri mezzi idonei.

2. Se richiesto dalle pertinenti autorità di regolamentazione, i gestori di sistema di cui al paragrafo 1, entro tre mesi dalla richiesta, forniscono le informazioni necessarie per facilitare la valutazione dei costi sostenuti.

Articolo 10

Consultazione pubblica

1. I pertinenti gestori di sistema e i pertinenti TSO consultano le parti interessate, comprese le autorità competenti di ciascuno Stato membro, in merito alle proposte di estensione dell'applicabilità del presente regolamento ai gruppi di generazione esistenti conformemente all'articolo 4, paragrafo 3, in merito alle proposte concernenti le soglie conformemente all'articolo 5, paragrafo 3, e in merito alla relazione elaborata conformemente all'articolo 38, paragrafo 3, e all'analisi costi-benefici svolta conformemente all'articolo 63, paragrafo 2. La consultazione ha una durata di almeno un mese.

2. I pertinenti gestori di sistema o i pertinenti TSO tengono in debita considerazione i punti di vista delle parti interessate emersi dalle consultazioni prima di sottoporre il progetto di proposta in merito alle soglie, la relazione o l'analisi costi-benefici all'approvazione dell'autorità di regolamentazione o, se del caso, dello Stato membro. In ogni caso, viene fornita e pubblicata tempestivamente, prima della pubblicazione della proposta o contestualmente ad essa, una motivazione chiara e accurata per l'inclusione o l'esclusione dei punti di vista delle parti interessate.

Articolo 11

Partecipazione delle parti interessate

L'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito «l'Agenzia»), in stretta cooperazione con la Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (di seguito la «ENTSO-E»), organizza la partecipazione delle parti interessate relativamente ai requisiti per la connessione alla rete degli impianti di generazione di energia, nonché ad altri aspetti dell'attuazione del presente regolamento. Tale partecipazione comporta riunioni regolari con le parti interessate al fine di individuare i problemi e proporre miglioramenti, in particolare per quanto attiene ai requisiti per la connessione alla rete degli impianti di generazione.

Articolo 12

Obblighi di riservatezza

1. Le informazioni riservate ricevute, scambiate o trasmesse a norma del presente regolamento sono soggette alle condizioni in materia di segreto professionale di cui ai paragrafi 2, 3 e 4.
2. L'obbligo del segreto professionale si applica a qualsiasi persona, autorità di regolamentazione o entità soggetta alle disposizioni del presente regolamento.
3. Le informazioni riservate ricevute dai soggetti, dalle autorità di regolamentazione o dalle entità di cui al paragrafo 2 durante l'espletamento delle loro mansioni non possono essere divulgate ad altri soggetti o autorità, fatti salvi i casi disciplinati dalla normativa nazionale, dalle altre disposizioni del presente regolamento o da altre norme unionali pertinenti.
4. Fatti salvi i casi disciplinati dalla normativa nazionale o unionale, le autorità di regolamentazione, le entità o le persone che ricevono informazioni riservate a norma del presente regolamento ne possono fruire unicamente ai fini dell'espletamento delle funzioni che esercitano in virtù del presente regolamento.

TITOLO II

REQUISITI

CAPO 1

Requisiti generali

Articolo 13

Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo A

1. I gruppi di generazione di tipo A soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della frequenza:
 - a) Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di frequenza:
 - i) un gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli di frequenza e gli intervalli di tempo specificati nella tabella 2;
 - ii) il gestore di sistema pertinente, in coordinamento con il pertinente TSO, e il titolare dell'impianto di generazione possono accordarsi su intervalli dei valori di frequenza più ampi, tempi di funzionamento minimi più lunghi o requisiti specifici per deviazioni della tensione e della frequenza combinate al fine di garantire l'uso migliore delle capacità tecniche di un gruppo di generazione, ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema;
 - iii) il titolare dell'impianto di generazione non rifiuta, senza validi motivi, il consenso all'applicazione di intervalli dei valori di frequenza più ampi o di tempi di funzionamento più lunghi, tenuto conto della loro fattibilità economica e tecnica.
 - b) Per quanto riguarda la capacità di resistere alla derivata di frequenza, un gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a un valore specificato dal pertinente TSO, a meno che la disconnessione non sia dovuta all'intervento del sistema di protezione che monitora la derivata di frequenza. Il gestore di sistema pertinente, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica l'intervento della protezione di rete che monitora la derivata di frequenza.

Tabella 2

Intervalli di tempo minimi in cui un gruppo di generazione deve essere in grado di funzionare a frequenze differenti, che si discostano da un valore nominale, senza disconnettersi dalla rete

| Area sincrona | Intervallo di frequenza | Tempo di funzionamento |
|---------------------|-------------------------|---|
| Europa continentale | 47,5 Hz — 48,5 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 30 minuti |
| | 48,5 Hz — 49,0 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore all'intervallo di tempo per l'intervallo 47,5 Hz-48,5 Hz |
| | 49,0 Hz — 51,0 Hz | Illimitato |
| | 51,0 Hz — 51,5 Hz | 30 minuti |

| Area sincrona | Intervallo di frequenza | Tempo di funzionamento |
|----------------------------|-------------------------|---|
| Area nordica | 47,5 Hz — 48,5 Hz | 30 minuti |
| | 48,5 Hz — 49,0 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 30 minuti |
| | 49,0 Hz — 51,0 Hz | Illimitato |
| | 51,0 Hz — 51,5 Hz | 30 minuti |
| Gran Bretagna | 47,0 Hz — 47,5 Hz | 20 secondi |
| | 47,5 Hz — 48,5 Hz | 90 minuti |
| | 48,5 Hz — 49,0 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 90 minuti |
| | 49,0 Hz — 51,0 Hz | Illimitato |
| | 51,0 Hz — 51,5 Hz | 90 minuti |
| | 51,5 Hz — 52,0 Hz | 15 minuti |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 47,5 Hz — 48,5 Hz | 90 minuti |
| | 48,5 Hz — 49,0 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 90 minuti |
| | 49,0 Hz — 51,0 Hz | Illimitato |
| | 51,0 Hz — 51,5 Hz | 90 minuti |
| Baltico | 47,5 Hz — 48,5 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 30 minuti |
| | 48,5 Hz — 49,0 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore all'intervallo di tempo per l'intervallo 47,5 Hz-48,5 Hz |
| | 49,0 Hz — 51,0 Hz | Illimitato |
| | 51,0 Hz — 51,5 Hz | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 30 minuti |

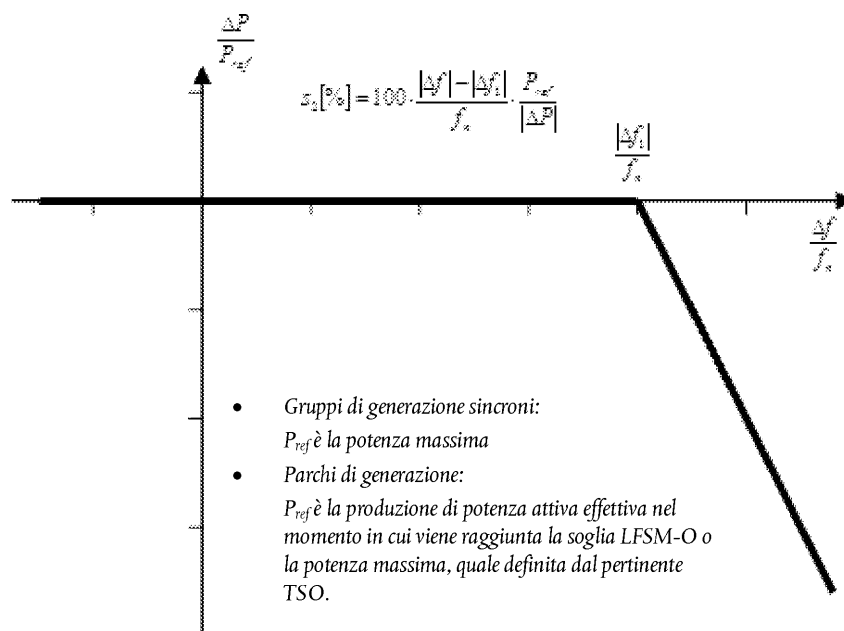
2. Per quanto riguarda la modalità LFSM-O, si applicano le seguenti disposizioni, come stabilito dal pertinente TSO per la propria area di controllo, in coordinamento con i TSO della stessa area sincrona, per ridurre al minimo gli impatti sulle aree limitrofe:

- a) il gruppo di generazione è in grado di attivare la fornitura della risposta frequenza/potenza attiva conformemente alla figura 1 con una soglia di frequenza e con impostazioni di statismo specificati dal pertinente TSO;

- b) in sostituzione della capacità di cui alla lettera a), il pertinente TSO può scegliere di consentire entro la propria area di controllo la disconnessione e la riconnessione automatiche dei gruppi di generazione di tipo A, a frequenze casuali, idealmente distribuite in modo uniforme, al di sopra di una soglia di frequenza, come stabilito dal pertinente TSO ove sia in grado di dimostrare alla pertinente autorità di regolamentazione, con la collaborazione dei titolari di impianti di generazione, che ciò ha un impatto transfrontaliero limitato e mantiene lo stesso livello di sicurezza di esercizio in tutti gli stati del sistema;
- c) la soglia di frequenza è compresa tra 50,2 Hz e 50,5 Hz inclusi;
- d) le impostazioni dello statismo sono comprese tra il 2 % e il 12 %;
- e) il gruppo di generazione è in grado di attivare la risposta frequenza/potenza con il più breve ritardo iniziale possibile. Qualora tale ritardo superi i due secondi, il titolare dell'impianto di generazione è tenuto a giustificarlo, fornendo dati tecnici al pertinente TSO;
- f) il pertinente TSO può richiedere che, una volta raggiunto il livello minimo di regolazione, il gruppo di generazione sia in grado:
- di rimanere in funzionamento a questo livello; oppure
 - di ridurre ulteriormente la produzione di potenza attiva;
- g) il gruppo di generazione è in grado di funzionare in modo stabile in modalità LFSM-O. Quando è attiva la modalità LFSM-O, il setpoint LFSM-O prevale su qualsiasi altro setpoint di potenza attiva.

Figura 1

Risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-O



P_{ref} è la potenza attiva di riferimento alla quale si riferisce ΔP e può essere specificata in modo diverso per i gruppi di generazione sincroni e i parchi di generazione. ΔP è la variazione nella produzione di potenza attiva del gruppo di generazione. f_n è la frequenza nominale (50 Hz) nella rete e Δf è la deviazione della frequenza nella rete. Alle sovralfrequenze dove Δf è superiore a Δf_1 il gruppo di generazione deve fornire una variazione della produzione di potenza attiva negativa secondo uno statismo pari a S_2 .

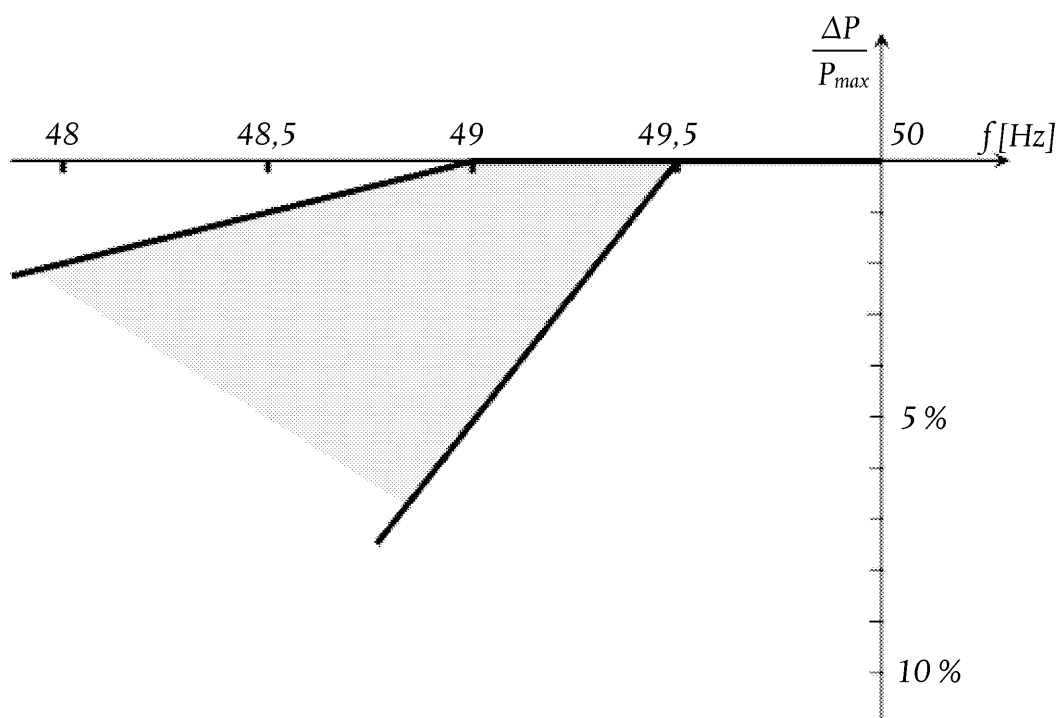
3. Il gruppo di generazione è in grado di mantenere una produzione costante al valore della potenza attiva target, indipendentemente dalle variazioni della frequenza, eccetto per le variazioni di produzione specificate ai paragrafi 2 e 4 del presente articolo o all'articolo 15, paragrafo 2, lettere c) e d), ove applicabile.

4. Il pertinente TSO specifica la riduzione della potenza attiva ammissibile rispetto alla produzione massima in condizioni di sottofrequenza nella sua area di controllo come variazione percentuale di riduzione di frequenza entro i limiti, rappresentati dalle linee piene della figura 2:

- a) al di sotto di 49 Hz con valori di rampa del 2 % di calo di produzione rispetto alla potenza massima riferiti a 50 Hz per ogni 1 Hz di frequenza in riduzione;
 - b) al di sotto di 49,5 Hz con valori di rampa del 10 % di calo di produzione rispetto alla potenza massima riferiti a 50 Hz per ogni 1 Hz di frequenza in riduzione.
5. La riduzione ammissibile della potenza attiva rispetto alla produzione massima:
- a) specifica chiaramente le condizioni ambientali di applicazione;
 - b) tiene conto dei limiti tecnici di capability dei gruppi di generazione.

Figura 2

Riduzione massima della capability di potenza con frequenza in diminuzione



Il grafico rappresenta i limiti entro cui il pertinente TSO può specificare la capability.

6. Il gruppo di generazione è dotato di un'interfaccia logica (porta d'ingresso) al fine di interrompere la produzione di potenza attiva entro cinque secondi a seguito di un'istruzione ricevuta alla porta d'ingresso. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare i requisiti per le apparecchiature affinché l'impianto possa essere controllato a distanza.

7. Il pertinente TSO specifica le condizioni in cui un gruppo di generazione è in grado di connettersi automaticamente alla rete. Tali condizioni comprendono:

- a) gli intervalli dei valori di frequenza entro i quali è ammissibile una connessione automatica, e il corrispondente tempo di ritardo; e
- b) il gradiente ammissibile massimo per la rampa di incremento della produzione di potenza attiva.

La connessione automatica è consentita salvo diversamente specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

Articolo 14

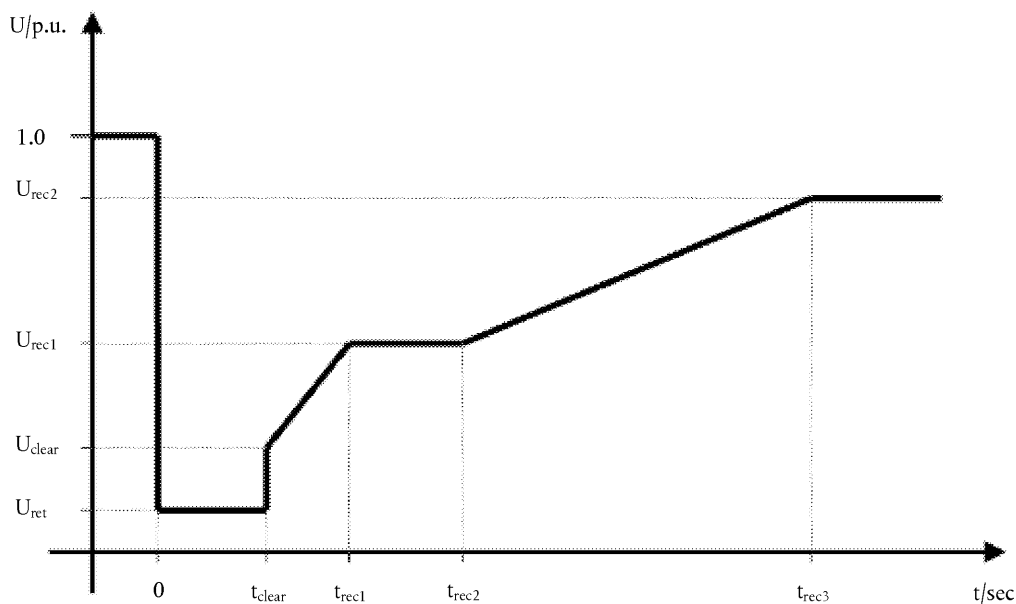
Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo B

1. I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, eccettuato il paragrafo 2, lettera b), del medesimo articolo.
2. I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della frequenza:
 - a) ai fini del controllo della produzione di potenza attiva, il gruppo di generazione è dotato di un'interfaccia (porta d'ingresso) che permette di ridurre tale produzione a seguito di un'istruzione ricevuta alla porta d'ingresso; e
 - b) il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare i requisiti applicabili ad ulteriori apparecchiature per consentire il controllo a distanza della produzione di potenza attiva.
3. I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla robustezza:
 - a) per quanto riguarda la *fault-ride-through capability* dei gruppi di generazione:
 - i) ogni TSO specifica un profilo tensione-tempo in condizioni di guasto in linea con la figura 3 nel punto di connessione, che descrive le condizioni in cui il gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile in seguito a un transitorio del sistema elettrico causato da un guasto estinto nel sistema di trasmissione;
 - ii) il profilo tensione-tempo esprime il limite inferiore dell'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, in funzione del tempo prima, durante e dopo il guasto;
 - iii) il limite inferiore di cui al punto ii) è specificato dal pertinente TSO utilizzando i parametri della figura 3 ed entro gli intervalli di cui alle tabelle 3.1 e 3.2;
 - iv) ogni TSO specifica e rende pubblicamente disponibili le seguenti condizioni pre-guasto e post-guasto per la *fault-ride-through capability*:
 - valori della potenza di corto circuito minima pre-guasto al punto di connessione,
 - condizioni di esercizio della potenza attiva e reattiva pre-guasto del gruppo di generazione al punto di connessione e tensione al punto di connessione, e
 - valori della potenza di corto circuito minima post-guasto al punto di connessione;
 - v) su richiesta del titolare di un impianto di generazione, il gestore di sistema pertinente comunica le seguenti condizioni pre-guasto e post-guasto da considerare per la *fault-ride-through capability* come risultato dei calcoli al punto di connessione di cui al punto iv):
 - la potenza di corto circuito minima pre-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA,
 - le condizioni di esercizio pre-guasto di produzione della potenza attiva e reattiva del gruppo di generazione al punto di connessione e tensione al punto di connessione, e
 - la potenza di corto circuito minima post-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA;

in alternativa, il pertinente gestore di sistema può fornire valori generici derivati da casi tipici;

Figura 3

Profilo di fault-ride-through di un gruppo di generazione



Il grafico rappresenta il limite inferiore di un profilo tensione-tempo della tensione al punto di connessione prima, durante e dopo un guasto, espresso come rapporto tra valore effettivo e il valore di riferimento di 1 p.u.. U_{ret} è la tensione mantenuta al punto di connessione durante un guasto, t_{clear} è l'istante in cui il guasto è stato eliminato. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} e t_{rec3} specificano determinati punti dei limiti inferiori del ritorno di tensione dopo l'eliminazione di un guasto.

