

II

(Atti non legislativi)

REGOLAMENTI

REGOLAMENTO (UE) 2016/1447 DELLA COMMISSIONE

del 26 agosto 2016

che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua

(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 per i sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e i parchi di generazione connessi in corrente continua (parchi di generazione connessi in c.c.). 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 sistemi HVDC e i parchi di generazione connessi in c.c. allo scopo di stabilire un quadro giuridico chiaro per le connessioni alla rete, agevolare gli scambi di energia elettrica 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.

⁽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).

- (4) La sicurezza del sistema dipende in parte dai limiti tecnici di capability dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c.. 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 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 dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c. e i gestori di sistema. In particolare, il funzionamento del sistema in condizioni operative anomale dipende dalla risposta sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c. alle deviazioni dai valori di riferimento di 1 per unit (p.u.) di tensione e dai valori nominali di frequenza. Nel contesto della sicurezza del sistema, le reti e i sistemi HVDC e i parchi di generazione connessi in c.c. sono parti interdipendenti e come tali dovrebbero essere considerati come un'unica entità dal punto di vista ingegneristico. È pertanto opportuno definire requisiti tecnici pertinenti per i sistemi HVDC e i parchi di generazione connessi in c.c. 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 sistemi HVDC e i parchi di generazione connessi in c.c.. 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 sistemi HVDC e ai nuovi parchi di generazione connessi in c.c., mentre non dovrebbero applicarsi ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. già esistenti o che si trovano 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.
- (9) 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. Ciò è necessario 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.
- (10) Al fine di garantire la sicurezza del sistema, i sistemi HVDC e i parchi di generazione connessi in c.c. in ogni area sincrona del sistema interconnesso dovrebbero poter restare connessi al sistema per specifici intervalli di frequenza e tensione.
- (11) 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 causare un'incertezza diffusa nella pianificazione e nel funzionamento del sistema in situazioni diverse dalle normali condizioni operative.
- (12) È opportuno imporre l'esecuzione di prove di conformità appropriate e proporzionate, in modo che i gestori di sistema possano garantire la sicurezza di esercizio. Conformemente all'articolo 37, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/72/CE, le autorità di regolamentazione hanno il compito di garantire il rispetto del presente regolamento da parte dei gestori di sistema.
- (13) 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.

- (14) 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 sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. potrebbe richiedere condizioni operative non conformi alle disposizioni del regolamento.
- (15) Nel caso dei parchi di generazione connessi in c.c., i nuovi parchi potrebbero in futuro far parte di una rete offshore magliata connessa a più aree sincrone. In questo caso, è opportuno definire requisiti tecnici pertinenti al fine di preservare la sicurezza del sistema e garantire che le future reti magliate possano essere sviluppate in modo efficiente sotto il profilo dei costi. Tuttavia, per determinati requisiti, ai parchi di generazione connessi in c.c. dovrebbe essere richiesto di disporre delle apparecchiature necessarie per la sicurezza del sistema solo nel momento in cui esse diventano necessarie.
- (16) Pertanto, i titolari di parchi di generazione connessi in c.c. che sono, o saranno, connessi a un'area sincrona con una connessione radiale dovrebbero avere la possibilità di chiedere, tramite una procedura accelerata, deroghe ai requisiti che si renderanno necessari solo al momento del collegamento dei parchi di generazione a una rete magliata, che tengano conto delle circostanze relative ai singoli casi. Per motivi attinenti alle decisioni sugli investimenti, è opportuno inoltre che venga loro comunicato il prima possibile se sono ammessi a beneficiare di una deroga.
- (17) 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 sistemi HVDC e parchi di generazione connessi in c.c..
- (18) Il presente regolamento è stato adottato sulla base del regolamento (CE) n. 714/2009 che integra e di cui costituisce parte integrante. I riferimenti al regolamento (CE) n. 714/2009 in altri atti giuridici devono essere intesi anche come riferimenti al presente regolamento.
- (19) 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 alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in c.c.. 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 dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., 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 del regolamento (CE) n. 714/2009, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione ⁽¹⁾, all'articolo 2 del regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione ⁽²⁾, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2016/631 della Commissione ⁽³⁾, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione ⁽⁴⁾ e all'articolo 2 della direttiva 2009/72/CE. Si applicano, inoltre, le seguenti definizioni:

- 1) «sistema HVDC», sistema elettrico che trasferisce energia in corrente continua (c.c.) ad alta tensione tra due o più nodi in corrente alternata (c.a.) e comprende almeno due stazioni di conversione HVDC collegate tra loro attraverso cavi o linee di trasmissione in c.c.;
- 2) «parco di generazione connesso in c.c.», parco di generazione connesso tramite uno o più punti di interfaccia HVDC a uno o più sistemi HVDC;
- 3) «sistema HVDC integrato», sistema HVDC connesso all'interno di un'area di controllo che non è installato al fine di connettere un parco di generazione connesso in c.c. al momento dell'installazione, né al fine di connettere un impianto di consumo;
- 4) «stazione di conversione HVDC», parte di un sistema HVDC costituita da una o più unità di conversione HVDC installate in un'unica ubicazione unitamente agli edifici, ai reattori, ai filtri, ai dispositivi per la potenza reattiva e alle apparecchiature di controllo, monitoraggio, protezione, misurazione e ausiliarie;
- 5) «punto di interfaccia HVDC», un punto in cui apparecchiature HVDC sono connesse a una rete in c.a., nel quale è possibile prescrivere le specifiche tecniche che incidono sulle prestazioni delle apparecchiature;
- 6) «titolare di un parco di generazione connesso in c.c.», persona fisica o giuridica che possiede un parco di generazione connesso in c.c.;
- 7) «potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC» (P_{max}), potenza attiva continua massima continuativa che un sistema HVDC può scambiare con la rete in ciascun punto di connessione, secondo quando specificato nel contratto di connessione o concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC;
- 8) «potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC» (P_{min}), potenza attiva continua minima continuativa che un sistema HVDC può scambiare con la rete in ciascun punto di connessione, secondo quando specificato nel contratto di connessione o concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC;
- 9) «corrente massima del sistema HVDC», la corrente di fase più elevata, associata a un punto di funzionamento nel profilo $U-Q/P_{max}$ della stazione di conversione HVDC e alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
- 10) «unità di conversione HVDC», unità costituita da uno o più ponti di conversione, insieme a uno o più trasformatori di conversione, ai reattori, all'apparecchiatura di controllo delle unità di conversione, ai dispositivi di protezione essenziali, ai dispositivi di commutazione e alle eventuali apparecchiature ausiliarie utilizzate per la conversione.

Articolo 3

Ambito di applicazione

1. I requisiti di cui al presente regolamento si applicano:
 - a) ai sistemi HVDC che connettono aree sincrone o aree di controllo, compresi gli schemi back-to-back;

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GUL 197 del 25.7.2015, pag. 24).

⁽²⁾ 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 (GUL 163 del 15.6.2013, pag. 1).

⁽³⁾ 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 (GUL 112 del 27.4.2016, pag. 1).

⁽⁴⁾ Regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione, del 17 agosto 2016, che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (GUL 223 del 18.8.2016, pag. 10).

- b) ai sistemi HVDC che connettono i parchi di generazione a una rete di trasmissione o a una rete di distribuzione, ai sensi del paragrafo 2;
- c) ai sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di trasmissione; e
- d) ai sistemi HVDC integrati all'interno di un'area di controllo e connessi alla rete di distribuzione quando il pertinente gestore del sistema di trasmissione (TSO) dimostra la presenza di un impatto transfrontaliero. Nella sua valutazione il pertinente TSO tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete.

2. I pertinenti gestori di sistema, in coordinamento con i pertinenti TSO, propongono alle competenti autorità di regolamentazione l'applicazione del presente regolamento per i parchi di generazione connessi in c.c. mediante un singolo punto di connessione a una rete di trasmissione o di distribuzione non facente parte di un'area sincrona, ai fini dell'approvazione conformemente all'articolo 5. Tutti gli altri parchi di generazione connessi in c.c., ma connessi in c.c. a un'area sincrona, sono considerati parchi di generazione connessi in c.c. e rientrano nel campo di applicazione del presente regolamento.

3. Gli articoli da 55 a 59, da 69 a 74 e 84 non si applicano ai sistemi HVDC all'interno di un'unica area di controllo di cui al paragrafo 1, lettere c) e d), se:

- a) il sistema HVDC ha almeno una stazione di conversione HVDC di proprietà del pertinente TSO;
- b) il titolare del sistema HVDC è un soggetto che esercita il controllo sul pertinente TSO;
- c) il titolare del sistema HVDC è un soggetto controllato, direttamente o indirettamente, da un soggetto che esercita il controllo anche sul pertinente TSO.

4. I requisiti di connessione per i sistemi HVDC di cui al titolo II si applicano ai punti di connessione in c.c. di tali sistemi, ad eccezione dei requisiti di cui all'articolo 29, paragrafi 4 e 5, e all'articolo 31, paragrafo 5, che possono applicarsi ad altri punti di connessione, e all'articolo 19, paragrafo 1, che può applicarsi ai morsetti della stazione di conversione HVDC.

5. I requisiti di connessione per i parchi di generazione connessi in c.c. e le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto di cui al titolo III si applicano al punto di interfaccia HVDC di tali sistemi, ad eccezione dei requisiti di cui all'articolo 39, paragrafo 1, lettera a), e all'articolo 47, paragrafo 2, che si applicano al punto di connessione nell'area sincrona a cui è fornita la risposta in frequenza.

6. Il pertinente gestore di sistema rifiuta di consentire la connessione di un nuovo sistema HVDC o parco di generazione connesso in c.c. 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 a norma del titolo VII. Il pertinente gestore di sistema comunica tale rifiuto, mediante una dichiarazione scritta motivata, al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. e, salvo diversamente specificato dall'autorità di regolamentazione, all'autorità di regolamentazione.

7. Il presente regolamento non si applica:

- a) ai sistemi HVDC il cui punto di connessione sia al di sotto di 110 kV, a meno che il pertinente TSO non dimostri la presenza di un impatto transfrontaliero. Nella sua valutazione il pertinente TSO tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete;
- b) ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. 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 Stati membri i cui sistemi non sono connessi in modo sincrono con l'area sincrona dell'Europa continentale, della Gran Bretagna, dell'Europa settentrionale, dell'Irlanda e Irlanda del Nord o del Baltico.

Articolo 4

Applicazione ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti

1. Fatta eccezione per gli articoli 26, 31, 33 e 50, ai sistemi HVDC esistenti e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti non si applicano i requisiti di cui al presente regolamento, tranne nel caso in cui:

- a) il sistema HVDC o il parco di generazione connesso in c.c. sia stato modificato a tal punto da rendere necessaria una sostanziale modifica del relativo contratto di connessione secondo la procedura descritta di seguito:
 - i) i titolari del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. che intendono effettuare un intervento di ammodernamento di un impianto o un intervento di sostituzione di apparecchiature che abbia un impatto sulle prestazioni tecniche del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. comunicano in anticipo i propri piani al pertinente gestore di sistema;

- 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 pertinente 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 modificare 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, ove applicabile, uno Stato membro decida di vincolare un sistema HVDC esistente o un parco di generazione connesso in c.c. 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 sistema HVDC o un parco di generazione connesso in c.c. è considerato esistente se:

- a) è già connesso alla rete alla data di entrata in vigore del presente regolamento; oppure
- b) il titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. conclude un contratto finale e vincolante per l'acquisto dello stabilimento principale o delle apparecchiature del sistema HVDC entro due anni dall'entrata in vigore del regolamento. Il titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 dello stabilimento principale o dell'apparecchiatura HVDC da costruire, assemblare o acquistare.

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

3. A seguito di una consultazione pubblica a norma dell'articolo 8 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 sistemi HVDC e/o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti.

A tal fine si esegue un'analisi costi-benefici quantitativa accurata e trasparente, in conformità agli articoli 65 e 66. L'analisi indica:

- a) i costi, in relazione ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. 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, se del caso, lo Stato membro decide in merito all'estensione dell'applicabilità del presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti entro sei mesi dal ricevimento della relazione e della raccomandazione del pertinente TSO, conformemente all'articolo 65, 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 dei sistemi HVDC e dei titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. nell'ambito della valutazione dell'applicazione del presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti.

7. Il pertinente TSO può valutare l'applicazione di alcune o di tutte le disposizioni del presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti ogni tre anni, conformemente ai criteri e alla procedura di cui ai paragrafi da 3 a 5.

Articolo 5

Aspetti regolamentari

1. I requisiti di portata generale da stabilirsi da parte dei pertinenti operatori 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 operatori di sistema o TSO a norma del presente regolamento all'approvazione di un'entità designata.

3. Nell'applicare il presente regolamento, gli Stati membri, le entità 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 attribuita al pertinente TSO al fine di garantire la sicurezza del sistema, ivi incluso per 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 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 del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. e/o al DSO di accordarsi, essi cercano di trovare un accordo entro sei mesi dalla presentazione della 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 dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., dei fabbricanti di apparecchiature e delle altre parti interessate, sulla base dei requisiti o delle metodologie inizialmente specificati 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 6

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 ai TSO dal presente regolamento sia attribuita a uno o più TSO specifici.

Articolo 7

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 8

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 sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti, conformemente all'articolo 4, paragrafo 3, alla relazione preparata conformemente all'articolo 65, paragrafo 3, e all'analisi costi-benefici condotta conformemente all'articolo 80, 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, 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 9***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: «ENTSO-E»), organizza la partecipazione delle parti interessate relativamente ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., 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 dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c..

*Articolo 10***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 GENERALI PER LE CONNESSIONI HVDC

CAPO 1

Requisiti per il controllo della potenza attiva e il supporto della frequenza*Articolo 11***Intervalli dei valori di frequenza**

1. Un sistema HVDC è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo specificati nella tabella 1 dell'allegato I per l'intervallo di potenza di corto circuito di cui all'articolo 32, paragrafo 2.
2. Il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC possono accordarsi su intervalli dei valori di frequenza più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi, ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di frequenza più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del sistema HVDC non si oppone senza motivo.
3. Fatto salvo il paragrafo 1, un sistema HVDC è in grado di disconnettersi automaticamente alle frequenze specificate dal pertinente TSO.

4. Il pertinente TSO può specificare una riduzione della produzione massima ammissibile di potenza attiva rispetto al suo punto di funzionamento se la frequenza del sistema scende al di sotto di 49 Hz.

Articolo 12

Capacità di resistere alla derivata di frequenza

Un sistema HVDC è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con una derivata della frequenza di rete compresa tra $- 2,5$ e $+ 2,5$ Hz/s (misurata in qualsiasi momento come media della derivata di frequenza per il precedente secondo).

Articolo 13

Capacità di regolazione della potenza attiva, intervallo di regolazione e pendenza della rampa di risposta

1. Per quanto riguarda la capacità di controllare la potenza attiva trasmessa:
- a) un sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva trasmessa fino alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC in ciascuna direzione, a seguito di un'istruzione ricevuta dal pertinente TSO.

Il pertinente TSO:

- i) può specificare la dimensione massima e quella minima del gradino di risposta per la regolazione della potenza attiva trasmessa;
- ii) può specificare una potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC per ciascuna direzione, al di sotto della quale la capacità di trasmissione della potenza attiva non è richiesta e
- iii) specifica il ritardo massimo entro il quale il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva trasmessa quando riceve la richiesta dal pertinente TSO.
- b) Il pertinente TSO specifica come un sistema HVDC è in grado di modificare l'alimentazione di potenza attiva trasmessa in caso di disturbi in una o più reti c.a. a cui è connesso. Laddove il ritardo iniziale prima dell'inizio della modifica sia superiore a 10 millisecondi dal ricevimento del segnale di attivazione inviato dal pertinente TSO, il titolare del sistema HVDC fornisce una valida giustificazione al pertinente TSO.
- c) Il pertinente TSO può esigere che un sistema HVDC supporti l'inversione rapida della potenza attiva. L'inversione della potenza è possibile dalla potenza attiva massima di trasmissione in una direzione alla potenza attiva massima di trasmissione nell'altra direzione, alla velocità massima consentita dalle caratteristiche tecniche; se l'intervallo di tempo è superiore ai 2 secondi, il titolare del sistema HVDC fornisce una valida giustificazione al pertinente TSO.
- d) I sistemi HVDC che collegano varie aree di controllo o aree sincrone sono dotati di funzioni di controllo che consentono ai pertinenti TSO di modificare la potenza attiva trasmessa ai fini del bilanciamento transfrontaliero.