Tabella 3.1

Parametri relativi alla figura 3 per la fault-ride-through capability dei gruppi di generazione sincroni

| Parametri relativi alla tensione [pu] | | Parametri relativi al tempo [secondi] | |
|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|---|
| U_{ret} : | 0,05 — 0,3 | t_{clear} : | 0,14 — 0,15 (o 0,14 — 0,25 se necessario per preservare la protezione del sistema e l'esercizio in sicurezza) |
| U_{clear} : | 0,7 — 0,9 | t_{rec1} : | t_{clear} |
| U_{rec1} : | U_{clear} | t_{rec2} : | $t_{rec1} — 0,7$ |
| U_{rec2} : | 0,85 — 0,9 e $\geq U_{clear}$ | t_{rec3} : | $t_{rec2} — 1,5$ |

Tabella 3.2

Parametri relativi alla figura 3 per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione

| Parametri relativi alla tensione [pu] | | Parametri relativi al tempo [secondi] | |
|---------------------------------------|------------------|---------------------------------------|---|
| U_{ret} : | 0,05 — 0,15 | t_{clear} : | 0,14 — 0,15 (o 0,14 — 0,25 se necessario per preservare la protezione del sistema e l'esercizio in sicurezza) |
| U_{clear} : | $U_{ret} — 0,15$ | t_{rec1} : | t_{clear} |
| U_{rec1} : | U_{clear} | t_{rec2} : | t_{rec1} |
| U_{rec2} : | 0,85 | t_{rec3} : | 1,5 — 3,0 |

- vi) il gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile quando l'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, date le condizioni pre-guasto e post-guasto di cui al paragrafo 3, lettera a), punti iv) e v), resta al di sopra del limite inferiore specificato al paragrafo 3, lettera a), punto ii), a meno che lo schema di protezione per i guasti elettrici interni non richieda la disconnessione del gruppo di generazione dalla rete. Gli schemi di protezione e le impostazioni per i guasti elettrici interni non devono compromettere le prestazioni di *fault-ride-through*;
- vii) fatto salvo il punto vi) del paragrafo 3, lettera a), la protezione in sottotensione (*fault-ride-through capability* o valore minimo specificato per la tensione nel punto di connessione) è impostata dal titolare dell'impianto di generazione in funzione dei limiti tecnici di *capability* più ampi possibili del gruppo di generazione, a meno che il pertinente gestore di sistema non richieda impostazioni più restrittive conformemente al paragrafo 5, lettera b). Il titolare dell'impianto di generazione giustifica le impostazioni sulla base di questo principio;
- b) ciascun TSO specifica la *fault-ride-through capability* in caso di guasti asimmetrici.
4. I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione al ripristino del sistema:
- a) il pertinente TSO specifica le condizioni in cui un gruppo di generazione è in grado di riconnettersi alla rete dopo una disconnessione accidentale causata da un disturbo in rete; e
- b) l'installazione dei sistemi di riconnessione automatica è soggetta all'autorizzazione preventiva del pertinente gestore di sistema e alle condizioni di riconnessione specificate dal pertinente TSO.
5. I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla gestione generale del sistema:
- a) per quanto riguarda gli schemi e le impostazioni di controllo:
- i) gli schemi e le impostazioni dei diversi dispositivi di controllo del gruppo di generazione necessari per la stabilità del sistema di trasmissione e per l'adozione di misure di emergenza sono coordinati e concordati tra il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione;
- ii) le eventuali modifiche agli schemi e alle impostazioni, specificate al punto i), dei diversi dispositivi di controllo del gruppo di generazione sono coordinate e concordate tra il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione, in particolare qualora siano di applicazione nelle circostanze di cui al paragrafo 5, lettera a), punto i);
- b) per quanto riguarda gli schemi e le impostazioni del sistema di protezione:
- i) il pertinente gestore di sistema specifica gli schemi e le impostazioni necessari per la protezione della rete, tenendo conto delle caratteristiche del gruppo di generazione. Gli schemi di protezione necessari per il gruppo di generazione e la rete e le impostazioni pertinenti per il gruppo di generazione sono coordinati e concordati tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione. Gli schemi di protezione e le impostazioni per i guasti elettrici interni non devono compromettere le prestazioni di un gruppo di generazione, in linea con i requisiti definiti dal presente regolamento;
- ii) il sistema di protezione di un gruppo di generazione ha la precedenza rispetto ai controlli operativi, tenendo conto della sicurezza del sistema nonché della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini e contenendo i danni al gruppo di generazione;
- iii) gli schemi di protezione possono coprire i seguenti aspetti:
- corto circuito interno ed esterno,
 - carico asimmetrico (componente di sequenza inversa),
 - sovraccarico dello statore e del rotore,
 - sovraeccitazione/sottoeccitazione,
 - sovratensione/sottotensione al punto di connessione,
 - sovratensione/sottotensione ai morsetti dell'alternatore,
 - oscillazioni inter-area,
 - corrente di inserzione,

- funzionamento asincrono (scorrimento dei poli),
 - protezione da torsioni dell'albero inammissibili (per esempio, risonanza subsincrona),
 - protezione di linea del gruppo di generazione,
 - unità di protezione del trasformatore,
 - backup in caso di malfunzionamento delle protezioni e delle apparecchiature di manovra,
 - sovrafflusso (U/f),
 - potenza inversa,
 - derivata della frequenza, e
 - spostamento della tensione di neutro.
- iv) le modifiche agli schemi di protezione necessarie per il gruppo di generazione e la rete e le modifiche alle impostazioni concernenti il gruppo di generazione sono concordate tra il gestore del sistema e il titolare dell'impianto di generazione e l'accordo è raggiunto prima di apportare eventuali modifiche;
- c) il titolare dell'impianto di generazione organizza i dispositivi di protezione e di controllo in base al seguente ordine di priorità (decrescente):
- i) protezione di rete e del gruppo di generazione;
 - ii) inerzia sintetica, ove applicabile;
 - iii) controllo della frequenza (regolazione della potenza attiva);
 - iv) limitazione della potenza; e
 - v) limitazione della rampa di potenza;
- d) per quanto riguarda lo scambio di informazioni:
- i) gli impianti di generazione di energia sono in grado di scambiare informazioni con il pertinente gestore di sistema o con il pertinente TSO in tempo reale o periodicamente con marcatura temporale, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO;
 - ii) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il contenuto degli scambi di informazioni, precisando l'elenco esatto dei dati che l'impianto di generazione deve fornire.

Articolo 15

Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo C

1. I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i requisiti di cui agli articoli 13 e 14, ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e del paragrafo 6 dell'articolo 13 e del paragrafo 2 dell'articolo 14.
2. I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della frequenza:
 - a) per quanto riguarda la capacità di regolazione della potenza attiva e l'intervallo di regolazione, il sistema di controllo del gruppo di generazione è in grado di regolare il setpoint della potenza attiva sulla base delle istruzioni fornite al titolare dell'impianto di generazione dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO.

Il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO stabilisce il periodo entro il quale è necessario raggiungere il setpoint della potenza attiva regolato. Il pertinente TSO specifica una tolleranza (in funzione della disponibilità del motore primo) da applicare al nuovo setpoint e il termine per il suo raggiungimento;

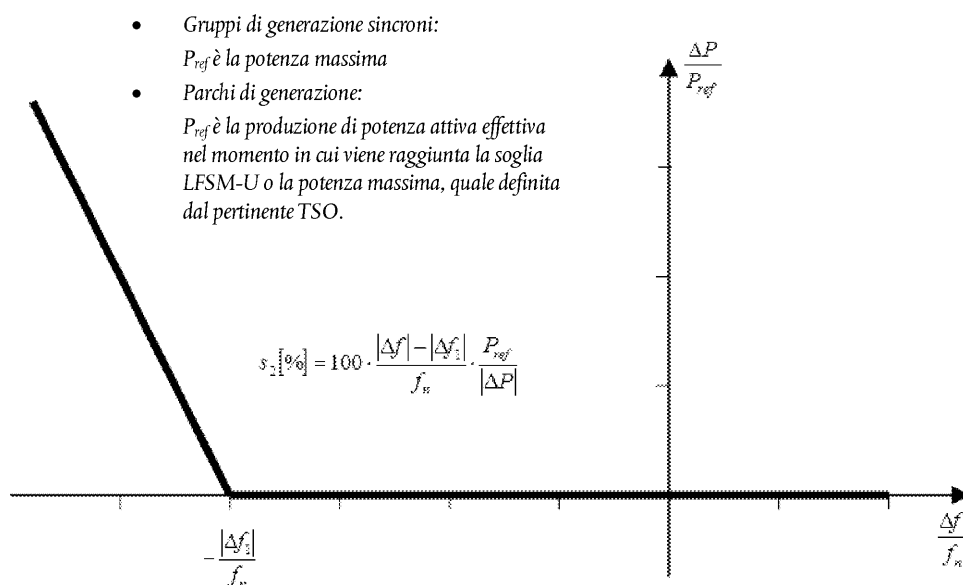
- b) sono consentite misurazioni locali effettuate manualmente nel caso in cui i dispositivi di controllo remoto automatico siano fuori servizio.

Il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO comunica all'autorità di regolamentazione i tempi richiesti per raggiungere il setpoint insieme alla tolleranza per la potenza attiva;

- c) oltre ai requisiti di cui all'articolo 13, paragrafo 2, ai gruppi di generazione di tipo C si applicano i seguenti requisiti in relazione alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U):
- i) il gruppo di generazione è in grado di attivare la fornitura della risposta frequenza/potenza attiva con una soglia di frequenza e uno statismo specificati dal pertinente TSO, in coordinamento con i TSO della stessa area sincrona, nel modo seguente:
 - la soglia di frequenza specificata dal TSO è compresa tra 49,8 Hz e 49,5 Hz inclusi;
 - le impostazioni dello statismo specificate dal TSO sono comprese tra il 2 e il 12 %.
 Tali valori sono rappresentati graficamente nella figura 4;
 - ii) la fornitura effettiva della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità LFSM-U tiene conto dei seguenti fattori:
 - condizioni ambientali per l'attivazione della risposta,
 - condizioni operative del gruppo di generazione, in particolare limitazioni relative al funzionamento con una capacità prossima a quella massima a basse frequenze e rispettivo impatto delle condizioni ambientali di cui all'articolo 13, paragrafi 4 e 5, e
 - disponibilità delle fonti energetiche primarie;
 - iii) l'attivazione della risposta frequenza/potenza attiva da parte del gruppo di generazione non subisce indebiti ritardi. Il titolare dell'impianto di generazione è tenuto a giustificare al pertinente TSO eventuali ritardi superiori a due secondi;
 - iv) nella modalità LFSM-U il gruppo di generazione è in grado di fornire un incremento della potenza prodotta fino alla sua potenza massima;
 - v) è assicurato il funzionamento stabile del gruppo di generazione in modalità LFSM-U;

Figura 4

Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-U



P_{ref} è la potenza attiva di riferimento alla quale si riferisce ΔP e può essere specificata in modo diverso per i gruppi di generazione sincroni e i parchi di generazione. ΔP è la variazione nella produzione di potenza attiva del gruppo di generazione. f_n è la frequenza nominale (50 Hz) nella rete e Δf è la deviazione della frequenza nella rete. In caso di sottofrequenza dove Δf è inferiore a Δf_1 il gruppo di generazione aumenta la produzione di potenza attiva in funzione di uno statismo pari a S_2

- d) oltre al paragrafo 2, lettera c), quando è attiva la modalità Frequency Sensitive Mode («FSM») si applicano le seguenti condizioni cumulative:
- i) il gruppo di generazione è in grado di fornire una risposta frequenza/potenza attiva conforme ai parametri specificati da ciascun pertinente TSO entro gli intervalli riportati nella tabella 4. Nello specificare tali parametri, il pertinente TSO tiene conto dei seguenti fattori:
- in caso di sovralfrequenza, la risposta frequenza/potenza attiva è limitata dal livello minimo di regolazione,
 - in caso di sottofrequenza, la risposta frequenza/potenza attiva è limitata dalla potenza massima,
 - la fornitura effettiva della risposta frequenza/potenza attiva dipende dalle condizioni di esercizio e ambientali del gruppo di generazione nel momento in cui la risposta viene attivata, in particolare dalle limitazioni relative al funzionamento con una potenza prossima a quella massima a basse frequenze, conformemente all'articolo 13, paragrafi 4 e 5, e dalle fonti energetiche primarie disponibili;

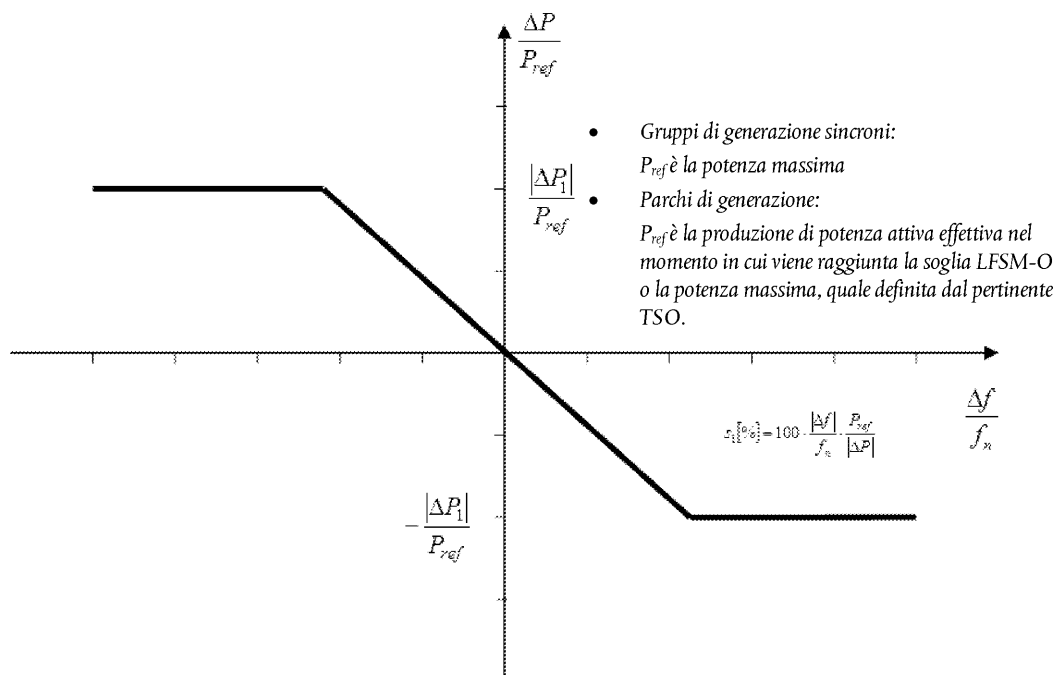
Tabella 4

Parametri per la risposta frequenza/potenza attiva in modalità FSM (spiegazione della figura 5)

| Parametri | | Intervalli |
|---|----------------------------|---------------|
| Rapporto potenza attiva/potenza massima $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$ | | 1,5 — 10 % |
| Insensibilità della risposta in frequenza | $ \Delta f_i $ | 10 — 30 mHz |
| | $\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ | 0,02 — 0,06 % |
| Banda morta della risposta in frequenza | | 0 — 500 mHz |
| Statismo s_1 | | 2 — 12 % |

Figura 5

Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità FSM che illustra il caso con banda morta e insensibilità pari a zero



P_{ref} è la potenza attiva di riferimento alla quale si riferisce ΔP . ΔP è la variazione nella produzione di potenza attiva del gruppo di generazione. f_n è la frequenza nominale (50 Hz) nella rete e Δf è la deviazione della frequenza nella rete.

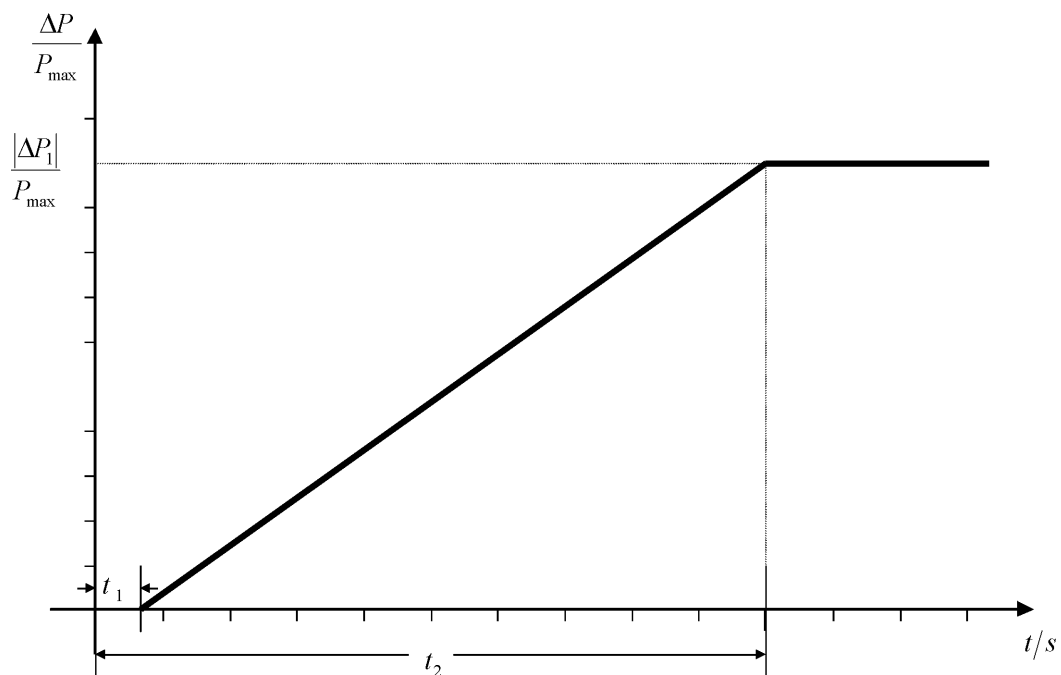
- ii) la banda morta della risposta in frequenza in caso di deviazioni della frequenza e lo statismo devono poter essere risSelectedionati ripetutamente;
- iii) in caso di variazioni a gradino di frequenza, il gruppo di generazione è in grado di attivare la risposta frequenza/potenza attiva completa, in corrispondenza o al di sopra della linea piena mostrata nella figura 6, conformemente ai parametri specificati da ciascun TSO (che sono intesi ad evitare le oscillazioni della potenza attiva per il gruppo di generazione) entro gli intervalli riportati nella tabella 5. Nella scelta della combinazione dei parametri specificati dal TSO si tiene conto di eventuali limitazioni correlate alla tecnologia;
- iv) l'attivazione iniziale della risposta frequenza/potenza attiva richiesta non subisce indebiti ritardi.

Se il ritardo nell'attivazione iniziale della risposta frequenza/potenza attiva è superiore a due secondi, il titolare del gruppo di generazione fornisce dati tecnici che dimostrino la necessità di tempi più lunghi.

Per i gruppi di generazione senza inerzia, il pertinente TSO può specificare un intervallo inferiore a due secondi. Qualora non sia in grado di soddisfare questo requisito, il titolare dell'impianto di generazione fornisce dati tecnici che dimostrino la necessità di tempi più lunghi per l'attivazione iniziale della risposta frequenza/potenza attiva;

Figura 6

Capacità di risposta frequenza/potenza attiva. P_{max} è la potenza massima alla quale si riferisce ΔP



ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva da parte del gruppo di generazione. Il gruppo di generazione deve fornire la produzione di potenza attiva ΔP fino al punto ΔP_1 nel rispetto dei tempi t_1 e t_2 , dove i valori ΔP_1 , t_1 e t_2 sono specificati dal pertinente TSO sulla base della tabella 5. t_1 è il ritardo iniziale. t_2 è il tempo per l'attivazione completa.