2. Un sistema HVDC è in grado di regolare la pendenza della rampa di risposta alle variazioni di potenza attiva all'interno dei limiti tecnici di capability secondo le istruzioni inviate dai pertinenti TSO. In caso di modifica della potenza attiva conformemente al paragrafo 1, lettere b) e c), non vi è alcuna regolazione della pendenza della rampa di risposta.

3. Se specificato dal pertinente TSO, in coordinamento con i TSO limitrofi, le funzioni di controllo di un sistema HVDC consentono di eseguire azioni correttive automatiche che comprendono, tra l'altro, l'arresto della rampa e il blocco delle modalità FSM, LFSM-O e LFSM-U e del controllo di frequenza. I criteri di attivazione e di blocco sono specificati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile.

Articolo 14

Inerzia sintetica

1. Se specificato da un pertinente TSO, un sistema HVDC è in grado di fornire inerzia sintetica in risposta alle variazioni di frequenza, attivata per regimi di frequenze bassi e/o elevati mediante una rapida regolazione della potenza attiva immessa o assorbita dalla rete c.a. al fine di limitare la derivata di frequenza. Il requisito tiene conto almeno dei risultati degli studi effettuati dai TSO per accertare l'eventuale necessità di stabilire l'inerzia minima.

2. Il principio di questo sistema di controllo e i parametri associati relativi alle prestazioni sono concordati tra il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.

Articolo 15

Requisiti relativi alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)

I requisiti che si applicano alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U) sono riportati nell'allegato II.

Articolo 16

Controllo della frequenza

1. Se specificato dal pertinente TSO, un sistema HVDC dispone di una modalità di controllo indipendente che consente di adattare la produzione di potenza attiva della stazione di conversione HVDC in base alle frequenze in tutti i punti di connessione del sistema HVDC, al fine di mantenere stabile la frequenza del sistema.

2. Il pertinente TSO specifica il principio di funzionamento, i parametri associati relativi alle prestazioni e i criteri di attivazione del controllo della frequenza di cui al paragrafo 1.

Articolo 17

Perdita massima di potenza attiva

1. Un sistema HVDC è configurato in modo tale che la perdita di potenza attiva in immissione in un'area sincrona è limitata a un valore specificato dai pertinenti TSO per la rispettiva area di controllo frequenza/domanda, in base all'impatto del sistema HVDC sul sistema elettrico.

2. Se un sistema HVDC connette due o più aree di controllo, i pertinenti TSO si consultano al fine di fissare un valore coordinato per la perdita massima relativa alla potenza attiva in immissione di cui al paragrafo 1, tenendo conto dei guasti aventi cause comuni.

CAPO 2

Requisiti per il controllo della potenza reattiva e il supporto della tensione*Articolo 18***Intervalli dei valori di tensione**

1. Fatto salvo l'articolo 25, una stazione di conversione HVDC è in grado di restare connessa alla rete e di funzionare alla corrente massima del sistema HVDC, 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 p.u., e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 4 e 5 dell'allegato III. La determinazione della tensione di riferimento di 1 p.u. è oggetto di coordinamento tra i gestori di sistema pertinenti limitrofi.
2. Il titolare del sistema HVDC e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, possono concordare intervalli dei valori di tensione più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi rispetto a quelli specificati al paragrafo 1 al fine di garantire l'uso migliore delle capacità tecniche di un sistema HVDC, ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di tensione più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del sistema HVDC non si oppone senza motivo.
3. Una stazione di conversione HVDC è in grado di disconnettersi automaticamente alle tensioni dei punti di connessione specificate dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e il titolare del sistema HVDC.
4. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con i pertinenti TSO, specifica i requisiti applicabili ai punti di connessione le cui tensioni di riferimento di 1 p.u. in c.a. non rientrano nell'ambito di applicazione dell'allegato III.
5. Fatte salve le disposizioni di cui al paragrafo 1, i pertinenti TSO nell'area sincrona del Baltico possono richiedere, previa consultazione dei pertinenti TSO adiacenti, che le stazioni di conversione HVDC rimangano connesse alla rete a 400 kV negli intervalli di tensione e nei periodi di tempo che si applicano nell'area sincrona dell'Europa continentale.

*Articolo 19***Contributo del corto circuito durante i guasti**

1. Se specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, un sistema HVDC ha la capacità di fornire corrente di guasto rapido in un punto di connessione in caso di guasti (trifase) simmetrici.
2. Laddove a un sistema HVDC sia richiesta la capacità di cui al paragrafo 1, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica quanto segue:
 - a) come e quando determinare la presenza di una deviazione della tensione e la fine di tale deviazione;
 - b) le caratteristiche della corrente di guasto rapido;
 - c) i tempi e l'accuratezza della corrente di guasto rapido, che può includere diverse fasi.
3. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare un requisito per l'immissione di corrente asimmetrica in caso di guasti (monofase o bifase) asimmetrici.

*Articolo 20***Capability di potenza reattiva**

1. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva ai punti di connessione in presenza di tensione variabile. La proposta relativa a tali requisiti include un profilo $U-Q/P_{\max}$, entro i cui limiti la stazione di conversione HVDC è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC.
2. Il profilo $U-Q/P_{\max}$ di cui al paragrafo 1 è conforme ai seguenti principi:
 - a) non supera la superficie di inviluppo del profilo $U-Q/P_{\max}$, rappresentata dalla superficie di inviluppo interna di cui all'allegato IV, e non deve essere necessariamente rettangolare;
 - b) le dimensioni della superficie di inviluppo del profilo $U-Q/P_{\max}$ sono conformi ai valori stabiliti per ciascuna area sincrona nella tabella di cui all'allegato IV; e
 - c) il contorno della sua superficie di inviluppo è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di inviluppo esterna raffigurata nell'allegato IV.
3. Un sistema HVDC è in grado di passare a qualsiasi punto di funzionamento nel suo profilo $U-Q/P_{\max}$ nei tempi specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.
4. In condizioni di funzionamento che presentano una produzione di potenza attiva inferiore alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC ($P < P_{\max}$), la stazione di conversione HVDC è in grado di funzionare in ogni possibile punto di funzionamento, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO e in conformità alla capability di potenza reattiva del profilo $U-Q/P_{\max}$ di cui ai paragrafi da 1 a 3.

*Articolo 21***Scambio di potenza reattiva con la rete**

1. Il titolare del sistema HVDC fa in modo che la potenza reattiva della sua stazione di conversione HVDC scambiata con la rete nel punto di connessione sia limitata ai valori specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.
2. La variazione della potenza reattiva conseguente al funzionamento della stazione di conversione HVDC in modalità di controllo della potenza reattiva, di cui all'articolo 22, paragrafo 1, non comporta un gradino di tensione al punto di connessione superiore al valore limite consentito. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il valore massimo tollerabile del gradino di tensione.

*Articolo 22***Modalità di controllo della potenza reattiva**

1. Una stazione di conversione HVDC è in grado di funzionare in una o più delle tre modalità di controllo indicate di seguito, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO:
 - a) modalità di controllo della tensione;
 - b) modalità di controllo della potenza reattiva;
 - c) modalità di controllo del fattore di potenza.

2. Una stazione di conversione HVDC è in grado di funzionare in ulteriori modalità di controllo specificate dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.
3. In riferimento alla modalità di controllo della tensione, ogni stazione di conversione HVDC è in grado di contribuire al controllo della tensione al punto di connessione utilizzando le proprie capacità, nell'osservanza degli articoli 20 e 21 e in conformità alle seguenti caratteristiche di controllo:
 - a) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica un setpoint di tensione al punto di connessione per la risposta di tensione, continua o a gradini, all'interno di un determinato range di esercizio;
 - b) il controllo della tensione può essere azionato con o senza una banda morta intorno al setpoint selezionabile in un intervallo compreso tra zero e ± 5 % della tensione di rete di riferimento di 1 p.u.. La banda morta è regolabile a gradini, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
 - c) a seguito di una variazione a gradino della tensione, la stazione di conversione HVDC è in grado di:
 - i) raggiungere una variazione della produzione di potenza reattiva pari al 90 % entro un intervallo di tempo t_1 , specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. L'intervallo di tempo t_1 è compreso tra 0,1 e 10 secondi; e
 - ii) assestarsi sul valore specificato dalla pendenza di esercizio entro un intervallo di tempo t_2 , specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. L'intervallo di tempo t_2 è compreso tra 1 e 60 secondi, con una tolleranza in stato stazionario specificata come percentuale della potenza reattiva massima;
 - d) la modalità di controllo della tensione include la capacità di variare la produzione della potenza reattiva in base a una combinazione di una variazione di setpoint di tensione e un componente aggiuntivo della potenza reattiva risultante da un'istruzione. La pendenza è specificata mediante un intervallo e un gradino specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.
4. Per quanto riguarda la modalità di controllo della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema specifica un intervallo della potenza reattiva in MVar o come percentuale della potenza reattiva massima, nonché la corrispondente accuratezza al punto di connessione, utilizzando le capacità del sistema HVDC e nell'osservanza degli articoli 20 e 21.
5. In relazione alla modalità di controllo del fattore di potenza, la stazione di conversione HVDC controlla il fattore di potenza regolandolo ad un valore-obiettivo al punto di connessione, fermo restando il disposto degli articoli 20 e 21. I setpoint sono disponibili in gradini non superiori al gradino massimo consentito specificato dal pertinente gestore di sistema.
6. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica tutte le apparecchiature necessarie per consentire la selezione remota delle modalità di controllo e dei setpoint corrispondenti.

Articolo 23

Priorità al contributo della potenza attiva o al contributo della potenza reattiva

Tenendo conto delle capacità del sistema HVDC specificate a norma del presente regolamento, il pertinente TSO stabilisce se attribuire la priorità al contributo della potenza attiva o al contributo della potenza reattiva durante il funzionamento a bassa o ad alta tensione e durante i guasti per i quali è richiesta la fault-ride-through capability. Se si attribuisce la priorità al contributo della potenza attiva, si stabilisce che la potenza attiva deve essere fornita entro un intervallo di tempo dall'inizio del guasto specificato dal pertinente TSO.

Articolo 24

Qualità della potenza

Il titolare di un sistema HVDC fa in modo che la connessione del suo sistema alla rete non comporti un livello di distorsione o fluttuazione della tensione di alimentazione sulla rete, al punto di connessione, superiore al livello specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. La procedura da seguire per la conduzione degli studi necessari e la comunicazione dei dati rilevanti da parte di tutti gli utenti della rete interessati, nonché per l'individuazione e l'attuazione delle misure di attenuazione, sono conformi alla procedura di cui all'articolo 29.

CAPO 3

Requisiti per la fault-ride-through capability*Articolo 25***Fault-ride-through capability**

1. Il pertinente TSO specifica, conformemente alle disposizioni dell'articolo 18, un profilo tensione-tempo in linea con quello descritto nell'allegato V e che tenga conto del profilo tensione-tempo specificato per i parchi di generazione a norma del regolamento (UE) 2016/631. Questo profilo si applica in condizioni di guasto nei punti di connessione e descrive le condizioni in cui la stazione di conversione HVDC è in grado di restare connessa alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile dopo l'eliminazione di un guasto del sistema elettrico. 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. Ogni periodo completo superiore a t_{rec2} è specificato dal pertinente TSO e conforme all'articolo 18.

2. Su richiesta del titolare del sistema HVDC, il pertinente gestore di sistema fornisce le condizioni pre-guasto e post-guasto conformemente a quanto disposto dall'articolo 32 per quanto riguarda:

- a) la potenza di corto circuito minima pre-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA;
- b) il punto di funzionamento pre-guasto della stazione di conversione HVDC espresso come valore di produzione di potenza attiva e di potenza reattiva nel punto di connessione e tensione nel punto di connessione; e
- c) 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 per le suddette condizioni derivati da casi tipici.

3. La stazione di conversione HVDC è in grado di restare connessa 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 all'articolo 32, resta al di sopra del limite inferiore indicato nella figura dell'allegato V, a meno che lo schema di protezione per i guasti interni non richieda la disconnessione della stazione di conversione HVDC dalla rete. Gli schemi e le impostazioni di protezione per i guasti interni sono tali da non compromettere le prestazioni di fault-ride-through;

4. Il pertinente TSO può specificare valori di tensione (U_{block}) ai punti di connessione in determinate condizioni della rete in cui è accettabile il blocco del sistema HVDC. Una condizione di blocco è quella in cui viene mantenuta la connessione alla rete senza il contributo della potenza attiva e reattiva per l'intervallo di tempo più breve consentito dalle caratteristiche tecniche e concordato tra i pertinenti TSO e il titolare del sistema HVDC.

5. Conformemente all'articolo 34, la protezione in sottotensione è impostata dal titolare del sistema HVDC in funzione dei limiti tecnici di capability più ampi possibili della stazione di conversione HVDC. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare impostazioni più restrittive a norma dell'articolo 34.

6. Il pertinente TSO specifica la fault-ride-through capability in caso di guasti asimmetrici.

*Articolo 26***Ripristino della potenza attiva dopo un guasto**

Il pertinente TSO specifica l'ampiezza e il profilo temporale per il ripristino della potenza attiva che il sistema HVDC è in grado di fornire, conformemente all'articolo 25.

*Articolo 27***Ripristino rapido dopo guasti lato c.c.**

I sistemi HVDC, comprese le linee elettriche aeree c.c., sono in grado di effettuare un ripristino rapido dopo guasti transitori nel sistema HVDC. I dettagli di tale capacità sono soggetti a coordinamento e accordi sugli schemi e le impostazioni di protezione di cui all'articolo 34.

CAPO 4

Requisiti per il controllo*Articolo 28***Energizzazione e sincronizzazione delle stazioni di conversione HVDC**

Salvo diversamente disposto dal pertinente gestore di sistema, durante l'energizzazione di una stazione di conversione HVDC o la sua sincronizzazione con la rete c.a. o durante la connessione di una stazione di conversione HVDC energizzata a un sistema HVDC, la stazione di conversione HVDC ha la capacità di limitare eventuali variazioni della tensione a un livello in regime stazionario specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO. Il livello specificato non è superiore al 5 % della tensione di presincronizzazione. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica l'ampiezza, la durata e la finestra di misurazione massime dei transitori di tensione.

*Articolo 29***Interazione tra i sistemi HVDC o altri impianti e apparecchiature**

1. Quando più stazioni di conversione HVDC o altri impianti e apparecchiature si trovano in stretta prossimità elettrica, il pertinente TSO può specificare la necessità di condurre uno studio, indicandone l'ambito e la portata, al fine di dimostrare che non si verificherà alcuna interazione negativa. Qualora venga ravvisata un'interazione negativa, gli studi individuano possibili azioni di attenuazione da mettere in atto per garantire la conformità ai requisiti del presente regolamento.
2. Gli studi sono condotti dal titolare del sistema HVDC connesso, con la partecipazione di tutte le altre parti che i TSO considerano pertinenti per ogni punto di connessione. Gli Stati membri possono disporre che la responsabilità di realizzare gli studi di cui al presente articolo incomba al TSO. Tutte le parti sono informate dei risultati degli studi.
3. Tutte le parti che i pertinenti TSO ritengono pertinenti per ciascun punto di connessione, compresi i pertinenti TSO, contribuiscono agli studi e forniscono tutti i dati e modelli pertinenti e modelli, nella misura ragionevolmente necessaria per conseguire gli obiettivi degli studi. Il pertinente TSO raccoglie questo contributo e, se del caso, lo trasmette alla parte responsabile degli studi, conformemente a quanto stabilito all'articolo 10.
4. Il pertinente TSO valuta i risultati degli studi rispetto all'ambito e alla portata degli stessi, specificati conformemente al paragrafo 1. Se necessario ai fini della valutazione, il pertinente TSO può richiedere al titolare del sistema HVDC di condurre ulteriori studi in linea con l'ambito e la portata degli stessi, specificati conformemente al paragrafo 1.
5. Il pertinente TSO può riesaminare o ripetere uno o più dei predetti studi. Il titolare del sistema HVDC fornisce al pertinente TSO tutti i dati e i modelli rilevanti che consentono la conduzione dello studio.