- v) il gruppo di generazione è in grado di fornire la piena risposta frequenza/potenza attiva per un periodo compreso tra 15 e 30 minuti specificato dal pertinente TSO. Nello specificare il periodo, il TSO tiene conto del margine di potenza attiva e della fonte energetica primaria del gruppo di generazione;
- vi) entro i limiti di tempo di cui al paragrafo 2, lettera d), punto v), il controllo della potenza attiva non deve avere alcun impatto negativo sulla risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione;

- vii) i parametri specificati dal pertinente TSO conformemente ai punti i), ii), iii) e v) sono comunicati alla pertinente autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono specificate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;

Tabella 5

Parametri per la piena attivazione della risposta frequenza/potenza attiva in esito a variazioni a gradino della frequenza (spiegazione per la figura 6)

| Parametri | Intervalli o valori |
|--|---------------------------------|
| Rapporto potenza attiva/potenza massima (intervallo della risposta in frequenza) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$ | 1,5 — 10 % |
| Per i gruppi di generazione con inerzia, il ritardo iniziale ammissibile massimo t_1 , a meno che non ci siano motivi che giustifichino un ritardo diverso, secondo quanto previsto dall'articolo 15, paragrafo 2, lettera d), punto iv) | 2 secondi |
| Per i gruppi di generazione senza inerzia, il ritardo iniziale ammissibile massimo t_1 , a meno che non ci siano motivi che giustifichino un ritardo diverso, secondo quanto previsto dall'articolo 15, paragrafo 2, lettera d), punto iv) | Specificati dal pertinente TSO. |
| Valore ammissibile massimo che è possibile scegliere per il tempo dell'attivazione completa t_2 , a meno che il pertinente TSO non consenta tempi di attivazione più lunghi per ragioni connesse alla stabilità del sistema | 30 secondi |

- e) per quanto riguarda il controllo del ripristino della frequenza, il gruppo di generazione fornisce funzionalità conformi alle specifiche specificate dal pertinente TSO, intese a ripristinare la frequenza al suo valore nominale o a mantenere gli scambi di potenza tra aree di controllo ai rispettivi valori previsti;
- f) per quanto riguarda la disconnessione in sottofrequenza, gli impianti di generazione di energia in funzionamento da carico, compresi gli impianti idroelettrici con accumulo per pompaggio, possono disconnettere il proprio carico in caso di sottofrequenza. Il requisito di cui alla presente lettera non si applica ai servizi ausiliari;
- g) per quanto riguarda il monitoraggio in tempo reale della modalità FSM:
- i) al fine di monitorare il funzionamento della risposta frequenza/potenza attiva, l'interfaccia di comunicazione è in grado di trasferire in tempo reale e in modo sicuro dall'impianto di generazione al centro di controllo della rete del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO, su richiesta del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO, almeno i seguenti segnali:
 - segnale di stato della modalità FSM (attiva/disattivata),
 - valore programmato della produzione di potenza attiva,
 - valore effettivo della produzione di potenza attiva,
 - impostazioni effettive dei parametri della risposta frequenza/potenza attiva,
 - statismo e banda morta;
 - ii) il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO specificano segnali aggiuntivi che l'impianto di generazione è tenuto a fornire mediante dispositivi di monitoraggio e di registrazione al fine di verificare le prestazioni dei gruppi di generazione partecipanti in termini di fornitura della risposta frequenza/potenza attiva.
3. Per quanto riguarda la stabilità della tensione, i gruppi di generazione di tipo C sono in grado di disconnettersi automaticamente quando la tensione nel punto di connessione raggiunge i livelli specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

I termini e le impostazioni per l'effettiva disconnessione automatica dei gruppi di generazione sono specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

4. I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla robustezza:
- a) in caso di oscillazioni della potenza, i gruppi di generazione mantengono la stabilità statica in qualsiasi punto di funzionamento del diagramma di capability P-Q;
 - b) fatto salvo l'articolo 13, paragrafi 4 e 5, i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete e di funzionare senza alcuna riduzione di potenza, fintantoché la tensione e la frequenza restano entro i limiti specificati dal presente regolamento;
 - c) i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete durante le chiusure automatiche monofase o trifase sulle linee delle reti magliate, ove applicabile per la rete alla quale sono connessi. I dettagli di tale capacità sono soggetti a coordinamento e accordi sugli schemi e le impostazioni di protezione di cui all'articolo 14, paragrafo 5, lettera b).
5. I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione al ripristino del sistema:
- a) per quanto riguarda la capacità di black start:
 - i) la capacità di black start non è un requisito obbligatorio, fatta salva la facoltà degli Stati membri di introdurre norme obbligatorie a garanzia della sicurezza del sistema;
 - ii) i titolari degli impianti di generazione di energia, su richiesta del pertinente TSO, presentano un preventivo per la fornitura della capacità di black start. Il pertinente TSO può fare tale richiesta qualora ritenga che la sicurezza del sistema sia a rischio a causa della mancata disponibilità della capacità di black start nell'area di controllo;
 - iii) un gruppo di generazione con capacità di black start può essere avviato dopo un arresto senza alcuna fornitura di energia elettrica esterna entro un intervallo di tempo specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
 - iv) un gruppo di generazione con capacità di black start è in grado di sincronizzarsi entro i limiti di frequenza di cui all'articolo 13, paragrafo 1, lettera a), e, ove applicabile, entro i limiti di tensione specificati dal pertinente gestore di sistema o all'articolo 16, paragrafo 2;
 - v) un gruppo di generazione con capacità di black start è in grado di regolare automaticamente brusche variazioni di tensione generate dalla connessione della domanda;
 - vi) un gruppo di generazione con capacità di black start:
 - è in grado di regolare le connessioni di carico nel carico di blocco,
 - è in grado di funzionare in modalità LFSM-O e LFSM-U, come specificato al paragrafo 2, lettera c), e all'articolo 13, paragrafo 2,
 - controlla la frequenza in caso di sovrافrequenza e sottofrequenza nell'intero intervallo di produzione di potenza attiva tra il livello minimo di regolazione e la potenza massima, nonché in condizioni di funzionamento in rifiuto di carico,
 - è in grado di funzionare in parallelo con altri gruppi di generazione dentro un'isola, e
 - controlla la tensione automaticamente durante la fase di ripristino del sistema;
 - b) per quanto riguarda la capacità di partecipare al funzionamento in isola:
 - i) i gruppi di generazione sono in grado di partecipare al funzionamento in isola se richiesto dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO e:
 - i limiti di frequenza per il funzionamento in isola sono quelli stabiliti conformemente all'articolo 13, paragrafo 1, lettera a),
 - i limiti di tensione per il funzionamento in isola sono quelli stabiliti conformemente all'articolo 15, paragrafo 3, o all'articolo 16, paragrafo 2, ove applicabile;
 - ii) i gruppi di generazione supportano la modalità FSM durante il funzionamento in isola, secondo quanto specificato al paragrafo 2, lettera d).

In caso di surplus di potenza, i gruppi di generazione sono in grado di ridurre la produzione di potenza attiva da un punto di funzionamento precedente a un nuovo punto di funzionamento nel diagramma di capability P-Q. A tale riguardo, il gruppo di generazione è in grado di ridurre la produzione di potenza attiva nella misura massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche, fino ad almeno il 55 % della sua potenza massima;

- iii) il metodo per rilevare il passaggio dal funzionamento come sistema interconnesso al funzionamento in isola è concordato tra il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il metodo di rilevamento concordato non deve basarsi esclusivamente sui segnali di posizione dell'apparecchiatura di manovra del gestore di sistema;
 - iv) i gruppi di generazione supportano le modalità LFSM-O e LFSM-U durante il funzionamento in isola, secondo quanto specificato al paragrafo 2, lettera c), e all'articolo 13, paragrafo 2.
- c) per quanto riguarda la capacità di risincronizzazione rapida:
- i) qualora il gruppo di generazione si disconnetta dalla rete, esso è in grado di effettuare la risincronizzazione rapida in linea con la strategia di protezione concordata tra il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e l'impianto di generazione;
 - ii) un gruppo di generazione con tempo minimo di risincronizzazione superiore a 15 minuti dopo la sua disconnessione da una fonte esterna di alimentazione deve essere progettato in modo tale da attivare il funzionamento in rifiuto di carico da qualsiasi punto di funzionamento nel diagramma di capability P-Q. In questo caso, l'identificazione del funzionamento in rifiuto di carico non deve basarsi esclusivamente sui segnali di posizione dell'apparecchiatura di manovra del gestore di sistema;
 - iii) i gruppi di generazione sono in grado di continuare a funzionare dopo l'attivazione del funzionamento in rifiuto di carico, indipendentemente da un'eventuale connessione ausiliaria alla rete esterna. Il tempo di funzionamento minimo è specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, tenendo conto delle caratteristiche specifiche della tecnologia del motore primo.
6. I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti generali in relazione alla gestione del sistema:
- a) per quanto riguarda la perdita di stabilità angolare o la perdita di controllo, un gruppo di generazione è in grado di disconnettersi automaticamente dalla rete per contribuire a preservare la sicurezza della rete o per prevenire danni al gruppo di generazione. Il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, concordano i criteri per il rilevamento della perdita di stabilità angolare o della perdita di controllo;
 - b) per quanto riguarda la strumentazione:
 - i) gli impianti di generazione di energia sono muniti di un dispositivo che consente la registrazione dei guasti e il monitoraggio del comportamento dinamico del sistema. Tale impianto registra i seguenti parametri:
 - tensione,
 - potenza attiva,
 - potenza reattiva, e
 - frequenza.
 - Il pertinente gestore di sistema ha il diritto di specificare la qualità dei parametri da rispettare in materia di fornitura, a condizione di dare un preavviso ragionevole;
 - ii) le impostazioni delle apparecchiature per la registrazione dei guasti, inclusi i criteri di attivazione e la frequenza di campionamento, sono concordate tra il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO;
 - iii) il monitoraggio del comportamento dinamico del sistema include un innesco dell'oscillazione che rileva le oscillazioni sottosmorzate della potenza, specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
 - iv) i dispositivi per il monitoraggio della qualità dell'approvvigionamento e del comportamento dinamico del sistema prevedono modalità specifiche per l'accesso alle informazioni da parte del titolare dell'impianto di generazione, del pertinente gestore di sistema e del pertinente TSO. I protocolli di comunicazione per i dati registrati sono concordati tra il titolare dell'impianto di produzione di energia, il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO;

- c) per quanto riguarda i modelli di simulazione:
- i) su richiesta del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO, il titolare dell'impianto di generazione fornisce modelli di simulazione che rispecchiano in modo adeguato il comportamento del gruppo di generazione nelle simulazioni di regime stazionario e di regime dinamico (componente da 50 Hz) o nelle simulazioni di transitori elettromagnetici.

Il titolare dell'impianto di generazione garantisce che i modelli forniti siano stati verificati a fronte dei risultati delle prove di conformità di cui ai capi 2, 3 e 4 del titolo IV e comunica i risultati della verifica al pertinente gestore di sistema o al pertinente TSO. Gli Stati membri possono richiedere che tale verifica sia effettuata da un certificatore autorizzato;
 - ii) i modelli forniti dal titolare dell'impianto di generazione includono i seguenti sottomodelli, a seconda della presenza dei singoli componenti:
 - alternatore e motore primo,
 - controllo della velocità e della potenza,
 - controllo della tensione, che include, se del caso, un sistema di stabilizzazione della potenza e un sistema di controllo dell'eccitazione,
 - modelli di protezione del gruppo di generazione, concordati tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione, e
 - modelli di convertitore per i parchi di generazione;
 - iii) la richiesta presentata dal pertinente gestore di sistema di cui al punto i) è coordinata con il pertinente TSO. Essa include:
 - il formato in cui sono forniti i modelli,
 - la documentazione sui diagrammi di struttura e i diagrammi a blocchi del modello,
 - una stima della potenza di corto circuito minima e massima nel punto di connessione, espressa in MVA, come equivalente della rete;
 - iv) il titolare dell'impianto di generazione fornisce al pertinente gestore di sistema o al pertinente TSO, su richiesta, le registrazioni relative alle prestazioni del gruppo di generazione. Il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO può farne richiesta al fine di confrontare la risposta dei modelli con le registrazioni;
- d) per quanto riguarda l'installazione di dispositivi per l'esercizio del sistema e dispositivi per la sicurezza del sistema, qualora il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO ritenga che sia necessario installare dispositivi aggiuntivi in un impianto di generazione al fine di preservare o ripristinare il funzionamento o la sicurezza del sistema, il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO e il titolare dell'impianto di generazione esaminano la questione e concordano una soluzione adeguata;
- e) il pertinente gestore di sistema specifica, in coordinamento con il pertinente TSO, i limiti minimi e massimi per il rapporto di variazione della produzione di potenza attiva (limiti di rampa), a salire e a scendere della variazione della potenza attiva, per un gruppo di generazione, tenendo conto delle caratteristiche specifiche della tecnologia del motore primo;
- f) la tipologia di atterramento dello stato del neutro, lato connessione di rete, dei trasformatori elevatori è conforme alle specifiche del pertinente gestore di sistema.

Articolo 16

Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo D

1. Oltre a soddisfare i requisiti di cui all'articolo 13, ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e dei paragrafi 6 e 7, all'articolo 14, ad eccezione del paragrafo 2, e all'articolo 15, ad eccezione del paragrafo 3, i gruppi di generazione di tipo D soddisfano i requisiti di cui al presente articolo.

2. I gruppi di generazione di tipo D soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della tensione:
- a) per quanto riguarda gli intervalli di tensione:
- i) fatto salvo l'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e il paragrafo 3, lettera a), del presente articolo, un gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli di tensione di rete nel punto di connessione, espressi come rapporto tra tensione nel punto di connessione e tensione di riferimento di 1 pu, e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 6.1 e 6.2;
 - ii) il pertinente TSO può specificare periodi di tempo più brevi durante i quali i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete in caso di sovratensione e sottofrequenza simultanee o di sottotensione e sovralfrequenza simultanee;
 - iii) fatte salve le disposizioni di cui al punto i), il pertinente TSO in Spagna può richiedere ai gruppi di generazione di essere in grado di restare connessi alla rete nell'intervallo di tensione tra 1,05 pu e 1,0875 pu per un periodo illimitato;
 - iv) per il livello di tensione di rete 400 kV (comunemente denominato anche livello 380 kV), il valore di riferimento 1 pu è 400 kV; per altri livelli di tensione di rete, il valore di riferimento 1 pu può essere specifico a ciascun gestore di sistema nella stessa area sincrona;
 - v) fatte salve le disposizioni di cui al punto i), i pertinenti TSO nell'area sincrona del Baltico possono richiedere ai gruppi di generazione di restare connessi alla rete a 400 kV nei limiti degli intervalli di tensione e per gli intervalli di tempo che si applicano all'area sincrona dell'Europa continentale.

Tabella 6.1

| Area sincrona | Intervallo di tensione | Tempo di funzionamento |
|----------------------------|------------------------|--|
| Europa continentale | 0,85 pu — 0,90 pu | 60 minuti |
| | 0,90 pu — 1,118 pu | Illimitato |
| | 1,118 pu — 1,15 pu | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti |
| Area nordica | 0,90 pu — 1,05 pu | Illimitato |
| | 1,05 pu — 1,10 pu | 60 minuti |
| Gran Bretagna | 0,90 pu — 1,10 pu | Illimitato |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 0,90 pu — 1,118 pu | Illimitato |
| Baltico | 0,85 pu — 0,90 pu | 30 minuti |
| | 0,90 pu — 1,118 pu | Illimitato |
| | 1,118 pu — 1,15 pu | 20 minuti |

Nella tabella sono riportati gli intervalli di tempo minimi durante i quali un gruppo di generazione deve essere in grado di funzionare per tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 pu nel punto di connessione senza disconnettersi dalla rete, dove la tensione di base per i valori pu è compresa tra 110 kV e 300 kV.

Tabella 6.2

| Area sincrona | Intervallo di tensione | Tempo di funzionamento |
|----------------------------|------------------------|--|
| Europa continentale | 0,85 pu — 0,90 pu | 60 minuti |
| | 0,90 pu — 1,05 pu | Illimitato |
| | 1,05 pu — 1,10 pu | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti |
| Area nordica | 0,90 pu — 1,05 pu | Illimitato |
| | 1,05 pu — 1,10 pu | Specificato da ciascun TSO, ma non superiore a 60 minuti |
| Gran Bretagna | 0,90 pu — 1,05 pu | Illimitato |
| | 1,05 pu — 1,10 pu | 15 minuti |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 0,90 pu — 1,05 pu | Illimitato |
| Baltico | 0,88 pu — 0,90 pu | 20 minuti |
| | 0,90 pu — 1,097 pu | Illimitato |
| | 1,097 pu — 1,15 pu | 20 minuti |

Nella tabella sono riportati gli intervalli di tempo minimi durante i quali un gruppo di generazione deve essere in grado di funzionare per tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 pu nel punto di connessione senza disconnettersi dalla rete, dove la tensione di base per i valori pu è compresa tra 300 kV e 400 kV.

- b) il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione, in coordinamento con il pertinente TSO, possono concordare intervalli di tensione più ampi o intervalli minimi di tempo di funzionamento più lunghi. Se gli intervalli di tensione più ampi o gli intervalli minimi di tempo di funzionamento più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare dell'impianto di generazione non si oppone senza valido motivo;
- c) fatta salva la lettera a), il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ha il diritto di specificare le tensioni nel punto di connessione alle quali un gruppo di generazione è in grado di effettuare la disconnessione automatica. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione.
3. I gruppi di generazione di tipo D soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla robustezza:
- a) per quanto riguarda la *fault-ride-through capability*:
- i) i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete e di continuare a funzionare stabilmente in seguito a guasti del sistema estinti. Tale capacità è rispondente al profilo tensione-tempo nel punto di connessione per le condizioni di guasto specificate dal pertinente TSO.

Il profilo tensione-tempo esprime il limite inferiore dell'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, in funzione del tempo prima, durante e dopo il guasto;

Tale limite inferiore è specificato dal pertinente TSO, utilizzando i parametri della figura 3, e rientra negli intervalli riportati nelle tabelle 7.1 e 7.2 per i gruppi di generazione di tipo D connessi a un livello corrispondente o superiore a 110 kV.

Tale limite inferiore è specificato anche dal pertinente TSO, utilizzando i parametri della figura 3, e rientra negli intervalli riportati nelle tabelle 3.1 e 3.2 per i gruppi di generazione di tipo D connessi a un livello inferiore a 110 kV;

- ii) ogni TSO specifica le condizioni pre-guasto e post-guasto per la *fault-ride-through capability* di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), punto iv). Le condizioni pre-guasto e post-guasto specificate per la *fault-ride-through capability* sono rese pubbliche;

Tabella 7.1

Parametri relativi alla figura 3 per la *fault-ride-through capability* dei gruppi di generazione sincroni

| Parametri relativi alla tensione [pu] | | Parametri relativi al tempo [secondi] | |
|---------------------------------------|------------|---------------------------------------|---|
| U_{ret} : | 0 | t_{clear} : | 0,14 — 0,15 (o 0,14 — 0,25 se necessario per preservare la protezione del sistema e l'esercizio in sicurezza) |
| U_{clear} : | 0,25 | t_{rec1} : | t_{clear} — 0,45 |
| U_{rec1} : | 0,5 — 0,7 | t_{rec2} : | t_{rec1} — 0,7 |
| U_{rec2} : | 0,85 — 0,9 | t_{rec3} : | t_{rec2} — 1,5 |

Tabella 7.2

Parametri relativi alla figura 3 per la *fault-ride-through capability* dei parchi di generazione

| Parametri relativi alla tensione [pu] | | Parametri relativi al tempo [secondi] | |
|---------------------------------------|-------------|---------------------------------------|---|
| U_{ret} : | 0 | t_{clear} : | 0,14 — 0,15 (o 0,14 — 0,25 se necessario per preservare la protezione del sistema e l'esercizio in sicurezza) |
| U_{clear} : | U_{ret} | t_{rec1} : | t_{clear} |
| U_{rec1} : | U_{clear} | t_{rec2} : | t_{rec1} |
| U_{rec2} : | 0,85 | t_{rec3} : | 1,5 — 3,0 |

- b) su richiesta del titolare di un impianto di generazione, il gestore di sistema pertinente comunica le condizioni pre-guasto e post-guasto da considerare per la *fault-ride-through capability* come risultato dei calcoli al punto di connessione di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), punto iv), concernenti:
- la potenza di corto circuito minima pre-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA;
 - il punto di funzionamento pre-guasto del gruppo di generazione espresso come valore di produzione di potenza attiva e di potenza reattiva nel punto di connessione e tensione nel punto di connessione; e
 - la potenza di corto circuito minima post-guasto in ciascun punto di connessione espressa in MVA;
- c) ciascun TSO specifica la *fault-ride-through capability* in caso di guasti asimmetrici.
4. I gruppi di generazione di tipo D soddisfano i seguenti requisiti generali in relazione alla gestione del sistema:
- per quanto riguarda la sincronizzazione, all'avvio di un gruppo di generazione, il titolare dell'impianto di generazione esegue la sincronizzazione solo dopo aver ricevuto l'autorizzazione dal pertinente gestore di sistema;
 - il gruppo di generazione è dotato dei necessari dispositivi di sincronizzazione;

- c) la sincronizzazione dei gruppi di generazione è possibile alle frequenze comprese negli intervalli riportati nella tabella 2;
- d) il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione concordano le impostazioni dei dispositivi di sincronizzazione da configurare prima della messa in funzione del gruppo di generazione. Tale accordo riguarda:
 - i) la tensione;
 - ii) la frequenza;
 - iii) l'intervallo dell'angolo di fase;
 - iv) la sequenza di fase;
 - v) la deviazione della tensione e della frequenza.