6. Le eventuali azioni di attenuazione necessarie individuate dagli studi condotti in conformità ai paragrafi da 2 a 5 e riesaminati dal pertinente TSO sono intraprese dal titolare del sistema HVDC nell'ambito della connessione della nuova stazione di conversione HVDC.

7. Il pertinente TSO può specificare livelli transitori di prestazioni associati agli eventi per il singolo sistema HVDC o collettivamente per tutti i sistemi HVDC interessati. Tale specifica può essere fornita al fine di proteggere l'integrità sia delle apparecchiature del TSO sia di quelle degli utenti della rete in conformità alle disposizioni nazionali.

Articolo 30

Capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza

Il sistema HVDC è in grado di contribuire allo smorzamento delle oscillazioni di potenza nelle reti c.a. connesse. Il sistema di controllo del sistema HVDC non riduce lo smorzamento delle oscillazioni di potenza. Il pertinente TSO specifica un intervallo dei valori di frequenza delle oscillazioni che lo schema di controllo smorza positivamente e le relative condizioni della rete, tenendo conto almeno degli studi di valutazione della stabilità dinamica condotti dai TSO per individuare i limiti di stabilità e i potenziali problemi di stabilità nei rispettivi sistemi di trasmissione. La selezione delle impostazioni dei parametri di controllo è concordata tra il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.

Articolo 31

Capacità di smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone

1. Per quanto riguarda il controllo dello smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone, il sistema HVDC è in grado di contribuire allo smorzamento elettrico delle frequenze torsionali.

2. Il pertinente TSO specifica la necessaria portata degli studi sulle interazioni torsionali subsincrone e fornisce i parametri da utilizzare, nella misura in cui sono disponibili, in relazione alle apparecchiature e alle condizioni del sistema rilevanti nella sua rete. Gli studi sulle interazioni torsionali subsincrone sono forniti da titolare del sistema HVDC. Gli studi individuano le eventuali condizioni in cui si presentano le interazioni torsionali subsincrone e propongono l'eventuale procedura di attenuazione necessaria. Gli Stati membri possono disporre che la responsabilità di realizzare gli studi di cui al presente articolo incomba al TSO. Tutte le parti sono informate dei risultati degli studi.

3. Tutte le parti che i pertinenti TSO ritengono pertinenti per ciascun punto di connessione, compresi i pertinenti TSO, contribuiscono agli studi e forniscono tutti i dati e modelli pertinenti e modelli, nella misura ragionevolmente necessaria per conseguire gli obiettivi degli studi. Il pertinente TSO raccoglie questo contributo e, se del caso, lo trasmette alla parte responsabile degli studi, conformemente a quanto stabilito all'articolo 10.

4. Il pertinente TSO valuta i risultati degli studi sulle interazioni torsionali subsincrone. Se necessario ai fini della valutazione, il pertinente TSO può richiedere che il titolare del sistema HVDC conduca ulteriori studi sulle interazioni torsionali subsincrone, con lo stesso ambito e la stessa portata.

5. Il pertinente TSO può riesaminare o ripetere lo studio. Il titolare del sistema HVDC fornisce al pertinente TSO tutti i dati e i modelli rilevanti che consentono la conduzione dello studio.

6. Eventuali azioni di attenuazione necessarie individuate dagli studi condotti in conformità ai paragrafi 2 o 4 e riesaminati dai pertinenti TSO sono intraprese dal titolare del sistema HVDC nell'ambito della connessione della nuova stazione di conversione HVDC.

*Articolo 32***Caratteristiche della rete**

1. Il pertinente gestore di sistema specifica e rende pubblici il metodo e le condizioni pre-guasto e post-guasto per il calcolo almeno della potenza di corto circuito minima e massima ai punti di connessione.
2. Il sistema HVDC è in grado di funzionare entro l'intervallo di potenza di corto circuito e con le caratteristiche della rete specificate dal pertinente gestore di sistema.
3. Ogni pertinente gestore di sistema fornisce al titolare del sistema HVDC gli equivalenti di rete che descrivono il comportamento della rete nel punto di connessione e consentono ai titolari del sistema HVDC di progettare il proprio sistema con riguardo almeno, ma non esclusivamente, alle armoniche e alla stabilità dinamica per tutta la durata di vita del sistema HVDC.

*Articolo 33***Robustezza del sistema HVDC**

1. Il sistema HVDC è in grado di trovare punti di funzionamento stabili con una variazione minima del flusso di potenza attiva e del livello di tensione, durante e dopo qualsiasi modifica pianificata o non pianificata nel sistema HVDC o nella rete c.a. alla quale è connesso. Il pertinente TSO specifica le modifiche nelle condizioni del sistema per le quali i sistemi HVDC mantengono un funzionamento stabile.
2. Il titolare del sistema HVDC fa in modo che lo scatto o la disconnessione di una stazione di conversione HVDC, componente di qualsiasi sistema HVDC integrato o multiterminale, non comporti transitori al punto di connessione al di sopra del limite specificato dal pertinente TSO.
3. Il sistema HVDC resiste ai guasti transitori sulle linee HVAC nella rete ad esso adiacente o limitrofa e non provoca la disconnessione dalla rete di alcuna apparecchiatura del sistema a causa delle richiuse automatiche delle linee nella rete.
4. Il titolare del sistema HVDC fornisce al pertinente gestore di sistema informazioni sulla resilienza del sistema HVDC in caso di disturbi sul sistema c.a..

*CAPO 5****Requisiti per i dispositivi e le impostazioni di protezione****Articolo 34***Schemi e impostazioni di protezione elettrica**

1. Il pertinente gestore di sistema specifica, in coordinamento con il pertinente TSO, gli schemi e le impostazioni necessari per la protezione della rete, tenendo conto delle caratteristiche del sistema HVDC. Gli schemi di protezione pertinenti per il sistema HVDC e la rete e le impostazioni pertinenti per il sistema HVDC sono coordinati e concordati tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC. Gli schemi e le impostazioni di protezione per i guasti elettrici interni sono concepiti in modo da non compromettere le prestazioni del sistema HVDC previste dal presente regolamento.
2. La protezione elettrica del sistema HVDC ha la precedenza rispetto ai controlli operativi, tenuto conto della sicurezza del sistema, della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini e dell'attenuazione dei danni al sistema HVDC.

3. Qualsiasi modifica agli schemi di protezione o alle relative impostazioni che riguardi il sistema HVDC e la rete è concordata tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC prima di essere attuata dal titolare del sistema HVDC.

Articolo 35

Ordine di priorità della protezione e del controllo

1. Uno schema di controllo, specificato dal titolare del sistema HVDC e costituito da diverse modalità di controllo, comprese le impostazioni di parametri specifici, è coordinato e concordato tra il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC.
2. Per quanto riguarda l'ordine di priorità della protezione e del controllo, il titolare del sistema HVDC organizza le proprie protezioni e i propri dispositivi di controllo in base al seguente ordine di priorità (decrescente), salvo diversamente specificato dai pertinenti TSO, in coordinamento con il pertinente gestore di sistema:
 - a) la protezione della rete e del sistema HVDC;
 - b) il controllo della potenza attiva per l'assistenza di emergenza;
 - c) l'inerzia sintetica, ove applicabile;
 - d) le azioni correttive automatiche di cui all'articolo 13, paragrafo 3;
 - e) la modalità LFSM;
 - f) la modalità FSM e il controllo della frequenza e
 - g) limitazione della rampa di potenza.