CAPO 2

Requisiti per i gruppi di generazione sincroni

Articolo 17

Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo B

1. I gruppi di generazione sincroni di tipo B soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, eccettuato il paragrafo 2, lettera b), e all'articolo 14.
2. I gruppi di generazione sincroni di tipo B soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:
 - a) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare la capacità di un gruppo di generazione sincrono di fornire potenza reattiva;
 - b) per quanto riguarda il sistema di controllo della tensione, un gruppo di generazione sincrono è dotato di un sistema permanente di controllo automatico dell'eccitazione in grado di fornire tensione costante sui morsetti dell'alternatore seguendo un setpoint selezionabile senza instabilità sull'intero range operativo del gruppo di generazione sincrono.
3. Per quanto riguarda la robustezza, i gruppi di generazione sincroni di tipo B sono in grado di fornire il ripristino della potenza attiva post-guasto. Il pertinente TSO specifica l'ampiezza e i tempi per il ripristino della potenza attiva.

Articolo 18

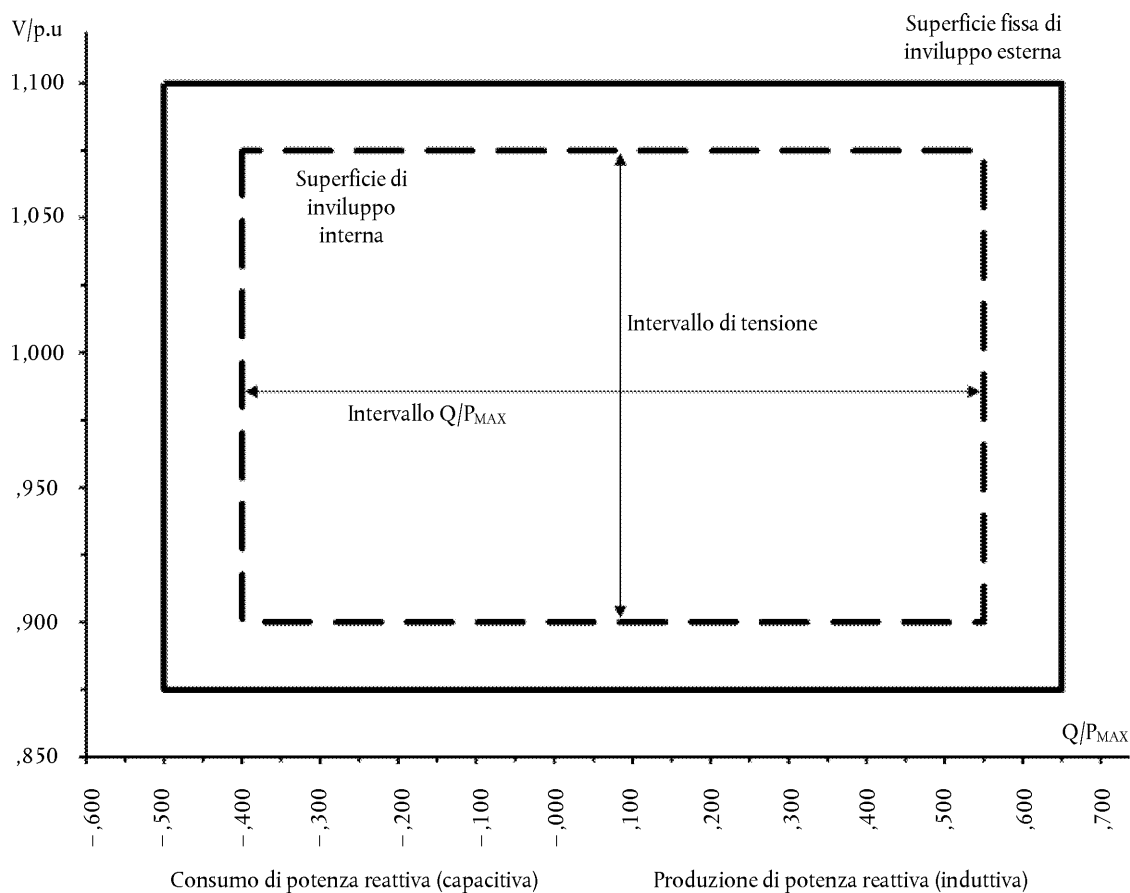
Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo C

1. I gruppi di generazione sincroni di tipo C soddisfano i requisiti di cui agli articoli 13, 14, 15 e 17, ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e del paragrafo 6 dell'articolo 13, del paragrafo 2 dell'articolo 14 e del paragrafo 2, lettera a), dell'articolo 17.
2. I gruppi di generazione sincroni di tipo C soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:
 - a) Per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema può specificare una compensazione supplementare di potenza reattiva da fornire laddove il punto di connessione di un gruppo di generazione sincrono non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti dell'alternatore, qualora sia presente un trasformatore elevatore del gruppo di generazione. Tale potenza reattiva supplementare compensa la domanda di potenza reattiva della linea o del cavo ad alta tensione tra i morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore del gruppo di generazione sincrono o i morsetti dell'alternatore, in assenza di trasformatore elevatore, e il punto di connessione ed è fornita dal titolare responsabile della linea o del cavo.
 - b) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva alla potenza massima:
 - i) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability della potenza reattiva in presenza di tensione variabile. A tal fine, il pertinente gestore di sistema specifica un profilo $U-Q/P_{\max}$ entro i cui limiti il gruppo di generazione sincrono è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza massima. Il profilo $U-Q/P_{\max}$ specificato può assumere qualsiasi forma, tenendo conto dei potenziali costi associati alla capacità di fornire la produzione di potenza reattiva con valori di tensione elevati e il consumo di potenza reattiva con valori di tensione bassi;

- ii) il profilo $U-Q/P_{\max}$ è specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, nel rispetto dei seguenti principi:
- il profilo $U-Q/P_{\max}$ non si trova al di fuori della rispettiva superficie di involucro, rappresentata nella figura 7,
 - le dimensioni della superficie di involucro del profilo $U-Q/P_{\max}$ (intervallo Q/P_{\max} e intervallo dei valori di tensione) sono comprese nell'intervallo specificato per ogni area sincrona nella tabella 8, e
 - la posizione della superficie di involucro del profilo $U-Q/P_{\max}$ è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di involucro esterna della figura 7;

Figura 7

Profilo $U-Q/P_{\max}$ di un gruppo di generazione sincrono



Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo $U-Q/P_{\max}$ in base alla tensione nel punto di connessione, espressa come rapporto tra il suo valore effettivo e il valore di riferimento di 1 pu rispetto al rapporto tra potenza reattiva (Q) e potenza massima (P_{\max}). La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di involucro interna sono indicative.

Tabella 8

Parametri per la superficie di involucro interna della figura 7

| Area sincrona | Intervallo massimo di Q/P_{\max} | Intervallo massimo dei valori della tensione di regime stazionario in pu |
|---------------------|------------------------------------|--|
| Europa continentale | 0,95 | 0,225 |
| Area nordica | 0,95 | 0,150 |

| Area sincrona | Intervallo massimo di Q/ P _{max} | Intervallo massimo dei valori della tensione di regime stazionario in pu |
|----------------------------|--|--|
| Gran Bretagna | 0,95 | 0,225 |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 1,08 | 0,218 |
| Baltico | 1,0 | 0,220 |

- iii) il requisito relativo alla capacità di fornire potenza reattiva si applica al punto di connessione. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo di tensione è dato dal valore massimo e da quello minimo. L'intero intervallo della potenza reattiva non è pertanto richiesto su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario;
- iv) il gruppo di generazione sincrono è in grado di passare, in tempi adeguati, a qualsiasi punto di funzionamento nel suo profilo $U-Q/P_{\max}$, in base ai valori di riferimento richiesti dal pertinente gestore di sistema;
- c) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva al di sotto della potenza massima, in condizioni di funzionamento che presentano una produzione di potenza attiva inferiore alla potenza massima ($P < P_{\max}$), i gruppi di generazione sincroni sono in grado di funzionare in qualsiasi punto di funzionamento possibile del diagramma di capability P-Q del rispettivo alternatore, almeno fino al livello minimo di funzionamento stabile. Anche in presenza di una produzione di potenza attiva ridotta, la fornitura di potenza reattiva nel punto di connessione corrisponde pienamente al diagramma di capability P-Q dell'alternatore di gruppo di generazione sincrono di cui trattasi, tenendo conto della potenza dei servizi ausiliari e delle perdite di potenza attiva e reattiva del trasformatore elevatore del gruppo di generazione, ove applicabile.

Articolo 19

Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo D

1. I gruppi di generazione sincroni di tipo D soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13 ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e dei paragrafi 6 e 7, all'articolo 14 ad eccezione del paragrafo 2, all'articolo 15 ad eccezione del paragrafo 3, all'articolo 16, all'articolo 17 ad eccezione del paragrafo 2 e all'articolo 18.
2. I gruppi di generazione sincroni di tipo D soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:
 - a) i parametri e le impostazioni dei componenti del sistema di controllo della tensione sono concordati tra il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO;
 - b) l'accordo di cui alla lettera a) copre le specifiche e le prestazioni di un regolatore automatico di tensione («AVR») in relazione al controllo della tensione di regime stazionario e della tensione transitoria, nonché le specifiche e le prestazioni del sistema di controllo dell'eccitazione. Queste ultime comprendono:
 - i) la limitazione della larghezza di banda del segnale in uscita per evitare che la frequenza più alta della risposta possa provocare oscillazioni torsionali su altri gruppi di generazione connessi alla rete;
 - ii) un limitatore di sottoeccitazione per evitare che l'AVR riduca l'eccitazione dell'alternatore a un livello che comprometterebbe la stabilità sincrona;
 - iii) un limitatore di sovraeccitazione per fare in modo che l'eccitazione dell'alternatore non venga limitata a un valore inferiore al valore massimo che è possibile raggiungere, assicurando nel contempo che il gruppo di generazione sincrono funzioni entro i limiti di progetto;
 - iv) un limitatore di corrente dello statore; e
 - v) una funzione PSS per attenuare le oscillazioni della potenza, qualora le dimensioni del gruppo di generazione sincrono siano superiori a un valore di potenza massima specificato dal pertinente TSO.

3. Il pertinente TSO e il titolare dell'impianto di generazione stipulano un accordo concernente le capacità tecniche del gruppo di generazione per favorire la stabilità angolare in condizioni di guasto.

CAPO 3

Requisiti per i parchi di generazione

Articolo 20

Requisiti per i parchi di generazione di tipo B

1. I parchi di generazione di tipo B soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, eccettuato il paragrafo 2, lettera b), e all'articolo 14.
2. I parchi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:
 - a) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare la capability di un parco di generazione di fornire potenza reattiva;
 - b) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ha la facoltà di specificare che un parco di generazione deve essere in grado di fornire corrente di guasto rapido nel punto di connessione in caso di guasti (trifase) simmetrici, nelle seguenti condizioni:
 - i) il parco di generazione è in grado di attivare la fornitura di corrente di guasto rapido:
 - assicurando la fornitura di corrente di guasto rapido nel punto di connessione, oppure
 - misurando le deviazioni della tensione ai morsetti delle singole unità del parco di generazione e fornendo corrente di guasto rapido sui morsetti di tali unità;
 - ii) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica:
 - come e quando stabilire la presenza di una deviazione della tensione e la fine di tale deviazione,
 - le caratteristiche della corrente di guasto rapido, incluso l'intervallo di tempo per misurare la deviazione della tensione e la corrente di guasto rapido, per cui è possibile misurare la corrente e la tensione in modo diverso rispetto al metodo specificato nell'articolo 2,
 - i tempi e l'accuratezza della corrente di guasto rapido, che può includere diverse fasi durante un guasto e dopo la sua risoluzione;
 - c) per quanto riguarda la fornitura di corrente di guasto rapido in caso di guasti (monofase o bifase) asimmetrici, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ha la facoltà di specificare un requisito per l'immissione di corrente asimmetrica.
3. I parchi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla robustezza:
 - a) il pertinente TSO specifica il ripristino della potenza attiva successivo al guasto che il parco di generazione è in grado di fornire e specifica:
 - i) quando viene avviato il ripristino della potenza attiva successivo al guasto, in base a un criterio relativo alla tensione;
 - ii) il tempo massimo consentito per il ripristino della potenza attiva; e
 - iii) l'ampiezza e l'accuratezza per il ripristino della potenza attiva;

- b) le specifiche sono conformi ai seguenti principi:
- i) l'interdipendenza tra i requisiti della corrente di guasto rapido di cui al paragrafo 2, lettere b) e c), e il ripristino della potenza attiva;
 - ii) la dipendenza tra tempi di ripristino della potenza attiva e la durata delle deviazioni della tensione;
 - iii) un limite specificato del tempo massimo consentito per il ripristino della potenza attiva;
 - iv) l'adeguatezza tra il livello di ripristino della tensione e l'ampiezza minima per il ripristino della potenza attiva; e
 - v) lo smorzamento adeguato delle oscillazioni della potenza attiva.

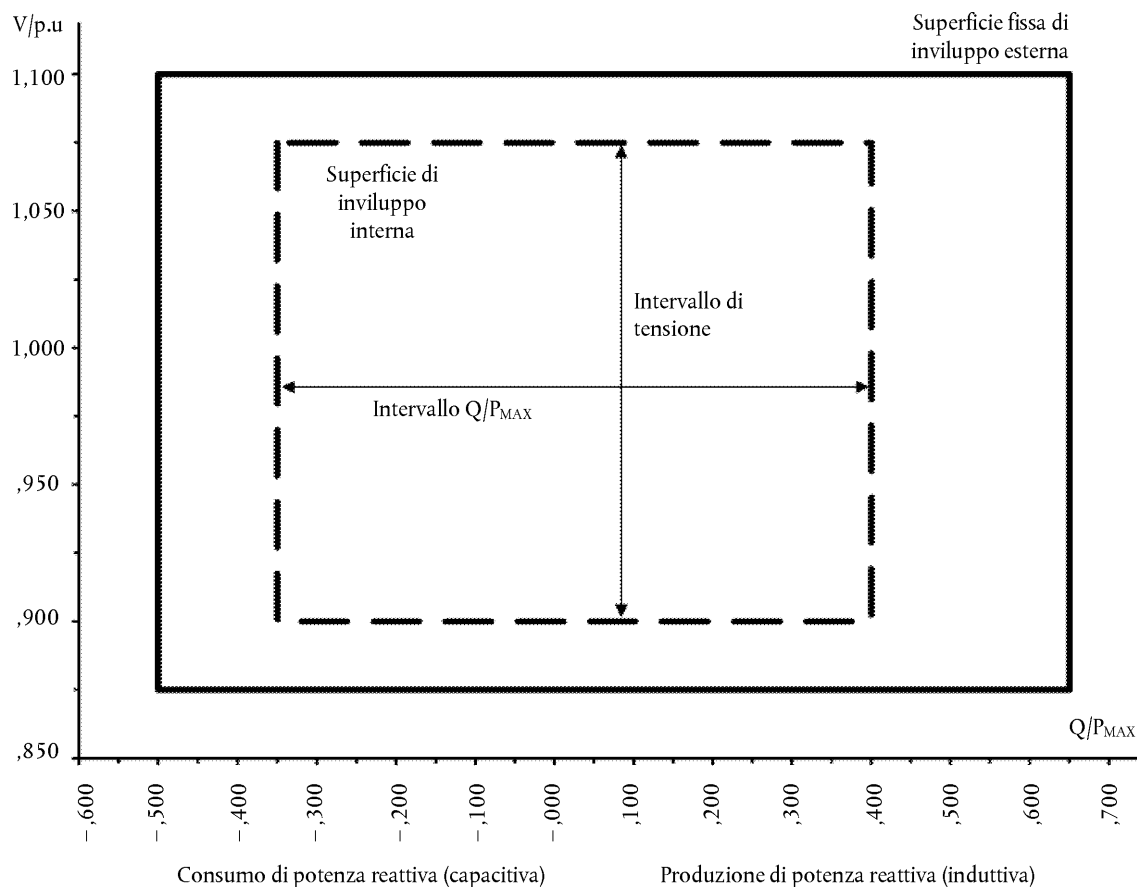
Articolo 21

Requisiti per i parchi di generazione di tipo C

1. I parchi di generazione di tipo C soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13 ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e del paragrafo 6, all'articolo 14 ad eccezione del paragrafo 2, all'articolo 15 e all'articolo 20 ad eccezione del paragrafo 2, lettera a), se non diversamente specificato al paragrafo 3, lettera d), punto v).
2. I parchi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della frequenza:
 - a) il pertinente TSO ha la facoltà di specificare che i parchi di generazione devono essere in grado di fornire inerzia sintetica durante deviazioni della frequenza molto rapide;
 - b) il principio di funzionamento dei sistemi di controllo installati per fornire inerzia sintetica e i parametri associati relativi alle prestazioni sono specificati dal pertinente TSO.
3. I parchi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:
 - a) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema può specificare una compensazione supplementare di potenza reattiva da fornire laddove il punto di connessione di un parco di generazione non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti del convertitore, qualora non sia presente un trasformatore elevatore. Tale potenza reattiva supplementare compensa la domanda di potenza reattiva della linea o cavo ad alta tensione tra i morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore del parco di generazione o i morsetti del convertitore, in assenza di trasformatore elevatore, e il punto di connessione ed è fornita dal titolare responsabile della linea o del cavo.
 - b) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva alla potenza massima:
 - i) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability della potenza reattiva in presenza di tensione variabile. A tal fine, specifica un profilo $U-Q/P_{\max}$ che può assumere qualsiasi forma ed entro i cui limiti il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza massima;
 - ii) il profilo $U-Q/P_{\max}$ è specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, nel rispetto dei seguenti principi:
 - il profilo $U-Q/P_{\max}$ non si trova al di fuori della rispettiva superficie di involuppo, rappresentata nella figura 8,
 - le dimensioni della superficie di involuppo del profilo $U-Q/P_{\max}$ (intervallo Q/P_{\max} e intervallo dei valori di tensione) sono comprese nei valori specificati per ogni area sincrona nella tabella 9,
 - la posizione della superficie di involuppo del profilo $U-Q/P_{\max}$ è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di involuppo esterna di cui alla figura 8; e
 - il profilo $U-Q/P_{\max}$ specificato può assumere qualsiasi forma, tenendo conto dei potenziali costi associati alla capacità di fornire la produzione di potenza reattiva con valori di tensione elevati e il consumo di potenza reattiva con valori di tensione bassi;

Figura 8

Profilo $U-Q/P_{\max}$ di un parco di generazione



Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo $U-Q/P_{\max}$ in base alla tensione nel punto di connessione, espressa come rapporto tra il suo valore effettivo e il suo valore di riferimento di 1 pu rispetto al rapporto tra potenza reattiva (Q) e potenza massima (P_{\max}). La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di involuppo interna sono indicative.

Tabella 9

Parametri per la superficie di involuppo interna della figura 8

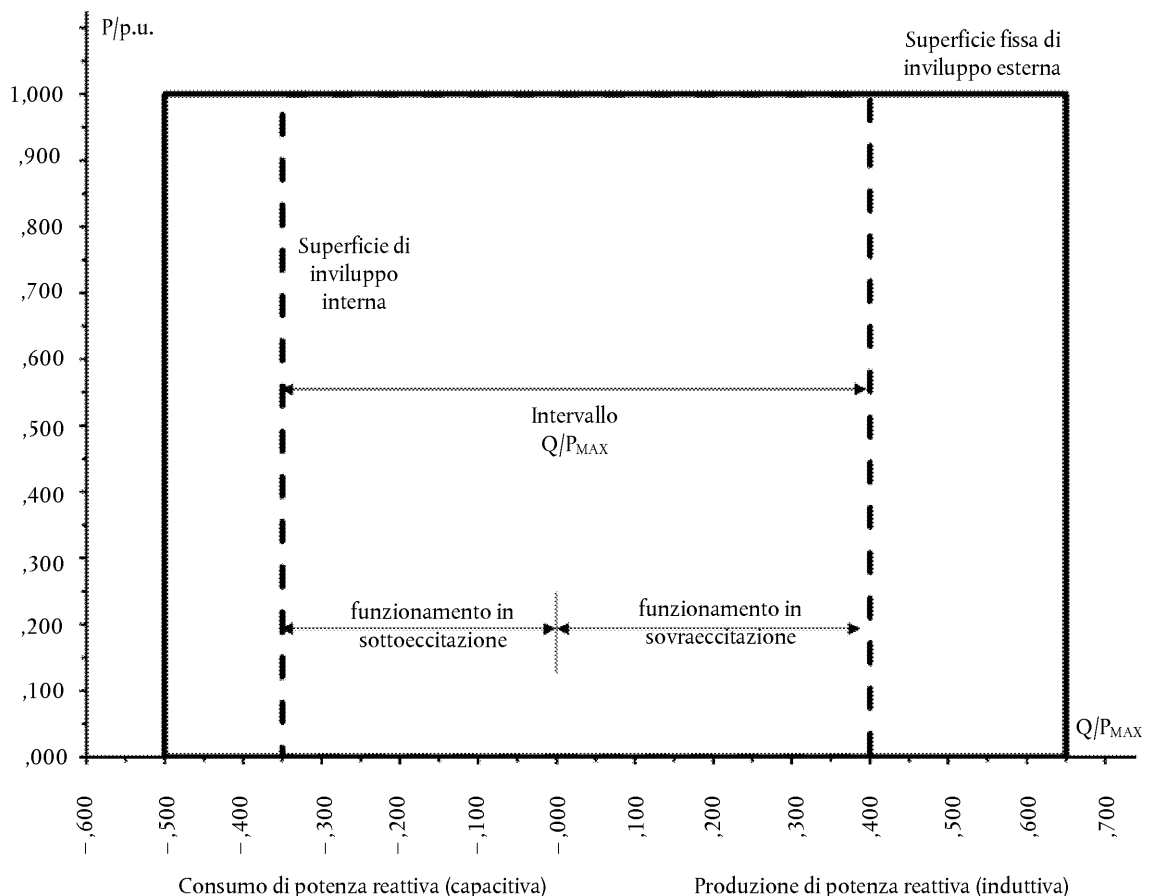
| Area sincrona | Intervallo massimo di Q/P_{\max} | Intervallo massimo dei valori della tensione di regime stazionario in pu |
|----------------------------|------------------------------------|--|
| Europa continentale | 0,75 | 0,225 |
| Area nordica | 0,95 | 0,150 |
| Gran Bretagna | 0,66 | 0,225 |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 0,66 | 0,218 |
| Baltico | 0,80 | 0,220 |

- iii) il requisito relativo alla capacità di fornire potenza reattiva si applica al punto di connessione. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo di tensione è dato dal valore massimo e da quello minimo. L'intero intervallo della potenza reattiva non è pertanto richiesto su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario;

- c) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva al di sotto della potenza massima:
- i) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capacità di fornire potenza reattiva e specifica altresì un profilo $P-Q/P_{\max}$ che può assumere qualsiasi forma ed entro i cui limiti il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva al di sotto della potenza massima;
 - ii) il profilo $P-Q/P_{\max}$ è specificato da ciascun pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, nel rispetto dei seguenti principi:
 - il profilo $P-Q/P_{\max}$ non si trova al di fuori della rispettiva superficie di involuppo, rappresentata nella figura 9,
 - l'intervallo Q/P_{\max} della superficie di involuppo del profilo $P-Q/P_{\max}$ è specificato per ogni area sincrona nella tabella 9,
 - l'intervallo della potenza attiva della superficie di involuppo del profilo $P-Q/P_{\max}$ con potenza reattiva pari a zero corrisponde a 1 pu,
 - il profilo $P-Q/P_{\max}$ può assumere qualsiasi forma e include le condizioni per la capability della potenza reattiva con potenza attiva pari a zero, e
 - la posizione della superficie di involuppo del profilo $P-Q/P_{\max}$ è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di involuppo esterna della figura 9;
 - iii) in condizioni di funzionamento che presentano una produzione di potenza attiva inferiore alla potenza massima ($P < P_{\max}$), il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva in qualsiasi punto di funzionamento all'interno del rispettivo profilo $P-Q/P_{\max}$, se tutte le unità del parco di generazione che generano energia sono tecnicamente disponibili, ossia se non sono fuori servizio per operazioni di manutenzione o a causa di guasti, altrimenti è ammessa una capability della potenza reattiva inferiore, tenendo conto delle disponibilità tecniche;

Figura 9

Profilo $P-Q/P_{\max}$ di un parco di generazione



Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo $P-Q/P_{max}$ al punto di connessione in base alla potenza attiva, espressa come rapporto tra il suo valore effettivo e la potenza massima in pu rispetto al rapporto tra potenza reattiva (Q) e potenza massima (P_{max}). La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di involuppo interna sono indicative.

- iv) il parco di generazione è in grado di passare, in tempi adeguati, a qualsiasi punto di funzionamento nel suo profilo $P-Q/P_{max}$, in base ai valori di riferimento richiesti dal pertinente gestore di sistema;
- d) per quanto riguarda le modalità di controllo della potenza reattiva:
- i) il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva automaticamente con la modalità di controllo della tensione, la modalità di controllo della potenza reattiva o la modalità di controllo del fattore di potenza;
 - ii) in riferimento alla modalità di controllo della tensione, il parco di generazione è in grado di contribuire al controllo della tensione al punto di connessione mediante scambio di potenza reattiva con la rete con un setpoint di tensione compreso tra 0,95 e 1,05 pu con gradini non superiori a 0,01 pu e con una pendenza compresa almeno tra il 2 e il 7 %, con gradini non superiori allo 0,5 %. La produzione della potenza reattiva è pari a zero quando il valore della tensione di rete nel punto di connessione è uguale al setpoint della tensione;
 - iii) il setpoint può essere azionato con o senza una banda morta selezionabile nell'intervallo compreso tra zero e ± 5 % della tensione di riferimento di 1 pu della rete, in gradini non superiori allo 0,5 %;
 - iv) a seguito di una variazione a gradino della tensione, il parco di generazione è in grado di raggiungere una variazione della produzione di potenza reattiva pari al 90 % entro un intervallo di tempo t_1 , specificato dal pertinente gestore di sistema, compreso tra 1 e 5 secondi, e deve assestarsi sul valore specificato dalla pendenza entro un intervallo di tempo t_2 , specificato dal pertinente gestore di sistema, compreso tra 5 e 60 secondi, con una tolleranza della potenza reattiva in regime stazionario non superiore al 5 % della potenza reattiva massima. Le specifiche relative ai tempi sono specificate dal pertinente gestore di sistema;
 - v) nella modalità di controllo della potenza reattiva, il parco di generazione è in grado di impostare il setpoint della potenza reattiva su qualsiasi valore compreso nell'intervallo della potenza reattiva, quale specificata all'articolo 20, paragrafo 2, lettera a), e all'articolo 21, paragrafo 3, lettere a) e b), con una risoluzione non superiore a 5 MVar o al 5 % (a seconda di quale sia il valore inferiore) della potenza reattiva totale, controllando la potenza reattiva nel punto di connessione con un'accuratezza compresa tra ± 5 MVar o ± 5 % (a seconda di quale sia il valore inferiore) della potenza reattiva totale;
 - vi) nella modalità di controllo del fattore di potenza, il parco di generazione è in grado di controllare il fattore di potenza nel punto di connessione nell'intervallo richiesto della potenza reattiva, specificata dal pertinente gestore di sistema a norma dell'articolo 20, paragrafo 2, lettera a), o quale definita all'articolo 21, paragrafo 3, lettere a) e b), con un fattore di potenza target in gradini non superiori a 0,01. Il pertinente gestore di sistema specifica il valore del fattore di potenza target, la sua tolleranza e il periodo di tempo per il raggiungimento del fattore di potenza target in seguito a un'improvvisa variazione della produzione di potenza attiva. La tolleranza del fattore di potenza target è espressa attraverso la tolleranza della corrispondente potenza reattiva. Tale tolleranza della potenza reattiva è espressa mediante un valore assoluto o mediante una percentuale della potenza reattiva massima del parco di generazione;
 - vii) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO e con il titolare del parco di generazione, specifica quale modalità di controllo della potenza reattiva, tra le tre modalità sopra elencate, e quale setpoint associato applicare, nonché l'ulteriore apparecchiatura necessaria per poter regolare a distanza il setpoint pertinente;
- e) per quanto riguarda la priorità da attribuire al contributo della potenza attiva o reattiva, il pertinente TSO specifica se, durante i guasti per i quali è richiesta la *fault-ride-through capability*, ad avere la priorità è il contributo della potenza attiva o il contributo della potenza reattiva. Se si attribuisce la priorità al contributo della potenza attiva, si stabilisce che la potenza attiva deve essere fornita entro 150 ms dall'inizio del guasto;
- f) per quanto riguarda il controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza, se specificato dal pertinente TSO un parco di generazione è in grado di contribuire a tale smorzamento. Le caratteristiche dei parchi di generazione relative al controllo della tensione e della potenza reattiva non devono pregiudicare lo smorzamento delle oscillazioni di potenza.

Articolo 22

Requisiti per i parchi di generazione di tipo D

I parchi di generazione di tipo D soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13 ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e dei paragrafi 6 e 7, all'articolo 14 ad eccezione del paragrafo 2, all'articolo 15 ad eccezione del paragrafo 3, all'articolo 16, all'articolo 20 ad eccezione del paragrafo 2, lettera a), e all'articolo 21.

CAPO 4

Requisiti per parchi di generazione offshore

Articolo 23

Disposizioni generali

1. I requisiti di cui al presente capo si applicano alla connessione alla rete di parchi di generazione connessi in corrente alternata e situati offshore. Un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata e non dotato di un punto di connessione offshore è considerato alla stregua di un parco di generazione onshore e pertanto ottempera ai requisiti che disciplinano i parchi di generazione situati onshore.
2. Il punto di connessione offshore di un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata è specificato dal pertinente gestore di sistema.
3. I parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata che rientrano nel campo di applicazione del presente regolamento sono classificati sulla base delle seguenti configurazioni del sistema di connessione alla rete offshore:
 - a) configurazione 1: connessione in corrente alternata a un singolo punto di interconnessione della rete onshore mediante il quale uno o più parchi di generazione offshore interconnessi tra loro per formare un sistema offshore in corrente alternata sono connessi al sistema onshore;
 - b) configurazione 2: connessioni magliate in corrente alternata mediante le quali diversi parchi di generazione offshore sono interconnessi tra loro per formare un sistema in corrente alternata offshore, il quale è connesso al sistema onshore in due o più punti di interconnessione della rete onshore.

Articolo 24

Requisiti di stabilità di frequenza applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata

I requisiti di stabilità di frequenza di cui all'articolo 13, paragrafi da 1 a 5, ad eccezione della lettera b) del paragrafo 2, all'articolo 15, paragrafo 2, e all'articolo 21, paragrafo 2, si applicano a qualsiasi parco di generazione offshore connesso in corrente alternata.

Articolo 25

Requisiti di stabilità di tensione applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata

1. Fatti salvi l'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e l'articolo 16, paragrafo 3, lettera a), un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata è in grado di rimanere connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli di tensione di rete al punto di connessione, espressi come rapporto in per unit tra la tensione al punto di connessione e la tensione di riferimento di 1 pu, e per gli intervalli di tempo specificati nella tabella 10.
2. Fatte salve le disposizioni di cui al paragrafo 1, il pertinente TSO in Spagna può richiedere che i parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata restino connessi alla rete nell'intervallo di tensione tra 1,05 pu e 1,0875 pu per un periodo illimitato.
3. Fatte salve le disposizioni di cui al paragrafo 1, i pertinenti TSO nell'area sincrona del Baltico possono richiedere che i parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata rimangano connessi alla rete a 400 kV nell'intervallo di tensione e nei periodi di tempo che si applicano nell'area sincrona dell'Europa continentale.

Tabella 10

| Area sincrona | Intervallo di tensione | Tempo di funzionamento |
|----------------------------|-------------------------|--|
| Europa continentale | 0,85 pu – 0,90 pu | 60 minuti |
| | 0,9 pu – 1,118 pu (*) | Illimitato |
| | 1,118 pu – 1,15 pu (*) | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti |
| | 0,90 pu – 1,05 pu (**) | Illimitato |
| | 1,05 pu – 1,10 pu (**) | Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti |
| Area nordica | 0,90 pu – 1,05 pu | Illimitato |
| | 1,05 pu – 1,10 pu (*) | 60 minuti |
| | 1,05 pu – 1,10 pu (**) | Specificato da ciascun TSO, ma non superiore a 60 minuti |
| Gran Bretagna | 0,90 pu – 1,10 pu (*) | Illimitato |
| | 0,90 pu – 1,05 pu (**) | Illimitato |
| | 1,05 pu – 1,10 pu (**) | 15 minuti |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 0,90 pu – 1,10 pu | Illimitato |
| Baltico | 0,85 pu – 0,90 pu (*) | 30 minuti |
| | 0,90 pu – 1,118 pu (*) | Illimitato |
| | 1,118 pu – 1,15 pu (*) | 20 minuti |
| | 0,88 pu – 0,90 pu (**) | 20 minuti |
| | 0,90 pu – 1,097 pu (**) | Illimitato |
| | 1,097 pu – 1,15 pu (**) | 20 minuti |

(*) La base della tensione per i valori pu è inferiore a 300 kV.

(**) La base della tensione per i valori pu è compresa fra 300 kV e 400 kV.

La tabella indica il periodo minimo durante il quale un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata deve essere in grado di funzionare senza disconnettersi in diversi intervalli di tensione che si discostano dal valore di riferimento di 1 pu.

4. I requisiti di stabilità della tensione specificati all'articolo 20, paragrafo 2, lettere b) e c), nonché all'articolo 21, paragrafo 3, si applicano a ciascun parco di generazione offshore connesso in corrente alternata.

5. La capability della potenza reattiva alla potenza massima, specificata all'articolo 21, paragrafo 3, lettera b), si applica ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata, fatta eccezione per la tabella 9. Si applicano invece i requisiti della tabella 11.

Tabella 11

Parametri per la figura 8

| Area sincrona | Intervallo massimo di Q/Pmax | Intervallo massimo dei valori della tensione di regime stazionario in pu |
|----------------------------|------------------------------|--|
| Europa continentale | 0,75 | 0,225 |
| Area nordica | 0,95 | 0,150 |
| Gran Bretagna | 0 (*) 0,33 (**) | 0,225 |
| Irlanda e Irlanda del Nord | 0,66 | 0,218 |
| Baltico | 0,8 | 0,22 |

(*) presso il punto di connessione offshore per la configurazione 1

(**) presso il punto di connessione offshore per la configurazione 2

*Articolo 26***Requisiti di robustezza applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata**

1. Ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata si applicano i requisiti di robustezza dei gruppi di generazione di cui all'articolo 15, paragrafo 4, e all'articolo 20, paragrafo 3.
2. Ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata si applicano i requisiti di *fault-ride-through capability* di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

*Articolo 27***Requisiti di ripristino del sistema applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata**

Ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata si applicano i requisiti di ripristino del sistema di cui all'articolo 14, paragrafo 4, e all'articolo 15, paragrafo 5.

*Articolo 28***Requisiti generali di gestione del sistema applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata**

Ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata si applicano i requisiti generali in relazione alla gestione del sistema di cui all'articolo 14, paragrafo 5, all'articolo 15, paragrafo 6, e all'articolo 16, paragrafo 4.

TITOLO III

PROCEDURA DI COMUNICAZIONE DI ESERCIZIO PER LA CONNESSIONE

CAPO I

Connessione di nuovi gruppi di generazione*Articolo 29***Disposizioni generali**

1. Il titolare dell'impianto di generazione dimostra al pertinente gestore di sistema di aver rispettato i requisiti di cui al titolo II del presente regolamento completando con successo la procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ciascun gruppo di generazione di cui agli articoli da 30 a 37.

2. Il pertinente gestore di sistema chiarisce e rende pubblici i dettagli della procedura di comunicazione di esercizio.

Articolo 30

Comunicazione di esercizio per i gruppi di generazione di tipo A

1. La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo gruppo di generazione di tipo A consiste nella trasmissione di un documento di installazione. Il titolare dell'impianto di generazione assicura che le informazioni richieste siano riportate in un documento di installazione fornito dal pertinente gestore di sistema e trasmesse a quest'ultimo. Viene trasmesso un documento di installazione distinto per ogni gruppo di generazione dell'impianto di generazione.

Il pertinente gestore di sistema assicura che le informazioni richieste possano essere trasmesse da terzi per conto del titolare dell'impianto di generazione.

2. Il pertinente gestore di sistema specifica il contenuto del documento di installazione, che contiene almeno le seguenti informazioni:

- a) il luogo in cui è effettuata la connessione;
- b) la data della connessione;
- c) la potenza massima erogabile dell'installazione in kW;
- d) il tipo di fonte energetica primaria;
- e) la classificazione del gruppo di generazione come tecnologia emergente ai sensi del titolo VI del presente regolamento;
- f) riferimenti ai certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato utilizzati per apparecchiature site nell'installazione;
- g) per le apparecchiature utilizzate per le quali non si disponga di un certificato si forniscono informazioni seguendo le istruzioni del pertinente gestore di sistema; e
- h) i recapiti del titolare dell'impianto di generazione e dell'installatore e le rispettive firme.

3. Il titolare dell'impianto di generazione assicura che il pertinente gestore di sistema o l'autorità competente dello Stato membro sia informata in merito alla disattivazione permanente di un gruppo di generazione in conformità alla legislazione nazionale.

Il pertinente gestore di sistema assicura che tale comunicazione possa essere effettuata da terzi, compresi gli aggregatori.

Articolo 31

Comunicazione di esercizio per i gruppi di generazione dei tipi B, C e D

La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo gruppo di generazione dei tipi B, C e D consente l'utilizzo di certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato.

Articolo 32

Procedura per i gruppi di generazione dei tipi B e C

1. Ai fini della comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo gruppo di generazione dei tipi B e C, il titolare dell'impianto di generazione trasmette al pertinente gestore di sistema un documento del gruppo di generazione («PGMD») corredato di una dichiarazione di conformità.

Per ogni gruppo di generazione appartenente a un dato impianto di generazione si trasmette un PGMD distinto e indipendente.

2. Il formato del PGMD e le informazioni che deve riportare sono specificati dal pertinente gestore di sistema. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di richiedere che il titolare dell'impianto di generazione includa nel PGMD i seguenti elementi:

- a) la prova dell'esistenza di un accordo sulla protezione e sulle impostazioni di controllo che interessano il punto di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione;
- b) una dichiarazione di conformità dettagliata;

- c) i dati tecnici dettagliati del gruppo di generazione che interessano la connessione alla rete come specificato dal pertinente gestore di sistema;
 - d) i certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato relativi ai gruppi di generazione, ove siano adottati come parte della dimostrazione di conformità;
 - e) per i gruppi di generazione di tipo C, i modelli di simulazione ai sensi dell'articolo 15, paragrafo 6, lettera c);
 - f) le relazioni delle prove di conformità che dimostrano le prestazioni in regime stazionario e dinamico come prescritto dai capi 2, 3 e 4 del titolo IV, compreso l'uso di valori reali rilevati durante la prova, con il grado di dettaglio richiesto dal pertinente gestore di sistema; e
 - g) gli studi che dimostrano le prestazioni in regime stazionario e dinamico come prescritto dai capi 5, 6 o 7 del titolo IV, con il grado di dettaglio richiesto dal pertinente gestore di sistema.
3. Il pertinente gestore di sistema, al ricevimento di un PGMD completo e soddisfacente, rilascia al titolare dell'impianto di generazione una comunicazione definitiva di esercizio.
 4. Il titolare dell'impianto di generazione informa il pertinente gestore di sistema o l'autorità competente dello Stato membro in merito alla disattivazione permanente di un gruppo di generazione in conformità alla legislazione nazionale.
 5. Se del caso, il pertinente gestore di sistema assicura che la messa in esercizio e la disattivazione di gruppi di generazione di tipo B e di tipo C possano essere comunicati per via elettronica.
 6. Gli Stati membri possono disporre che il PGMD sia rilasciato da un certificatore autorizzato.

Articolo 33

Procedura per i gruppi di generazione di tipo D

La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo gruppo di generazione di tipo D comprende:

- a) la comunicazione di entrata in esercizio («EON»);
- b) la comunicazione di esercizio provvisorio («ION»); e
- c) la comunicazione definitiva di esercizio («FON»).