Articolo 36

Modifiche alle impostazioni e agli schemi di protezione e di controllo

1. Se richiesto dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO e in conformità al paragrafo 3, i parametri delle diverse modalità di controllo e le impostazioni di protezione del sistema HVDC possono essere modificati nella stazione di conversione HVDC.
2. Qualsiasi modifica agli schemi o alle impostazioni dei parametri delle diverse modalità di controllo e della protezione del sistema HVDC, compresa la procedura da seguire, è coordinata e concordata tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.
3. Le modalità di controllo e i setpoint associati del sistema HVDC possono essere modificati a distanza, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

CAPO 6

Requisiti per il ripristino del sistema elettrico

Articolo 37

Black start

1. Il pertinente TSO può ottenere un'offerta per la capacità di black start dal titolare di un sistema HVDC.

2. Un sistema HVDC con capacità di black start è in grado, qualora una stazione di conversione sia sotto tensione, di mettere in tensione la sbarra della sottostazione c.a. alla quale è collegata un'altra stazione di conversione, entro un intervallo di tempo dall'arresto del sistema HVDC determinato dai pertinenti TSO. Il sistema HVDC è in grado di sincronizzarsi entro i limiti di frequenza di cui all'articolo 11 ed entro i limiti di tensione specificati dal pertinente TSO o previsti dall'articolo 18, ove applicabile. Ove necessario per ripristinare la sicurezza del sistema, il pertinente TSO può specificare intervalli di valori di frequenza e tensione più ampi.

3. Il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC si accordano sulla capacità di black start e sulla relativa disponibilità, nonché sulla procedura operativa.

TITOLO III

REQUISITI PER I PARCHI DI GENERAZIONE CONNESSI IN CORRENTE CONTINUA E LE STAZIONI DI CONVERSIONE HVDC DEL TERMINALE REMOTO

CAPO I

Requisiti per i parchi di generazione connessi in corrente continua

Articolo 38

Ambito di applicazione

I requisiti applicabili ai parchi di generazione offshore a norma degli articoli da 13 a 22 del regolamento (UE) 2016/631 si applicano ai parchi di generazione connessi in c.c. soggetti ai requisiti specifici di cui agli articoli da 41 a 45 del presente regolamento. Detti requisiti si applicano ai punti di interfaccia HVDC dei parchi di generazione connessi in c.c. e ai sistemi HVDC. Ai parchi di generazione connessi in c.c. si applica la classificazione di cui all'articolo 5 del regolamento (UE) 2016/631.

Articolo 39

Requisiti relativi alla stabilità della frequenza

1. Per quanto riguarda la risposta in frequenza:
 - a) un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di ricevere un segnale istantaneo da un punto di connessione nell'area sincrona a cui è fornita la risposta in frequenza e di elaborare tale segnale entro 0,1 secondi tra l'invio del segnale e il completamento della sua elaborazione per l'attivazione della risposta. La frequenza è misurata al punto di connessione dell'area sincrona a cui è fornita la risposta in frequenza;
 - b) i parchi di generazione connessi in c.c. tramite sistemi HVDC connessi a più aree di controllo sono in grado di fornire il controllo della frequenza coordinato secondo quanto specificato dal pertinente TSO.
2. Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di frequenza e la risposta in frequenza:
 - a) un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di restare connesso alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare entro gli intervalli di frequenza e gli intervalli di tempo specificati nell'allegato VI per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz. Qualora, previo accordo con il pertinente TSO, venga utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz, o una frequenza variabile di progetto, gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo applicabili sono specificati dal pertinente TSO tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sistema e dei requisiti riportati nell'allegato VI;

- b) il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. possono concordare intervalli dei valori di frequenza più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi al fine di assicurare l'uso migliore delle capacità tecniche di un parco di generazione connesso in c.c., ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di frequenza più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. non si oppone senza valido motivo;
- c) nel rispetto delle disposizioni di cui al paragrafo 2, lettera a), un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di disconnettersi automaticamente a determinate frequenze, ove specificato dal pertinente TSO. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c..
3. Per quanto riguarda la capacità di resistere alla derivata di frequenza, un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di restare connesso alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare con una derivata della frequenza di rete fino a ± 2 Hz/s (misurata in qualsiasi momento come media della derivata di frequenza per il precedente secondo) nel punto di interfaccia HVDC del parco di generazione connesso in c.c. alla stazione di conversione HVDC del terminale remoto per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.
4. I parchi di generazione connessi in c.c. supportano la modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O), conformemente a quanto disposto dall'articolo 13, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2016/631, in caso di risposta a un segnale istantaneo, come specificato al paragrafo 1, per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.
5. La capacità dei parchi di generazione connessi in c.c. di mantenere una potenza costante è determinata conformemente all'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2016/631 per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.
6. La capacità di regolazione della potenza attiva dei parchi di generazione connessi in c.c. è determinata conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, lettera a), del regolamento (UE) 2016/631 per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz. Il controllo manuale è possibile nel caso in cui i dispositivi di controllo remoto automatico siano fuori servizio.
7. La capacità di supportare la modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U) per un parco di generazione connesso in c.c. è determinata in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c), del regolamento (UE) 2016/631, in caso di risposta a un segnale istantaneo, come specificato al paragrafo 1, per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.
8. La capacità di supportare la modalità Frequency Sensitive Mode (FSM) per un parco di generazione connesso in c.c. è determinata in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631, in caso di risposta a un segnale istantaneo, come specificato al paragrafo 1, per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.
9. La capacità di ripristino della frequenza per un parco di generazione connesso in c.c. è determinata conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, lettera e), del regolamento (UE) 2016/631 per il sistema con frequenza nominale di 50 Hz.
10. Qualora, previo accordo con il pertinente TSO, venga utilizzata una frequenza nominale costante diversa da 50 Hz, una frequenza variabile di progetto o una tensione di sistema in corrente continua, il pertinente TSO specifica le capacità elencate ai paragrafi da 3 a 9 e i parametri ad esse associati.

Articolo 40

Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione

1. Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di tensione:
- a) un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di restare connesso alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare entro gli intervalli di tensione (per unit) e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 9 e 10 dell'allegato VII. Gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo applicabili specificati sono selezionati sulla base della tensione di riferimento di 1 p.u.;
- b) il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. possono concordare intervalli dei valori di tensione più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi al fine di assicurare l'uso migliore delle capacità tecniche di un parco di generazione connesso in c.c., ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema. Se gli intervalli dei valori di tensione più ampi o i tempi di funzionamento minimi più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. non si oppone senza valido motivo;

- c) Per i parchi di generazione connessi in c.c. che dispongono di un punto di interfaccia HVDC con la rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare i valori di tensione nel punto di interfaccia HVDC in presenza dei quali un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di disconnettersi automaticamente. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente gestore di sistema, il pertinente TSO e il titolare del parco di generazione connesso in c.c.;
- d) per i punti di interfaccia HVDC che presentano tensioni c.a. che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'allegato VII, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti applicabili al punto di connessione;
- e) qualora venga utilizzata una frequenza diversa dalla frequenza nominale di 50 Hz, previo accordo con il pertinente TSO, gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo specificati dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, sono proporzionati in riferimento ai valori di cui alle tabelle 9 e 10 dell'allegato VII.
2. Per quanto riguarda la capability di potenza reattiva per i parchi di generazione connessi in c.c.:
- a) se il titolare del parco di generazione connesso in c.c. giunge a un accordo bilaterale con i titolari dei sistemi HVDC che connettono il parco di generazione connesso in c.c. a un singolo punto di connessione di una rete c.a., tale parco soddisfa tutti i seguenti requisiti:
- i) è in grado, con l'installazione di impianti, apparecchiature e/o software aggiuntivi, di fornire la capability di potenza reattiva prescritta dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, conformemente alla lettera b), e:
- dispone della capability di potenza reattiva per alcune o tutte le apparecchiature, in conformità alla lettera b), già installate nell'ambito della connessione del parco di generazione connesso in c.c. alla rete c.a., al momento della connessione iniziale e della messa in esercizio; oppure
 - dimostra al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO, con cui in seguito giunge a un accordo al riguardo, come verrà fornita la capability di potenza reattiva quando il parco di generazione connesso in c.c. è connesso a più punti di connessione nella rete c.a. o quando alla rete c.a. della rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto è connesso un altro parco di generazione connesso in c.c. o un sistema HVDC avente un titolare diverso. Detto accordo include un contratto sottoscritto dal titolare del parco di generazione connesso in c.c. (o da qualsiasi titolare successivo), in base ai cui termini tale titolare finanzia e installa la capability di potenza reattiva prescritta dal presente articolo per i propri parchi di generazione nel momento specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO comunica al proprietario del parco di generazione connesso in c.c. la proposta di data di completamento di qualsiasi intervento commissionato che richiederà al titolare del parco di generazione connesso in c.c. l'installazione della piena capability di potenza reattiva;
- ii) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, tiene conto della pianificazione temporale per l'applicazione retroattiva della capability di potenza reattiva al parco di generazione connesso in c.c. nello specificare il momento entro il quale tale applicazione deve aver luogo. La pianificazione temporale è fornita dal titolare del parco di generazione connesso in c.c. al momento della connessione alla rete c.a..
- b) I parchi di generazione connessi in c.c. soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della tensione al momento della connessione o successivamente, secondo quanto stabilito nell'accordo di cui alla lettera a):
- i) per quanto riguarda la capability di potenza reattiva alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC, i parchi di generazione connessi in c.c. soddisfano i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva specificati dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, in presenza di tensione variabile. Il pertinente gestore di sistema specifica un profilo $U-Q/P_{\max}$ che può assumere qualsiasi forma con intervalli, riportati nella tabella 11 dell'allegato VII, entro i quali il parco di generazione connesso in c.c. è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete nel determinare tali intervalli, nonché dei potenziali costi per i parchi di generazione 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.