Articolo 34

Comunicazione di entrata in esercizio per i gruppi di generazione di tipo D

1. Una EON autorizza il titolare dell'impianto di generazione a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari per i gruppi di generazione utilizzando la connessione alla rete specificata per il punto di connessione.
2. Il pertinente gestore di sistema rilascia una EON subordinatamente al completamento dei preparativi che comprendono un accordo sulla protezione e sulle impostazioni di controllo che interessano il punto di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione.

Articolo 35

Comunicazione di esercizio provvisorio per i gruppi di generazione di tipo D

1. Una ION autorizza il titolare dell'impianto di generazione a gestire il gruppo di generazione e a produrre energia utilizzando la connessione alla rete per un periodo di tempo limitato.
2. Una ION è rilasciata dal pertinente gestore di sistema subordinatamente al completamento della procedura di valutazione dei dati e degli studi di cui al presente articolo.
3. Per quanto riguarda la valutazione dei dati e degli studi, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di richiedere che il titolare dell'impianto di generazione trasmetta quanto segue:
 - a) una dichiarazione di conformità dettagliata;
 - b) i dati tecnici dettagliati del gruppo di generazione che interessano la connessione alla rete come specificato dal pertinente gestore di sistema;

- c) i certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato relativi ai gruppi di generazione, ove siano adottati come parte della dimostrazione di conformità;
- d) i modelli di simulazione, come specificato all'articolo 15, paragrafo 6, lettera c), e come richiesto dal pertinente gestore di sistema;
- e) gli studi che dimostrino le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, come prescritto dai capi 5, 6 o 7 del titolo IV; e
- f) i dettagli delle prove di conformità previste a norma dei capi 2, 3 e 4 del titolo IV.

4. Il periodo di validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare dell'impianto di generazione non è superiore a 24 mesi. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare un periodo di validità più breve per la ION. La validità di una ION può essere prorogata solo se il titolare dell'impianto di generazione ha compiuto progressi sostanziali verso la piena conformità. Eventuali questioni in sospeso sono chiaramente individuate nel momento in cui viene richiesta la proroga.

5. Una proroga della validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare dell'impianto di generazione oltre a quanto stabilito dal paragrafo 4 può essere concessa se al pertinente gestore di sistema viene presentata una richiesta di deroga prima della scadenza di detto periodo di validità, in conformità alla procedura di deroga di cui all'articolo 60.

Articolo 36

Comunicazione definitiva di esercizio per i gruppi di generazione di tipo D

1. Una FON autorizza il titolare dell'impianto di generazione a esercire un gruppo di generazione utilizzando la connessione alla rete.
2. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema previa eliminazione di tutte le incompatibilità individuate in sede di ottenimento della ION e subordinatamente al completamento del processo di valutazione dei dati e degli studi, come disposto nel presente articolo.
3. Ai fini della valutazione dei dati e degli studi, il titolare dell'impianto di generazione trasmette al pertinente gestore di sistema i seguenti elementi:
 - a) una dichiarazione di conformità dettagliata; e
 - b) un aggiornamento dei dati tecnici rilevanti, dei modelli di simulazione e degli studi di cui all'articolo 35, paragrafo 3, lettere b), d) ed e), compreso l'uso di valori reali rilevati durante le prove.
4. Qualora, in connessione con il rilascio della FON, si individui un'incompatibilità, si potrà concedere una deroga su richiesta indirizzata al pertinente gestore di sistema, in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo V. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema se il gruppo di generazione rispetta le disposizioni della deroga.

Se la richiesta di deroga è respinta, il pertinente gestore di sistema può rifiutare di autorizzare il funzionamento del gruppo di generazione fino a quando il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema abbiano risolto l'incompatibilità e il pertinente gestore di sistema consideri che il gruppo di generazione ottempera alle disposizioni del presente regolamento.

Se il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione non risolvono l'incompatibilità entro un lasso di tempo ragionevole e in ogni caso non oltre sei mesi dalla comunicazione del rifiuto della richiesta di deroga, ciascuna delle parti può sottoporre la questione per decisione all'autorità di regolamentazione.

Articolo 37

Comunicazione di esercizio limitato per i gruppi di generazione di tipo D

1. I titolari di impianti di generazione di energia detentori di una FON informano senza indugio il pertinente gestore di sistema se si verificano le circostanze seguenti:
 - a) l'impianto è temporaneamente interessato da modifiche significative o da perdita di capacità che incidono sulle prestazioni; oppure
 - b) guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di determinati requisiti pertinenti.

2. Il titolare dell'impianto di generazione richiede al pertinente gestore di sistema il rilascio di una LON se ha ragionevoli motivi di ritenere che le circostanze di cui al paragrafo 1 possano durare per più di tre mesi.
3. Una LON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema e contiene le seguenti informazioni, che sono chiaramente individuabili:
 - a) le questioni irrisolte che giustificano il rilascio della LON;
 - b) le responsabilità e i tempi attuativi per la soluzione prevista; e
 - c) un periodo massimo di validità non superiore a 12 mesi. Il periodo concesso inizialmente può essere più breve e prorogabile subordinatamente alla valutazione positiva, da parte del pertinente gestore di sistema, di elementi presentatigli a dimostrazione di progressi sostanziali compiuti verso la piena conformità.
4. La FON è sospesa durante il periodo di validità della LON per quanto riguarda gli elementi per i quali la LON è stata rilasciata.
5. Un'ulteriore proroga del periodo di validità della LON può essere concessa in caso di richiesta di deroga indirizzata al pertinente gestore di sistema presentata prima della scadenza di tale periodo, in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo V.
6. Il pertinente gestore di sistema può rifiutare di autorizzare il funzionamento del gruppo di generazione una volta scaduta la validità della LON. In tali casi la FON perde automaticamente la validità.
7. Se il pertinente gestore di sistema non concede una proroga del periodo di validità della LON in conformità al paragrafo 5 o se rifiuta di autorizzare il funzionamento del gruppo di generazione una volta scaduta la validità della LON in conformità al paragrafo 6, il titolare dell'impianto di generazione può sottoporre la questione per decisione all'autorità di regolamentazione entro sei mesi dalla comunicazione della decisione del pertinente gestore di sistema.

CAPO 2

Analisi costi-benefici

Articolo 38

Individuazione di costi e benefici dell'applicazione dei requisiti ai gruppi di generazione esistenti

1. Prima di applicare un requisito stabilito dal presente regolamento ai gruppi di generazione esistenti in conformità all'articolo 4, paragrafo 3, il pertinente TSO procede ad un confronto qualitativo dei costi e dei benefici connessi al requisito in esame. Tale confronto tiene conto delle alternative disponibili in rete o basate sul mercato. Il pertinente TSO può procedere ad effettuare un'analisi quantitativa di costi e benefici in conformità ai paragrafi da 2 a 5, solo se il confronto qualitativo indica che i benefici probabili eccedono i costi probabili. Tuttavia, se il costo è ritenuto alto o il beneficio è ritenuto basso, il pertinente TSO non procede ulteriormente.
2. A seguito di una fase preparatoria eseguita in conformità al paragrafo 1, il pertinente TSO procede a un'analisi quantitativa di costi e benefici di ogni eventuale requisito in esame, ai fini della sua applicazione a gruppi di generazione esistenti, che nella fase preparatoria di cui al paragrafo 1 abbia dimostrato di comportare benefici potenziali.
3. Entro tre mesi dalla conclusione dell'analisi costi-benefici il pertinente TSO ne riassume i risultati in una relazione che:
 - a) comprende l'analisi costi-benefici e una raccomandazione su come procedere;
 - b) comprende una proposta di periodo transitorio di applicazione del requisito a gruppi di generazione esistenti. Tale periodo transitorio non è superiore a due anni a decorrere dalla data della decisione dell'autorità di regolamentazione o, ove applicabile, dello Stato membro sull'applicabilità del requisito;
 - c) è oggetto di consultazione pubblica a norma dell'articolo 10.

4. Entro e non oltre sei mesi dalla chiusura della consultazione pubblica, il pertinente TSO redige una relazione che illustra l'esito della consultazione e contiene una proposta in merito all'applicabilità del requisito in esame ai gruppi di generazione esistenti. La relazione e la proposta sono comunicate all'autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro, mentre il titolare dell'impianto di generazione o, se del caso, una terza parte viene informata in merito al suo contenuto.
5. La proposta presentata dal pertinente TSO all'autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro ai sensi del paragrafo 4 comprende:
 - a) una procedura di comunicazione di esercizio per dimostrare l'attuazione dei requisiti da parte del titolare dell'impianto di generazione esistente;
 - b) un periodo transitorio per l'attuazione dei requisiti che tiene conto della categoria del gruppo di generazione secondo quanto specificato all'articolo 5, paragrafo 2, e all'articolo 23, paragrafo 3, e di eventuali ostacoli all'efficace esecuzione delle modifiche/ristrutturazioni delle apparecchiature

Articolo 39

Principi dell'analisi costi-benefici

1. I titolari di impianti di generazione di energia e i DSO, compresi i CDSO, forniscono assistenza e contributi all'analisi costi-benefici svolta in conformità agli articoli 38 e 63 e trasmettono i necessari dati richiesti dal pertinente gestore di sistema o TSO entro tre mesi dal ricevimento della richiesta, salvo diverso accordo del pertinente TSO. Per la preparazione di un'analisi costi-benefici eseguita dal titolare o dal potenziale titolare di un impianto di generazione per valutare un'eventuale deroga ai sensi dell'articolo 62, i pertinenti TSO e DSO, compreso il CDSO, forniscono assistenza e contributi all'analisi costi-benefici e trasmettono i necessari dati richiesti dal titolare o dal potenziale titolare dell'impianto di generazione entro tre mesi dal ricevimento della richiesta, salvo diverso accordo del titolare o del potenziale titolare dell'impianto di generazione di energia.
2. Un'analisi costi-benefici obbedisce ai seguenti principi:
 - a) il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema o il titolare o potenziale titolare dell'impianto di generazione fonda la sua analisi costi-benefici su uno o più dei seguenti principi di calcolo:
 - i) il valore attuale netto;
 - ii) il rendimento degli investimenti;
 - iii) il tasso di rendimento;
 - iv) il tempo necessario per raggiungere il pareggio;
 - b) il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema o il titolare o potenziale titolare dell'impianto di generazione quantifica inoltre i vantaggi socioeconomici in termini di miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento e considera almeno:
 - i) la conseguente riduzione delle probabilità di perdita di approvvigionamento per l'intera durata di applicazione della modifica;
 - ii) l'entità e la durata probabili di tale perdita di approvvigionamento;
 - iii) il costo sociale orario di tale perdita di approvvigionamento;
 - c) il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema o il titolare o potenziale titolare dell'impianto di generazione quantifica i benefici per il mercato interno dell'energia elettrica, per gli scambi transfrontalieri e per l'integrazione delle energie rinnovabili e considera almeno:
 - i) la risposta frequenza/potenza attiva;
 - ii) le riserve per il bilanciamento;

- iii) la fornitura di potenza reattiva;
 - iv) la gestione della congestione;
 - v) le misure difensive;
- d) il pertinente TSO quantifica i costi dell'applicazione delle norme necessarie ai gruppi di generazione esistenti e considera almeno:
- i) i costi diretti sostenuti per l'attuazione di un requisito;
 - ii) i costi connessi a perdite di opportunità imputabili;
 - iii) i costi connessi a conseguenti modifiche alla manutenzione e al funzionamento.

TITOLO IV

CONFORMITÀ

CAPO 1

Controllo della conformità

Articolo 40

Responsabilità del titolare dell'impianto di generazione

1. Il titolare dell'impianto di generazione assicura che ogni gruppo di generazione sia conforme ai requisiti applicabili a norma del presente regolamento, per tutta la durata di vita dell'impianto. Per i gruppi di generazione di tipo A, il titolare dell'impianto di generazione può valersi di certificati delle apparecchiature rilasciati in conformità al regolamento (CE) n. 765/2008.
2. Il titolare dell'impianto di generazione comunica al pertinente gestore di sistema ogni eventuale modifica prevista delle capacità tecniche di un gruppo di generazione che possa avere ripercussioni sul rispetto dei requisiti applicabili a norma del presente regolamento, prima di intraprendere tale modifica.
3. Il titolare dell'impianto di generazione informa il pertinente gestore di sistema in merito a ogni eventuale incidente operativo o guasto di un gruppo di generazione che ne comprometta la conformità ai requisiti del presente regolamento, senza indugio, dopo il verificarsi di tali incidenti.
4. Il titolare dell'impianto di generazione comunica al pertinente gestore di sistema il calendario delle prove previste e le procedure da seguire per la verifica della conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento, a tempo debito e prima del loro avvio. Il pertinente gestore di sistema approva previamente il calendario delle prove previste e le procedure di prova. Tale approvazione da parte del pertinente gestore di sistema è disbrigata tempestivamente e non viene rifiutata senza validi motivi.
5. Il pertinente gestore di sistema può partecipare alle prove e registrare le prestazioni dei gruppi di generazione.

Articolo 41

Compiti del pertinente gestore di sistema

1. Il pertinente gestore di sistema valuta la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti applicabili a norma del presente regolamento, per tutta la durata di vita dell'impianto di generazione. Il titolare dell'impianto di generazione è informato dell'esito di tale valutazione.

Per i gruppi di generazione di tipo A, il pertinente gestore di sistema può valersi, per tale valutazione, di certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato.

2. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di richiedere che il titolare dell'impianto di generazione svolga le prove di conformità e le simulazioni secondo un piano periodico o uno schema generale oppure dopo ogni guasto, modifica o sostituzione di qualsiasi apparecchiatura che possa avere un impatto sulla conformità del gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento.

Il titolare dell'impianto di generazione è informato dell'esito di tali prove e simulazioni di conformità.

3. Il pertinente gestore di sistema rende pubblico un elenco delle informazioni e dei documenti da fornire nonché i requisiti che il titolare dell'impianto di generazione deve soddisfare nel quadro del processo di conformità. L'elenco contiene almeno le seguenti informazioni, documenti e requisiti:

- a) tutti i documenti e i certificati che il titolare dell'impianto di generazione deve trasmettere;
- b) il dettaglio dei dati tecnici del gruppo di generazione che interessano la connessione alla rete;
- c) i requisiti per i modelli degli studi di sistema in regime stazionario e dinamico;
- d) la tempistica di trasmissione dei dati di sistema necessari per svolgere gli studi;
- e) gli studi svolti dal titolare dell'impianto di generazione per dimostrare le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico in conformità ai requisiti di cui ai capitoli 5 e 6 del titolo IV;
- f) le condizioni e procedure, compresa la portata, per la registrazione dei certificati delle apparecchiature e
- g) le condizioni e procedure per l'uso, da parte del titolare dell'impianto di generazione, dei pertinenti certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato.

4. Il pertinente gestore di sistema rende pubblica la ripartizione delle responsabilità tra il titolare dell'impianto di generazione e il gestore di sistema per le prove, le simulazioni e il controllo di conformità.

5. Il pertinente gestore di sistema può delegare a terzi, del tutto o in parte, l'esecuzione del controllo di conformità. In tali casi, il pertinente gestore di sistema continua a garantire il rispetto dell'articolo 12, compresa la stipula di impegni di riservatezza con il cessionario.

6. Nell'impossibilità di svolgere le prove di conformità e le simulazioni come concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione per motivi attribuibili al pertinente gestore di sistema, quest'ultimo non rifiuta senza validi motivi la comunicazione di esercizio di cui al titolo III.

Articolo 42

Disposizioni comuni per le prove di conformità

1. Le prove delle prestazioni di singoli gruppi di generazione in un impianto di generazione mirano a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.

2. Fatti salvi i requisiti minimi per le prove di conformità di cui al presente regolamento, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di:

- a) consentire al titolare dell'impianto di generazione di svolgere una serie alternativa di prove, a condizione che tali prove siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento;
- b) richiedere al titolare dell'impianto di generazione di svolgere una serie supplementare o alternativa di prove nei casi in cui le informazioni fornite al pertinente gestore di sistema in relazione alle prove di conformità a norma delle disposizioni del capo 2, 3, o 4 del titolo IV non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento; e
- c) richiedere al titolare dell'impianto di generazione di svolgere prove adeguate per dimostrare le prestazioni di un gruppo di generazione in caso di funzionamento con combustibili o miscele di combustibili alternativi. Il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione si accordano su quali tipi di combustibile occorra sottoporre a prova.

3. Il titolare dell'impianto di generazione è responsabile dello svolgimento delle prove in conformità alle condizioni di cui ai capi 2, 3 e 4 del titolo IV. Il pertinente gestore di sistema, in uno spirito di collaborazione, non ritarda lo svolgimento delle prove senza valido motivo.

4. Il pertinente gestore di sistema può partecipare alle prove di conformità in loco o a distanza dal proprio centro di controllo. A tal fine, il titolare dell'impianto di generazione fornisce gli apparecchi di controllo necessari per registrare tutti i segnali e le misurazioni nell'ambito delle prove e garantisce che un'adeguata rappresentanza del titolare dell'impianto di generazione sia disponibile in loco per l'intero periodo delle prove. Si forniscono segnali specificati dal pertinente gestore di sistema se per determinate prove quest'ultimo desidera utilizzare le proprie apparecchiature per registrare le prestazioni. Il pertinente gestore di sistema decide in assoluta autonomia in merito alla propria partecipazione.

Articolo 43

Disposizioni comuni per le simulazioni di conformità

1. Le simulazioni delle prestazioni di singoli gruppi di generazione in un impianto di generazione mirano a dimostrare il rispetto dei requisiti del presente regolamento.
2. Fatti salvi i requisiti minimi di cui al presente regolamento per le simulazioni di conformità, il pertinente gestore di sistema può:
 - a) consentire al titolare dell'impianto di generazione di svolgere una serie alternativa di simulazioni, a condizione che tali simulazioni siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento o alla normativa nazionale; e
 - b) richiedere al titolare dell'impianto di generazione di svolgere una serie supplementare o alternativa di simulazioni nei casi in cui le informazioni fornite al pertinente gestore di sistema in relazione alle simulazioni di conformità a norma delle disposizioni del capo 5, 6 o 7 del titolo IV non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.
3. Per dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento, il titolare dell'impianto di generazione trasmette una relazione con i risultati della simulazione per ogni singolo gruppo di generazione dell'impianto di generazione. Il titolare dell'impianto di generazione elabora e fornisce un modello di simulazione convalidato per un determinato gruppo di generazione. La portata dei modelli di simulazione è definita all'articolo 15, paragrafo 6, lettera c).
4. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di verificare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento svolgendo proprie simulazioni di conformità sulla base delle relazioni delle simulazioni, dei modelli di simulazione e delle misurazioni delle prove di conformità.
5. Il pertinente gestore di sistema fornisce al titolare di un impianto di generazione dati tecnici e un modello di simulazione della rete, nella misura necessaria per effettuare le simulazioni richieste in conformità al capo 5, 6 o 7 del titolo IV.

CAPO 2

Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni

Articolo 44

Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B

1. I titolari degli impianti di generazione effettuano prove di conformità di risposta LFSM-O in relazione ai gruppi di generazione sincroni di tipo B.

Anziché effettuare le prove pertinenti, i titolari degli impianti di generazione possono valersi di certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.

2. Alla prova di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità tecnica del gruppo di generazione di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo della frequenza in caso di forte aumento della frequenza nel sistema. Si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime dinamico, compresa la risposta alla variazione a gradino della frequenza;

- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare una variazione di capacità massima della potenza attiva pari almeno al 10 %, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Se necessario, si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza simultaneamente nel regolatore della velocità e nel regolatore di carico dei sistemi di controllo, tenendo conto degli schemi dei medesimi sistemi di controllo;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) i risultati delle prove, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, paragrafo 2; e
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.