Se il piano decennale di sviluppo della rete elaborato in conformità all'articolo 8 del regolamento (CE) n. 714/2009 o un piano nazionale elaborato e approvato in conformità all'articolo 22 della direttiva 2009/72/CE specifica che un parco di generazione connesso in c.c. diventerà un parco connesso in c.a. all'area sincrona, il pertinente TSO può specificare che:

- il parco di generazione connesso in c.c. è tenuto a disporre delle capacità prescritte dall'articolo 25, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2016/631 per l'area sincrona in questione al momento della connessione iniziale e della messa in esercizio del parco di generazione connesso in c.c. alla rete c.a., oppure
 - il titolare del parco di generazione connesso in c.c. dimostra al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO, con cui in seguito giunge a un accordo al riguardo, come verrà fornita la capability di potenza reattiva prescritta dall'articolo 25, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2016/631 per l'area sincrona in questione nel caso in cui il parco di generazione connesso in c.c. diventi un parco connesso in c.a. all'area sincrona;
- ii) 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 connesso in c.c. non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti dell'alternatore, qualora non sia presente un trasformatore elevatore. Tale potenza reattiva supplementare compensa lo scambio di potenza reattiva della linea o cavo ad alta tensione tra i morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore del parco di generazione connesso in c.c. 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.
3. Per quanto riguarda la priorità da attribuire al contributo della potenza attiva o reattiva per i parchi di generazione connessi in c.c., il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con 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 un intervallo di tempo dall'inizio del guasto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Articolo 41

Requisiti relativi al controllo

1. Durante la sincronizzazione di un parco di generazione connesso in c.c. con la rete c.a., il parco di generazione ha la capacità di limitare eventuali variazioni della tensione a un livello in regime stazionario specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il livello specificato non è superiore al 5 % della tensione di presincronizzazione. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica l'ampiezza, la durata e la finestra di misurazione massime dei transitori di tensione.
2. Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce segnali in uscita secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

Articolo 42

Caratteristiche della rete

Per quanto riguarda le caratteristiche della rete, ai parchi di generazione connessi in c.c. si applicano le seguenti condizioni:

- a) ciascun gestore di sistema pertinente specifica e rende pubblici il metodo e le condizioni pre-guasto e post-guasto per il calcolo della potenza di corto circuito minima e massima al punto di interfaccia HVDC;
- b) il parco di generazione connesso in c.c. è in grado di funzionare in modo stabile entro la potenza di corto circuito minima e massima e con le caratteristiche di rete del punto di interfaccia HVDC specificate dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO;
- c) ciascun pertinente gestore di sistema e ciascun titolare di sistema HVDC fornisce al titolare del parco di generazione connesso in c.c. gli equivalenti di rete rappresentativi del sistema, consentendo ai titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. di progettare il proprio sistema con riguardo alle armoniche.

*Articolo 43***Requisiti relativi alla protezione**

1. Gli schemi e le impostazioni di protezione elettrica dei parchi di generazione connessi in c.c. sono determinati in conformità all'articolo 14, paragrafo 5, lettera b), del regolamento (UE) 2016/631, dove la rete fa riferimento alla rete dell'area sincrona. Gli schemi di protezione sono progettati tenendo conto delle prestazioni del sistema, delle caratteristiche specifiche della rete e delle specifiche tecniche dei parchi di generazione e sono concordati con il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.
2. L'ordine di priorità della protezione e del controllo dei parchi di generazione connessi in c.c. è determinato in conformità all'articolo 14, paragrafo 5, lettera c), del regolamento (UE) 2016/631, dove la rete fa riferimento alla rete dell'area sincrona, e concordato con il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

*Articolo 44***Qualità della potenza**

I titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. fanno in modo che la connessione del loro sistema alla rete non risulti in un livello di distorsione o fluttuazione della tensione di alimentazione sulla rete, al punto di connessione, superiore al livello specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il necessario contributo degli utenti della rete agli studi associati, compreso, tra l'altro, il contributo dei parchi di generazione connessi in c.c. esistenti e dei sistemi HVDC esistenti, non viene rifiutato senza validi motivi. La procedura da seguire per la conduzione degli studi necessari e la comunicazione dei dati rilevanti da parte di tutti gli utenti della rete interessati, nonché per l'individuazione e l'attuazione delle misure di attenuazione, sono conformi alla procedura di cui all'articolo 29.

*Articolo 45***Requisiti generali di gestione del sistema applicabili ai parchi di generazione connessi in corrente continua**

Per quanto riguarda i requisiti generali relativi alla gestione del sistema, l'articolo 14, paragrafo 5, l'articolo 15, paragrafo 6, e l'articolo 16, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2016/631 si applicano a qualsiasi parco di generazione connesso in c.c..

*CAPO 2***Requisiti per le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto***Articolo 46***Ambito di applicazione**

Alle stazioni di conversione HVDC del terminale remoto si applicano i requisiti di cui agli articoli da 11 a 39, subordinatamente ai requisiti specifici di cui agli articoli da 47 a 50.

*Articolo 47***Requisiti relativi alla stabilità della frequenza**

1. Qualora, previo accordo con il pertinente TSO, nella rete di connessione dei parchi di generazione connessi in c.c. venga utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz, o una frequenza variabile di progetto, l'articolo 11 si applica alla stazione di conversione HVDC del terminale remoto con gli intervalli dei valori di frequenza e gli intervalli di tempo applicabili specificati dal pertinente TSO, tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sistema e dei requisiti riportati nell'allegato I.

2. Per quanto riguarda la risposta in frequenza, il titolare della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. concordano le modalità tecniche della comunicazione del segnale istantaneo in conformità all'articolo 39, paragrafo 1. Ove richiesto dal pertinente TSO, il sistema HVDC è in grado di fornire la frequenza di rete al punto di connessione come segnale. Per i sistemi HVDC che connettono parchi di generazione la regolazione della risposta frequenza/potenza attiva è limitata dalla capacità dei parchi di generazione connessi in c.c..

Articolo 48

Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione

1. Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di tensione:
 - a) una stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di restare connessa alla rete della stazione di conversione HVDC del terminale remoto e di funzionare entro gli intervalli di tensione (per unit) e per gli intervalli di tempo specificati nelle tabelle 12 e 13 dell'allegato VIII. Gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo applicabili specificati sono selezionati sulla base della tensione di riferimento di 1 p.u.;
 - b) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. possono concordare intervalli dei valori di tensione più ampi o tempi di funzionamento minimi più lunghi, in conformità all'articolo 40;
 - c) per i punti di interfaccia HVDC con tensioni c.a. che non rientrano nell'ambito di applicazione di cui alle tabelle 12 e 13 dell'allegato VIII, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti applicabili ai punti di connessione;
 - d) qualora venga utilizzata una frequenza diversa dalla frequenza nominale di 50 Hz, previo accordo con il pertinente TSO, gli intervalli dei valori di tensione e gli intervalli di tempo specificati dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, sono proporzionati in riferimento ai valori di cui all'allegato VIII.
2. Per quanto riguarda la capability di potenza reattiva, una stazione di conversione HVDC del terminale remoto soddisfa i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della tensione ai punti di connessione:
 - a) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva per vari livelli di tensione. A tal fine, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica un profilo $U-Q/P_{\max}$ che può assumere qualsiasi forma ed entro i cui limiti la stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
 - b) il profilo $U-Q/P_{\max}$ è specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il profilo $U-Q/P_{\max}$ è compreso nell'intervallo Q/P_{\max} e nell'intervallo dei valori della tensione di regime stazionario specificati nella tabella 14 dell'allegato VIII, e 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 all'allegato IV. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, tiene conto dello sviluppo a lungo termine della rete nel determinare tali intervalli.