Articolo 45

Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo C

1. In aggiunta alle prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B di cui all'articolo 44, i titolari degli impianti di generazione sottopongono i gruppi di generazione sincroni di tipo C anche alle prove di conformità di cui ai paragrafi 2, 3, 4 e 6 del presente articolo. Se un gruppo di generazione è dotato della capacità di black start, i titolari degli impianti di generazione di energia effettuano anche le prove di cui al paragrafo 5. In sostituzione delle prove pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Alla prova di risposta LFSM-U si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra che il gruppo di generazione è tecnicamente in grado di modulare in continuo la potenza attiva in punti di funzionamento al di sotto della capacità massima per contribuire al controllo di frequenza in caso di forte riduzione della frequenza nel sistema;
 - b) la prova si svolge simulando appropriati punti di carico di potenza attiva, con gradini e rampe di bassa frequenza di entità sufficiente a far scattare una variazione della potenza attiva pari almeno al 10 % della capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Se necessario, si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza simultaneamente nei riferimenti del regolatore di velocità e del regolatore di carico;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) i risultati delle prove, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, ottemperano all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c); e
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.
3. Alla prova di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra che il gruppo di generazione è tecnicamente in grado di modulare in continuo la potenza attiva per l'intero range operativo tra la potenza massima e il livello minimo di regolazione per contribuire al controllo di frequenza. Si verificano i parametri di regolazione in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime dinamico, compresa la robustezza attraverso la risposta frequenza/potenza alle deviazioni a gradino di frequenza e transitori di frequenza veloci e lenti;
 - b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta, nonché della capacità effettiva di aumentare o diminuire la produzione di potenza attiva dal rispettivo punto di funzionamento. Se necessario, si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza simultaneamente nei riferimenti del regolatore di velocità e del regolatore di carico dell'unità o del sistema di controllo dell'impianto.
 - c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) il tempo di attivazione dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in seguito a una variazione a gradino della frequenza non è superiore a quanto richiesto dall'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino;

- iii) il tempo di ritardo iniziale ottempera all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - iv) le impostazioni dello statismo sono disponibili entro l'intervallo specificato all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d) e la banda morta (soglia) non è superiore al valore specificato dal medesimo articolo; e
 - v) l'insensibilità della risposta frequenza/potenza attiva in ogni pertinente punto di funzionamento non eccede i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).
4. Alla prova di controllo del ripristino della frequenza si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità tecnica del gruppo di generazione di partecipare al controllo del ripristino della frequenza e si verifica il coordinamento del FSM e del controllo del ripristino della frequenza;
 - b) l'esito della prova si considera positivo se i risultati, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera e).
5. Alla prova della capacità di black start si applicano i seguenti requisiti:
- a) per i gruppi di generazione con capacità di black start si dimostra la capacità tecnica di riavviarsi dopo un arresto senza alcuna alimentazione elettrica esterna;
 - b) l'esito della prova si considera positivo se il periodo di riaccensione si mantiene entro i tempi indicati al punto iii) dell'articolo 15, paragrafo 5, lettera a).
6. Alla prova dell'attivazione del funzionamento su ausiliari si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità tecnica dei gruppi di generazione di attivare il funzionamento sugli ausiliari e di funzionare in modo stabile in tale configurazione;
 - b) la prova si svolge alla potenza massima e alla potenza reattiva nominale del gruppo di generazione prima del distacco di carico;
 - c) il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di stabilire condizioni supplementari, tenendo conto dell'articolo 15, paragrafo 5, lettera c);
 - d) l'esito della prova si considera positivo se l'attivazione del funzionamento sugli ausiliari avviene con successo, la stabilità del funzionamento sugli ausiliari è stata dimostrata nel periodo di cui all'articolo 15, paragrafo 5, lettera c), e la risincronizzazione alla rete è stata effettuata con successo.
7. Alla prova della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità tecnica del gruppo di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 18, paragrafo 2, lettere b) e c);
 - b) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) il gruppo di generazione funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per almeno un'ora:
 - al livello minimo di funzionamento stabile,
 - potenza massima, e
 - in un punto di funzionamento in potenza attiva tra tali livelli massimo e minimo;
 - ii) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di modificare qualunque valore-obiettivo di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso.

Articolo 46

Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo D

1. I gruppi di generazione sincroni di tipo D sono sottoposti alle prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni dei tipi B e C di cui agli articoli 44 e 45.

2. In sostituzione delle prove pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.

CAPO 3

Prove di conformità per i parchi di generazione

Articolo 47

Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo B

1. I titolari degli impianti di generazione di energia effettuano prove di conformità di risposta LFSM-O in relazione ai parchi di generazione di tipo B.

In sostituzione delle prove pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.

2. Per quanto riguarda i parchi di generazione di tipo B, le prove di risposta LFSM-O rispecchiano la scelta dello schema di controllo fatta dal pertinente gestore di sistema.

3. Alle prove di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo della frequenza in caso di aumento della frequenza nel sistema; Si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime dinamico;
- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare una variazione di capacità massima della potenza attiva pari almeno al 10 %, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Per svolgere questa prova si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza simultaneamente nei riferimenti del sistema di controllo.
- c) l'esito della prova si considera positivo se i risultati, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, paragrafo 2.

Articolo 48

Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo C

1. In aggiunta alle prove di conformità per i parchi di generazione di tipo B di cui all'articolo 47, i titolari degli impianti di generazione sottopongono i parchi di generazione di tipo C alle prove di conformità di cui ai paragrafi da 2 a 9. In sostituzione delle prove pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, il certificato delle apparecchiature è trasmesso al pertinente gestore di sistema.

2. Alla prova della capacità di regolazione della potenza attiva e dell'intervallo di regolazione si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di funzionare a un livello di carico al di sotto del setpoint fissato dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO;
- b) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) il livello di carico del parco di generazione è mantenuto al di sotto del setpoint;
 - ii) il setpoint è realizzato in conformità ai requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera a); e
 - iii) l'accuratezza della regolazione rispetta il valore specificato all'articolo 15, paragrafo 2, lettera a).

3. Alla prova di risposta LFSM-U si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo della frequenza in caso di forte riduzione della frequenza nel sistema;

- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare una variazione di capacità massima della potenza attiva pari almeno al 10 % con un punto di partenza non superiore all'80 % della capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta.
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
- i) i risultati della prova, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c); e
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.
4. Alla prova di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di modulare in continuo la potenza attiva sull'intero range operativo tra la capacità massima e il livello minimo di regolazione per contribuire al controllo di frequenza. Si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali insensibilità, statismo, banda morta e intervallo di regolazione, e in regime dinamico, compresa la risposta alla variazione a gradino della frequenza;
- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Per svolgere la prova si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza.
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
- i) il tempo di attivazione dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in seguito a una variazione a gradino della frequenza non è superiore a quanto richiesto dall'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino;
 - iii) il ritardo iniziale è conforme all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - iv) le impostazioni dello statismo sono disponibili entro gli intervalli specificati all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d), e la banda morta (soglia) non è superiore al valore stabilito dal pertinente TSO; e
 - v) l'insensibilità della risposta frequenza/potenza attiva non eccede il requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).
5. Alla prova di controllo del ripristino della frequenza si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di contribuire al controllo del ripristino della frequenza. Si controlla la cooperazione sia degli FSM che del controllo del ripristino della frequenza;
- b) l'esito della prova si considera positivo se i risultati, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera e).
6. Alla prova della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettere b) e c);
- b) la prova è effettuata alla potenza reattiva massima, sia induttiva che capacitiva, e verifica i seguenti parametri:
- i) funzionamento a più del 60 % della capacità massima per 30 minuti;
 - ii) funzionamento nell'intervallo del 30-50 % della capacità massima per 30 minuti; e
 - iii) funzionamento nell'intervallo del 10-20 % della capacità massima per 60 minuti;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatti i seguenti criteri:
- i) il parco di generazione funziona per una durata non inferiore alla durata richiesta alla massima potenza reattiva, sia induttiva che capacitiva, per ciascun parametro di cui al paragrafo 6), lettera b);
 - ii) è dimostrata la capacità del parco di generazione di modificare qualunque valore-obiettivo di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso; e
 - iii) non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.

7. Alla prova della modalità di controllo della tensione si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità del parco di generazione di funzionare nella modalità di controllo della tensione di cui alle condizioni stabilite ai punti da ii) a iv) dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - b) la prova della modalità di controllo della tensione verifica i seguenti parametri:
 - i) la pendenza e la banda morta realizzate in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), punto iii);
 - ii) l'accuratezza della regolazione;
 - iii) l'insensibilità della regolazione; e
 - iv) il tempo di attivazione della potenza reattiva;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) l'intervallo della regolazione e lo statismo e la banda morta regolabili sono conformi ai parametri caratteristici concordati o decisi di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - ii) l'insensibilità del controllo della tensione non è superiore a 0,01 pu, in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d); e
 - iii) a seguito di una variazione a gradino della tensione, il 90 % della variazione della potenza reattiva è completato entro i tempi e le tolleranze specificati all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d).
8. Alla prova della modalità di controllo della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità del parco di generazione di funzionare nella modalità di controllo della potenza reattiva, in conformità alle condizioni stabilite al punto v) dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - b) la prova della modalità di controllo della potenza reattiva è complementare alla prova della capability della potenza reattiva;
 - c) La prova della modalità di controllo della potenza reattiva verifica i seguenti parametri:
 - i) l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva;
 - ii) l'accuratezza della regolazione; e
 - iii) il tempo di attivazione della potenza reattiva;
 - d) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d); e
 - ii) l'accuratezza della regolazione ottempera alle condizioni stabilite all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d).
9. Alla prova della modalità di controllo del fattore di potenza si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità del parco di generazione di funzionare nella modalità di controllo del fattore di potenza, in conformità al punto iv) dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - b) la prova della modalità di controllo del fattore di potenza verifica i seguenti parametri:
 - i) l'intervallo di setpoint del fattore di potenza;
 - ii) l'accuratezza della regolazione; e
 - iii) la risposta della potenza reattiva in seguito alla variazione a gradino della potenza attiva;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) l'intervallo di setpoint e l'incremento del fattore di potenza sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - ii) il tempo di attivazione della potenza reattiva a seguito della variazione a gradino della potenza attiva non eccede il requisito di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d); e
 - iii) l'accuratezza della regolazione rispetta il valore specificato all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d).

10. Per quanto riguarda le prove di cui ai paragrafi 7, 8 e 9, il pertinente gestore di sistema può scegliere soltanto una delle tre modalità di controllo per le prove.

Articolo 49

Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo D

1. I parchi di generazione di tipo D sono sottoposti alle prove di conformità per i parchi di generazione dei tipi B e C alle condizioni di cui agli articoli 47 e 48.
2. In sostituzione delle prove pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.

CAPO 4

Prove di conformità per i parchi di generazione offshore

Articolo 50

Prove di conformità per i parchi di generazione offshore

Ai parchi di generazione offshore si applicano le prove di conformità stabilite all'articolo 44, paragrafo 2, nonché all'articolo 48, paragrafi 2, 3, 4, 5, 7, 8 e 9.

CAPO 5

Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni

Articolo 51

Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B

1. I titolari degli impianti di generazione effettuano simulazioni di risposta LFSM-O in relazione ai gruppi di generazione sincroni di tipo B. In sostituzione delle simulazioni pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Alla simulazione di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra mediante simulazione la capacità del gruppo di generazione di modulare la potenza attiva ad alta frequenza in conformità all'articolo 13, paragrafo 2;
 - b) la simulazione si svolge per mezzo di gradini e rampe ad alta frequenza che raggiungono il livello minimo di regolazione, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i) il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-O di cui all'articolo 44, paragrafo 2; e
 - ii) si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 13, paragrafo 2.
3. Alla simulazione della *fault-ride-through capability* dei gruppi di generazione sincroni di tipo B si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra mediante simulazione la *fault-ride-through capability* del gruppo di generazione in conformità alle condizioni stabilite dall'articolo 14, paragrafo 3, lettera a);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a).

4. Alla simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di effettuare il ripristino della potenza attiva dopo un guasto di cui alle condizioni stabilite dall'articolo 17, paragrafo 3;
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 17, paragrafo 3.

Articolo 52

Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo C

1. In aggiunta alle simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B di cui all'articolo 51, i gruppi di generazione sincroni di tipo C sono sottoposti alle simulazioni di conformità specificate nei paragrafi da 2 a 5. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Alla simulazione di risposta LFSM-U si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di modulare la potenza attiva a basse frequenze in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c);
 - b) la simulazione si svolge per mezzo di gradini e rampe a bassa frequenza che raggiungono la capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i) il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-U di cui all'articolo 45, paragrafo 2; e
 - ii) si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c).
3. Alla simulazione di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di modulare la potenza attiva lungo tutto l'intervallo dei valori di frequenza in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - b) la simulazione si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta.
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i) il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta FSM di cui all'articolo 45, paragrafo 3; e
 - ii) si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).
4. Alla simulazione di funzionamento in isola si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostrano le prestazioni del gruppo di generazione durante il funzionamento in isola di cui alle condizioni stabilite dall'articolo 15, paragrafo 5, lettera b);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se il gruppo di generazione riduce o aumenta la produzione di potenza attiva dal precedente punto di funzionamento a qualsiasi nuovo punto di funzionamento all'interno del diagramma di capability P-Q entro i limiti di cui all'articolo 15, paragrafo 5, lettera b), senza disconnessione del gruppo di generazione dall'isola per variazione eccessiva della frequenza verso l'alto o verso il basso.

5. Alla simulazione della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:
- a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità alle condizioni stabilite dall'articolo 18, paragrafo 2, lettere b) e c);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i) il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 45, paragrafo 7; e
 - ii) si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 18, paragrafo 2, lettere b) e c).

Articolo 53

Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo D

1. In aggiunta alle simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B e C di cui agli articoli 51 e 52, salvo per la simulazione della *fault-ride-through capability* dei gruppi di generazione sincroni di tipo B di cui all'articolo 51, paragrafo 3, i gruppi di generazione sincroni di tipo D sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui ai paragrafi 2 e 3. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Alla simulazione del controllo dell'attenuazione delle oscillazioni della potenza si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra che le prestazioni del gruppo di generazione in termini del suo sistema di controllo (funzione «PSS») consentono lo smorzamento delle oscillazioni della potenza attiva in conformità alle condizioni di cui all'articolo 19, paragrafo 2;
 - b) la sintonizzazione deve risultare in un migliore smorzamento della corrispondente risposta della potenza attiva dell'AVR in combinazione con la funzione PSS, rispetto alla risposta della potenza attiva del solo AVR;
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) la funzione PSS smorza le oscillazioni della potenza attiva esistenti del gruppo di generazione entro un intervallo di frequenza specificato dal pertinente TSO. Tale intervallo di frequenza comprende le frequenze di modalità locale del gruppo di generazione e le oscillazioni di rete previste; e
 - ii) un'improvvisa riduzione del carico del gruppo di generazione da 1 pu a 0,6 pu della capacità massima non causa oscillazioni non smorzate della potenza attiva o reattiva del gruppo di generazione.
3. Alla simulazione della *fault-ride-through capability* dei gruppi di generazione sincroni di tipo D si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di effettuare il *fault-ride-through* alle condizioni stabilite dall'articolo 16, paragrafo 3, lettera a);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

CAPO 6

Simulazioni di conformità per i parchi di generazione

Articolo 54

Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B

1. I parchi di generazione di tipo B sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui ai paragrafi da 2 a 5. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.

2. Alla simulazione di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di modulare la potenza attiva ad alta frequenza in conformità all'articolo 13, paragrafo 2;
 - b) la simulazione si svolge per mezzo di gradini e rampe ad alta frequenza che raggiungono il livello minimo di regolazione, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i) il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-O di cui all'articolo 47, paragrafo 3; e
 - ii) si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 13, paragrafo 2.
3. Alla simulazione dell'iniezione rapida di corrente di guasto si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di effettuare l'iniezione rapida di corrente di guasto alle condizioni stabilite dall'articolo 20, paragrafo 2, lettera b);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b).
4. Alla capacità di simulazione di *fault-ride-through* dei parchi di generazione di energia di tipo B si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra per simulazione la *fault-ride-through capability* del parco di generazione alle condizioni stabilite dall'articolo 14, paragrafo 3, lettera a);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a).
5. Alla simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di effettuare il ripristino della potenza attiva dopo un guasto, alle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafo 3;
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 3.

Articolo 55

Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo C

1. In aggiunta alle simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B di cui all'articolo 54, i parchi di generazione di tipo C sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui ai paragrafi da 2 a 7. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Alla simulazione di risposta LFSM-U si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di modulare la potenza attiva a basse frequenze in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c);
 - b) la simulazione si svolge simulando gradini e rampe a bassa frequenza che raggiungono la capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i) il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-U di cui all'articolo 48, paragrafo 3; e
 - ii) si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c).

3. Alla simulazione di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di modulare la potenza attiva lungo tutto l'intervallo dei valori di frequenza di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - b) la simulazione si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta.
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i) il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta FSM di cui all'articolo 48, paragrafo 4; e
 - ii) si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).
4. Alla simulazione di funzionamento in isola si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostrano le prestazioni del parco di generazione durante il funzionamento in isola alle condizioni stabilite dall'articolo 15, paragrafo 5, lettera b);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se il parco di generazione riduce o aumenta la produzione di potenza attiva dal precedente punto di funzionamento a qualsiasi nuovo punto di funzionamento all'interno del diagramma di capability P-Q ed entro i limiti di cui all'articolo 15, paragrafo 5, lettera b), senza disconnessione del parco di generazione dall'isola per variazione eccessiva della frequenza verso l'alto o verso il basso.
5. Alla simulazione della capacità di fornire inerzia sintetica si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di fornire inerzia sintetica in caso di evento di bassa frequenza di cui all'articolo 21, paragrafo 2, lettera a);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se si dimostra la conformità del modello alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 2.
6. Alla simulazione della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del parco di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettere b) e c);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability di potenza reattiva di cui all'articolo 48, paragrafo 6; e
 - ii) si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettere b) e c).
7. Alla simulazione del controllo dello smorzamento delle oscillazioni della potenza si applicano i seguenti requisiti:
 - a) si dimostra la capacità del modello del parco di generazione di fornire la capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza attiva in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera f);
 - b) l'esito della simulazione è considerato positivo se il modello dimostra la conformità alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3), lettera f).

*Articolo 56***Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo D**

1. In aggiunta alle simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B e C di cui agli articoli 54 e 55, salvo per la *fault-ride-through capability* dei parchi di generazione di tipo B di cui all'articolo 54, paragrafo 4, i parchi di generazione di tipo D sono sottoposti alla simulazione di conformità della *fault-ride-through capability* dei parchi di generazione.
2. In sostituzione totale o parziale delle simulazioni di cui al paragrafo 1, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.
3. Si dimostra l'idoneità del modello del parco di generazione a simulare la *fault-ride-through capability* in conformità all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).
4. L'esito della simulazione si considera positivo se si dimostra la conformità del modello alle condizioni di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

*CAPO 7***Simulazioni di conformità per i parchi di generazione offshore***Articolo 57***Simulazioni di conformità applicabili ai parchi di generazione offshore**

Ai parchi di generazione offshore si applicano le simulazioni di conformità specificate all'articolo 54, paragrafi 3 e 5, e all'articolo 55, paragrafi 4, 5 e 7.

*CAPO 8***Orientamenti non vincolanti e monitoraggio dell'attuazione***Articolo 58***Orientamenti non vincolanti sull'attuazione**

1. Entro e non oltre sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento, l'ENTSO-E elabora orientamenti scritti non vincolanti in merito agli elementi del presente regolamento che richiedono decisioni nazionali e successivamente li fornisce, con periodicità biennale, ai suoi membri e ad altri gestori di sistema. L'ENTSO-E pubblica tali orientamenti sul suo sito web.
2. L'ENTSO-E consulta le parti interessate nel fornire orientamenti non vincolanti.
3. Gli orientamenti non vincolanti illustrano le questioni tecniche, le condizioni e le interdipendenze da prendere in considerazione ai fini della conformità ai requisiti del presente regolamento a livello nazionale.

*Articolo 59***Monitoraggio**

1. L'ENTSO-E monitora l'attuazione del presente regolamento in conformità all'articolo 8, paragrafo 8, del regolamento (CE) n. 714/2009. In particolare, il monitoraggio comprende i seguenti elementi:
 - a) l'individuazione di eventuali divergenze nell'attuazione del presente regolamento a livello nazionale;
 - b) una valutazione volta a stabilire se la scelta di valori e di intervalli nei requisiti applicabili ai gruppi di generazione ai sensi del presente regolamento continui a essere valida.
2. L'Agenzia, in cooperazione con l'ENTSO-E, elabora entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento un elenco delle informazioni pertinenti che l'ENTSO-E è tenuta a comunicare all'Agenzia in conformità all'articolo 8, paragrafo 9, e all'articolo 9, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 714/2009. L'elenco delle informazioni pertinenti può essere soggetto ad aggiornamenti. L'ENTSO-E mantiene una banca dati completa delle informazioni richieste dall'Agenzia in formato digitale standardizzato.

3. I pertinenti TSO trasmettono all'ENTSO-E le informazioni necessarie per l'esecuzione dei compiti di cui ai paragrafi 1 e 2.

Su richiesta dell'autorità di regolamentazione, i DSO trasmettono ai TSO le informazioni di cui al paragrafo 2, a meno che dette informazioni siano già in possesso delle autorità di regolamentazione, dell'Agenzia o dell'ENTSO-E in riferimento alle rispettive mansioni di monitoraggio dell'attuazione, onde evitare la duplicazione di informazioni.

4. Qualora l'ENTSO-E o l'Agenzia definiscano settori soggetti al presente regolamento per i quali, sulla base dell'evoluzione del mercato o dell'esperienza acquisita in sede di applicazione del presente regolamento, sia opportuno armonizzare ulteriormente i requisiti di cui al presente regolamento per promuovere l'integrazione del mercato, essi propongono progetti di modifiche al presente regolamento a norma dell'articolo 7, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 714/2009.

TITOLO V

DEROGHE

Articolo 60

Potere di concedere deroghe

1. Le autorità di regolamentazione possono, su richiesta del titolare o del potenziale titolare di un impianto di generazione, del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO, concedere ai titolari o ai potenziali titolari di impianti di generazione di energia, ai pertinenti gestori di sistema o ai pertinenti TSO di derogare da una o più disposizioni del presente regolamento per gruppi di generazione nuovi ed esistenti, in conformità agli articoli da 61 a 63.

2. Ove applicabile in uno Stato membro, le deroghe possono essere concesse e revocate in conformità agli articoli da 61 a 63 da autorità diverse dall'autorità di regolamentazione.

Articolo 61

Disposizioni generali

1. Ciascuna autorità di regolamentazione specifica, previa consultazione dei pertinenti gestori di sistema, dei titolari di impianti di generazione e di altre parti che ritiene interessate dal presente regolamento, i criteri per la concessione di deroghe a norma degli articoli 62 e 63. Tali criteri sono pubblicati sui rispettivi siti web e comunicati alla Commissione entro nove mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento. La Commissione può richiedere all'autorità di regolamentazione di modificare i criteri se ritiene che non siano conformi al presente regolamento. Tale possibilità di riesaminare e modificare i criteri di concessione lascia impregiudicate le deroghe già concesse, le quali rimangono di applicazione fino alla scadenza prevista dalla decisione di concessione della deroga stessa.

2. Se l'autorità di regolamentazione lo ritiene necessario per mutate circostanze collegate all'evoluzione dei requisiti di sistema, può riesaminare e modificare, non più di una volta l'anno, i criteri per la concessione di deroghe in conformità al paragrafo 1. Le modifiche dei criteri non si applicano alle deroghe per le quali sia già stata presentata una richiesta.

3. L'autorità di regolamentazione può decidere che i gruppi di generazione per i quali è stata presentata una richiesta di deroga a norma dell'articolo 62 o 63 non sono tenuti a conformarsi ai requisiti del presente regolamento per i quali è stata richiesta una deroga a decorrere dal giorno della presentazione della domanda fino all'emissione di una decisione da parte dell'autorità di regolamentazione.

Articolo 62

Richiesta di deroga da parte del titolare di un impianto di generazione

1. I titolari o potenziali titolari di impianti di generazione possono chiedere una deroga a uno o più requisiti del presente regolamento per gruppi di generazione appartenenti ai loro impianti.

2. Una richiesta di deroga è presentata al pertinente gestore di sistema e comprende:

- a) l'identificazione del titolare o del potenziale titolare dell'impianto di generazione e di una persona di contatto per eventuali comunicazioni;
- b) la descrizione del gruppo o dei gruppi di generazione per cui si chiede una deroga;

- c) un riferimento alle disposizioni del presente regolamento per cui si chiede una deroga e una descrizione dettagliata della deroga chiesta;
- d) una motivazione dettagliata, con i pertinenti documenti giustificativi e un'analisi costi-benefici in conformità al disposto dell'articolo 39;
- e) la dimostrazione che la deroga chiesta non avrebbe alcun effetto negativo sugli scambi transfrontalieri.

3. Entro due settimane dalla data di ricevimento della richiesta di deroga, il pertinente gestore di sistema comunica al titolare o al potenziale titolare dell'impianto di generazione se la richiesta è considerata completa. Se il pertinente gestore di sistema ritiene che la richiesta sia incompleta, il titolare o il potenziale titolare dell'impianto di generazione presenta le informazioni supplementari richieste entro un mese a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta di informazioni supplementari. Se il titolare o potenziale titolare dell'impianto di generazione non fornisce le informazioni richieste entro tale termine, la richiesta di deroga si considera ritirata.

4. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO ed eventuali DSO adiacenti interessati, valuta la richiesta di deroga e l'analisi costi-benefici di cui è corredata, tenendo conto dei criteri fissati dall'autorità di regolamentazione ai sensi dell'articolo 61.

5. Se la richiesta di deroga riguarda un gruppo di generazione di tipo C o D connesso a un sistema di distribuzione, compreso un sistema di distribuzione chiuso, la valutazione del pertinente gestore di sistema deve essere corredata di una valutazione della richiesta di deroga effettuata dal pertinente TSO. Il pertinente TSO trasmette la propria valutazione entro due mesi dalla richiesta in tal senso emanata dal pertinente gestore di sistema.

6. Entro sei mesi dal ricevimento di una richiesta di deroga, il pertinente gestore di sistema trasmette la richiesta all'autorità di regolamentazione e presenta la o le valutazioni elaborate in conformità ai paragrafi 4 e 5. Tale periodo può essere prorogato di un mese se il pertinente gestore di sistema richiede informazioni supplementari al titolare o al potenziale titolare dell'impianto di generazione e di due mesi se il pertinente gestore di sistema richiede al pertinente TSO una valutazione della domanda di deroga.

7. L'autorità di regolamentazione adotta una decisione in merito alla richiesta di deroga entro sei mesi dal giorno successivo al ricevimento della richiesta. Tale termine può essere prorogato di tre mesi prima della sua scadenza se l'autorità di regolamentazione richiede informazioni supplementari al titolare o al potenziale titolare dell'impianto di generazione o ad altre parti interessate. Il periodo supplementare inizia dal ricevimento delle informazioni complete.

8. Il titolare o il potenziale titolare dell'impianto di generazione presenta le eventuali informazioni supplementari richieste dall'autorità di regolamentazione entro due mesi dalla richiesta. Se il titolare o il potenziale titolare dell'impianto di generazione non fornisce le informazioni richieste entro detto termine, la richiesta di deroga si considera ritirata, a meno che, prima della scadenza del medesimo termine:

- a) l'autorità di regolamentazione decida di concedere una proroga; oppure
- b) il titolare o il potenziale titolare dell'impianto di generazione dichiara all'autorità di regolamentazione, mediante comunicazione motivata, che la richiesta di deroga è completa.

9. L'autorità di regolamentazione adotta una decisione motivata in merito a una richiesta di deroga. Se l'autorità di regolamentazione concede una deroga, ne precisa la durata.

10. L'autorità di regolamentazione comunica la sua decisione al pertinente titolare o potenziale titolare dell'impianto di generazione, al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO.

11. Un'autorità di regolamentazione può revocare una decisione favorevole di deroga se le circostanze e le motivazioni soggiacenti non sussistono più o su raccomandazione motivata della Commissione o dell'Agenzia ai sensi dell'articolo 65, paragrafo 2.

12. Una richiesta di deroga a norma del presente articolo per gruppi di generazione di tipo A può essere presentata da un terzo a nome del titolare o del potenziale titolare dell'impianto di generazione. Tale richiesta può riguardare un gruppo di generazione singolo o più gruppi di generazione identici fra loro. In quest'ultimo caso e a condizione di specificare la potenza massima cumulativa, il terzo di cui trattasi può sostituire le informazioni di cui al paragrafo 2, lettera a) con le proprie.

Articolo 63

Richiesta di deroga da parte di un pertinente gestore di sistema o TSO

1. I pertinenti gestori di sistema o TSO possono chiedere deroghe per classi di gruppi di generazione connessi o da connettere alla loro rete.
 2. I pertinenti gestori di sistema o TSO presentano le richieste di deroga all'autorità di regolamentazione. La richiesta di deroga comprende:
 - a) l'identificazione del pertinente gestore di sistema o TSO e di una persona di contatto per eventuali comunicazioni;
 - b) una descrizione dei gruppi di generazione per cui si chiede una deroga, la capacità totale installata e il numero di gruppi di generazione;
 - c) il requisito o i requisiti del presente regolamento per cui si chiede una deroga, con una descrizione dettagliata della deroga chiesta;
 - d) una motivazione dettagliata, con tutti i pertinenti documenti giustificativi;
 - e) la dimostrazione che la deroga chiesta non avrebbe alcun effetto negativo sugli scambi transfrontalieri;
 - f) un'analisi costi-benefici in conformità al disposto dell'articolo 39. Se del caso, l'analisi costi-benefici è svolta in coordinamento con il pertinente TSO ed eventuali DSO adiacenti.
 3. Se la richiesta di deroga è presentata da un pertinente DSO o CDSO, l'autorità di regolamentazione chiede al pertinente TSO, entro due settimane dal giorno successivo al ricevimento di tale richiesta, di valutare la richiesta di deroga alla luce dei criteri fissati dall'autorità di regolamentazione, a norma dell'articolo 61.
 4. Entro due settimane a decorrere dal giorno successivo al ricevimento di tale richiesta di valutazione, il pertinente TSO comunica al pertinente DSO o CDSO se la richiesta di deroga è considerata completa. Se il pertinente TSO ritiene che la richiesta sia incompleta, il pertinente DSO o CDSO presenta le informazioni supplementari richieste entro un mese a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta di informazioni supplementari.
 5. Entro sei mesi dal ricevimento di una richiesta di deroga, il pertinente TSO trasmette all'autorità di regolamentazione la sua valutazione, corredata di eventuali documenti pertinenti. Il termine di sei mesi può essere prorogato di un mese se il pertinente TSO chiede informazioni supplementari al pertinente DSO o CDSO.
 6. L'autorità di regolamentazione adotta una decisione in merito alla richiesta di deroga entro sei mesi dalla data del ricevimento della richiesta. Se la richiesta di deroga è presentata dal pertinente DSO o CDSO, il termine di sei mesi decorre dal giorno successivo al ricevimento della valutazione eseguita dal pertinente TSO a norma del paragrafo 5.
 7. Il termine di sei mesi di cui al paragrafo 6 può, prima della sua scadenza, essere prorogato di ulteriori tre mesi qualora l'autorità di regolamentazione chieda ulteriori informazioni al pertinente gestore di sistema che chiede la deroga o ad altre parti interessate. Tale termine supplementare decorre dal giorno successivo alla data di ricevimento delle informazioni complete.
- Il pertinente gestore di sistema fornisce le informazioni supplementari eventualmente richieste dall'autorità di regolamentazione entro due mesi dalla richiesta. Se il pertinente gestore di sistema non fornisce le informazioni supplementari richieste entro detto termine, la richiesta di deroga si considera ritirata, a meno che, prima della scadenza del medesimo termine:
- a) l'autorità di regolamentazione decida di concedere una proroga; oppure
 - b) il pertinente gestore di sistema dichiara all'autorità di regolamentazione, mediante comunicazione motivata, che la richiesta di deroga è completa.
8. L'autorità di regolamentazione adotta una decisione motivata in merito a una richiesta di deroga. Se l'autorità di regolamentazione concede la deroga, ne precisa la durata.

9. L'autorità di regolamentazione comunica la sua decisione al pertinente gestore di sistema che chiede la deroga, al pertinente TSO e all'Agenzia.

10. Le autorità di regolamentazione possono stabilire ulteriori requisiti relativi alla preparazione delle richieste di deroga da parte dei pertinenti gestori di sistema. Al riguardo, le autorità di regolamentazione tengono conto della linea di demarcazione tra il sistema di trasmissione e il sistema di distribuzione a livello nazionale e consultano i gestori di sistema, i titolari degli impianti di generazione e le parti interessate, compresi i fabbricanti.

11. Un'autorità di regolamentazione può revocare una decisione favorevole di deroga se le circostanze e le motivazioni soggiacenti non sussistono più o su raccomandazione motivata della Commissione o dell'Agenzia ai sensi dell'articolo 65, paragrafo 2.

Articolo 64

Registro delle deroghe ai requisiti del presente regolamento

1. Le autorità di regolamentazione tengono un registro di tutte le deroghe concesse o rifiutate e trasmette all'Agenzia un registro aggiornato e consolidato almeno una volta ogni sei mesi, di cui una copia è trasmessa all'ENTSO-E.

2. Il registro contiene, in particolare:

- a) il requisito o i requisiti per cui è concessa o rifiutata la deroga;
- b) il contenuto della deroga;
- c) i motivi per cui la deroga è stata concessa o rifiutata;
- d) le conseguenze della concessione della deroga.

Articolo 65

Controllo delle deroghe

1. L'Agenzia controlla la procedura di concessione delle deroghe con la cooperazione delle autorità di regolamentazione o delle autorità competenti dello Stato membro. Dette autorità o le autorità competenti dello Stato membro trasmettono all'Agenzia tutte le informazioni necessarie a tal fine.

2. L'Agenzia può trasmettere a un'autorità di regolamentazione la raccomandazione motivata di revocare una deroga per assenza di motivazione. La Commissione può trasmettere a un'autorità di regolamentazione o all'autorità competente dello Stato membro la raccomandazione motivata di revocare una deroga per assenza di motivazione.

3. La Commissione può richiedere all'Agenzia di presentare una relazione sull'applicazione dei paragrafi 1 e 2 e di motivare le proprie decisioni di chiedere o non chiedere la revoca di deroghe.

TITOLO VI

DISPOSIZIONI TRANSITORIE PER LE TECNOLOGIE EMERGENTI

Articolo 66

Tecnologie emergenti

1. Ad eccezione dell'articolo 30, i requisiti del presente regolamento non si applicano ai gruppi di generazione classificati come tecnologia emergente, in conformità alle procedure di cui al presente titolo.

2. Un gruppo di generazione è ammesso alla classificazione come tecnologia emergente ai sensi dell'articolo 69, a condizione che:
- sia di tipo A;
 - si avvalga di una tecnologia di gruppo di generazione disponibile in commercio; e
 - le vendite accumulate della tecnologia di gruppo di generazione all'interno di un'area sincrona al momento della domanda di classificazione come tecnologia emergente non superino il 25 % del massimo livello di capacità massima cumulativa stabilito dall'articolo 67, paragrafo 1.

Articolo 67

Fissazione di limiti per la classificazione come tecnologia emergente

- Il livello massimo di capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati come tecnologie emergenti in un'area sincrona è pari allo 0,1 % del carico massimo annuale nel 2014 in tale area sincrona.
 - Gli Stati membri assicurano che il rispettivo livello massimo di capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati come tecnologie emergenti sia calcolato moltiplicando il livello massimo di capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati come tecnologie emergenti di un'area sincrona per il rapporto fra la generazione annuale di energia elettrica del 2014 nello Stato membro interessato e la generazione annuale complessiva di energia elettrica del 2014 nell'area sincrona a cui lo Stato membro appartiene.
- Per gli Stati membri appartenenti a parti di diverse aree sincrone, il calcolo è effettuato su base proporzionale per ciascuna di tali parti e combinato per ottenere la quota complessiva della ripartizione spettante allo Stato membro in questione.
- La fonte dei dati per l'applicazione del presente articolo è lo Statistical Factsheet dell'ENTSO-E pubblicato nel 2015.

Articolo 68

Domanda di classificazione come tecnologia emergente

- Entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento i fabbricanti di gruppi di generazione di tipo A possono presentare alla competente autorità di regolamentazione una domanda di classificazione del loro gruppo di generazione come tecnologia emergente.
- Relativamente a una richiesta ai sensi del paragrafo 1, il fabbricante comunica alla competente autorità di regolamentazione le vendite cumulate della rispettiva tecnologia di gruppo di generazione in ciascuna area sincrona alla data della domanda di classificazione come tecnologia emergente.
- Spetta al fabbricante fornire la prova che una domanda presentata conformemente al paragrafo 1 soddisfa i criteri di ammissibilità di cui agli articoli 66 e 67.
- Se applicabile in uno Stato membro, altre autorità diverse dall'autorità di regolamentazione possono valutare richieste e l'approvazione e il ritiro della classificazione come tecnologia emergente.

Articolo 69

Valutazione e approvazione delle domande di classificazione come tecnologia emergente

- Entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento l'autorità di regolamentazione competente decide, in coordinamento con tutte le altre autorità di regolamentazione di un'area sincrona, quali gruppi di generazione debbano eventualmente essere classificati come tecnologia emergente. Qualsiasi autorità di regolamentazione della pertinente area sincrona può chiedere all'Agenzia un parere preliminare, che viene rilasciato entro tre mesi dal ricevimento della richiesta. La decisione della competente autorità di regolamentazione prende in considerazione il parere dell'Agenzia.

2. Un elenco di gruppi di generazione riconosciuti come tecnologie emergenti è pubblicato da ciascuna autorità di regolamentazione di un'area sincrona.

Articolo 70

Ritiro della classificazione come tecnologia emergente

1. A decorrere dalla data della decisione delle autorità di regolamentazione ai sensi dell'articolo 69, paragrafo 1, il fabbricante di un gruppo di generazione classificato come tecnologia emergente presenta ogni due mesi all'autorità di regolamentazione un aggiornamento sulle vendite del gruppo in ogni Stato membro nei due mesi precedenti. L'autorità di regolamentazione rende pubblica la capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati come tecnologie emergenti.

2. Qualora la capacità massima cumulativa di tutti i gruppi di generazione classificati come tecnologie emergenti connessi alle reti superi il limite di cui all'articolo 67, la classificazione come tecnologia emergente è ritirata dalla competente autorità di regolamentazione. La decisione di ritiro è pubblicata.

3. Fatte salve le disposizioni dei paragrafi 1 e 2, tutte le autorità di regolamentazione di un'area sincrona possono decidere in modo coordinato di ritirare una classificazione come tecnologia emergente. Le autorità di regolamentazione dell'area sincrona interessata possono chiedere all'Agenzia un parere preliminare, che viene rilasciato entro tre mesi dal ricevimento della richiesta. Se del caso, la decisione coordinata delle autorità di regolamentazione prende in considerazione il parere dell'Agenzia. La decisione di ritiro è pubblicata da ciascuna autorità di regolamentazione di un'area sincrona.

I gruppi di generazione classificati come tecnologie emergenti connessi alla rete prima della data di ritiro di detta classificazione come tecnologia emergente sono considerati alla stregua di gruppi di generazione esistenti e pertanto soggiacciono ai requisiti del presente regolamento esclusivamente ai sensi delle disposizioni dell'articolo 4, paragrafo 2, e degli articoli 38 e 39.

TITOLO VII

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 71

Modifiche ai contratti e alle condizioni generali

1. Le autorità di regolamentazione si assicurano che le pertinenti clausole dei contratti e delle condizioni generali relative alla connessione alla rete di nuovi gruppi di generazione siano rese conformi ai requisiti del presente regolamento.

2. Le pertinenti clausole dei contratti e le pertinenti clausole delle condizioni generali relative alla connessione alla rete di gruppi di generazione esistenti soggetti del tutto o in parte ai requisiti del presente regolamento in conformità all'articolo 4, paragrafo 1, sono modificate al fine di ottemperare ai requisiti del presente regolamento. Le pertinenti clausole sono modificate entro tre anni dalla decisione dell'autorità di regolamentazione o dello Stato membro in conformità al disposto dell'articolo 4, paragrafo 1.

3. Le autorità di regolamentazione garantiscono che gli accordi nazionali tra gestori di rete e titolari di impianti di generazione nuovi o esistenti disciplinati dal presente regolamento e concernenti i requisiti di connessione alla rete degli impianti di generazione, in particolare nei codici di rete nazionali, rispettino i requisiti di cui al presente regolamento.

*Articolo 72***Entrata in vigore**

Il presente regolamento entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Fatto salvo il disposto dell'articolo 4, paragrafo 2, lettera b, dell'articolo 7, dell'articolo 58, dell'articolo 59, dell'articolo 61 e del titolo VI, il presente regolamento si applica a decorrere da tre anni dalla pubblicazione.

Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.

Fatto a Bruxelles, il 14 aprile 2016

Per la Commissione
Il presidente
Jean-Claude JUNCKER