Articolo 49

Caratteristiche della rete

Per quanto riguarda le caratteristiche della rete, il titolare della stazione di conversione HVDC del terminale remoto fornisce i dati pertinenti a tutti i titolari dei parchi di generazione connessi in c.c., in conformità all'articolo 42.

Articolo 50

Qualità della potenza

I titolari delle stazioni di conversione HVDC del terminale remoto fanno in modo che la propria connessione alla rete non comporti un livello di distorsione o fluttuazione della tensione di alimentazione sulla rete, al punto di connessione, superiore al livello assegnato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il necessario contributo degli utenti della rete agli studi connessi non viene rifiutato senza validi motivi, compreso, tra l'altro, il contributo dei parchi di generazione connessi in c.c. esistenti e dei sistemi HVDC esistenti. La procedura da seguire per gli studi necessari che devono essere condotti e i dati rilevanti che devono essere forniti da tutti gli utenti della rete interessati, nonché per le azioni di attenuazione individuate e attuate, è conforme alla procedura di cui all'articolo 29.

TITOLO IV

SCAMBIO DI INFORMAZIONI E COORDINAMENTO

Articolo 51

Esercizio dei sistemi HVDC

1. Per quanto riguarda la strumentazione di esercizio, ciascuna unità di conversione HVDC di un sistema HVDC è munita di un sistema di controllo automatico in grado di ricevere istruzioni dal pertinente gestore di sistema e dal pertinente TSO. Detto sistema di controllo automatico è in grado di gestire le unità di conversione HVDC del sistema HVDC in modo coordinato. Il pertinente gestore di sistema specifica la gerarchia del sistema di controllo automatico per ciascuna unità di conversione HVDC.

2. Il sistema di controllo automatico del sistema HVDC di cui al paragrafo 1 è in grado di inviare i seguenti tipi di segnale al pertinente gestore di sistema:

a) segnali di funzionamento, con almeno i seguenti elementi:

- i) segnali di avvio;
- ii) misurazioni della tensione in c.a. e c.c.;
- iii) misurazioni della corrente in c.a. e c.c.;
- iv) misurazioni della potenza attiva e reattiva sul lato c.a.;
- v) misurazioni della potenza in c.c.;
- vi) funzionamento a livello di unità di conversione HVDC in un convertitore HVDC del tipo a più poli;
- vii) stato degli elementi e della topologia; e
- viii) intervalli di potenza attiva in modalità FSM, LFSM-O e LFSM-U;

b) segnali di allarme, con almeno i seguenti elementi:

- i) blocco di emergenza;
- ii) blocco di rampa;
- iii) inversione rapida della potenza attiva.

3. Il sistema di controllo automatico di cui al paragrafo 1 è in grado di ricevere i seguenti tipi di segnale dal pertinente gestore di sistema:

a) segnali di funzionamento, con almeno i seguenti elementi:

- i) comando di avvio;
- ii) setpoint della potenza attiva;
- iii) impostazioni della modalità FSM;
- iv) setpoint della potenza reattiva e della tensione o setpoint analoghi;
- v) modalità di controllo della potenza reattiva;
- vi) controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza; e
- vii) inerzia sintetica;

b) segnali di allarme, con almeno i seguenti elementi:

- i) comando del blocco di emergenza,
- ii) comando del blocco di rampa,

- iii) direzione del flusso della potenza attiva e
 - iv) comando dell'inversione rapida della potenza attiva.
4. Per ciascun segnale, il pertinente gestore di sistema può specificare la qualità del segnale fornito.

Articolo 52

Parametri e impostazioni

I parametri e le impostazioni delle principali funzioni di controllo di un sistema HVDC sono concordati tra il titolare del sistema HVDC e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. I parametri e le impostazioni sono attuati nell'ambito di una gerarchia di controllo che ne consente la modifica se necessario. Tali principali funzioni di controllo sono almeno:

- a) l'inerzia sintetica, se applicabile, di cui agli articoli 14 e 41,
- b) le modalità sensibili alla frequenza (FSM, LFSM-O, LFSM-U) di cui agli articoli 15, 16 e 17,
- c) il controllo della frequenza, se applicabile, di cui all'articolo 16,
- d) la modalità di controllo della potenza reattiva, se applicabile, di cui all'articolo 22,
- e) la capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza, di cui all'articolo 30,
- f) la capacità di smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone, di cui all'articolo 31.

Articolo 53

Registrazione e monitoraggio dei guasti

1. Un sistema HVDC è munito di un meccanismo di registrazione dei guasti e di monitoraggio del comportamento dinamico del sistema relativamente ai seguenti parametri per ciascuna stazione di conversione HVDC di cui dispone:

- a) tensione in c.a. e c.c.;
- b) corrente in c.a. e c.c.;
- c) potenza attiva;
- d) potenza reattiva; e
- e) frequenza.

2. Il pertinente gestore di sistema può precisare i parametri di qualità dell'approvvigionamento cui il sistema HVDC deve conformarsi, previo preavviso ragionevole.

3. I particolari delle apparecchiature di registrazione dei guasti di cui al paragrafo 1, compresi i canali analogici e digitali, le impostazioni, inclusi i criteri di attivazione e le frequenze di campionamento, sono concordati tra il titolare del sistema HVDC, il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO.

4. le apparecchiature di monitoraggio dinamico del comportamento del sistema includono un innesco dell'oscillazione che rileva le oscillazioni sottosmorzate della potenza, specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

5. I dispositivi per il monitoraggio della qualità dell'approvvigionamento e del comportamento dinamico del sistema prevedono modalità specifiche per l'accesso elettronico alle informazioni da parte del titolare del sistema HVDC e del pertinente gestore di sistema. I protocolli di comunicazione per i dati registrati sono concordati tra il titolare del sistema HVDC, il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO.

*Articolo 54***Modelli di simulazione**

1. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, può specificare che un titolare di sistema HVDC fornisca modelli di simulazione che rispecchino in modo adeguato il comportamento del sistema HVDC nelle simulazioni di regime stazionario e di regime dinamico (componente di frequenza fondamentale) e nelle simulazioni di transitori elettromagnetici.

Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il formato in cui sono forniti i modelli e la fornitura di documentazione sulla struttura dei modelli e di diagrammi a blocchi.

2. Ai fini delle simulazioni dinamiche, i modelli forniti contengono almeno, ma non esclusivamente, i seguenti sottomodelli, in funzione della presenza dei suddetti componenti:

- a) modelli dell'unità di conversione HVDC;
- b) modelli dei componenti in c.a.;
- c) modelli di rete in c.c.;
- d) sistema di controllo della tensione e della potenza;
- e) se del caso, speciali caratteristiche di controllo quali funzione di smorzamento delle oscillazioni di potenza (POD) e controllo dello smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone;
- f) controllo con più terminali, se del caso;
- g) modelli di protezione del sistema HVDC, secondo quanto convenuto tra il pertinente TSO e il titolare del sistema HVDC.

3. Il titolare del sistema HVDC confronta i modelli con i risultati delle prove di conformità effettuate in conformità al titolo VI e trasmette al pertinente TSO una relazione in merito. Successivamente i modelli sono utilizzati per verificare la conformità ai requisiti del presente regolamento, comprese, fra l'altro, le simulazioni di conformità di cui al titolo VI, nonché nell'ambito di studi per la valutazione continua della pianificazione e dell'esercizio del sistema.

4. Un titolare di sistema HVDC trasmette le registrazioni del sistema HVDC, su richiesta, al pertinente gestore di sistema o al pertinente TSO al fine di confrontare i risultati dei modelli con tali registrazioni.

5. Un titolare di sistema HVDC fornisce un modello equivalente del sistema di controllo qualora possano verificarsi interazioni di controllo negative con stazioni di conversione HVDC e altre connessioni in stretta prossimità elettrica, su richiesta del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO. Tale modello equivalente contiene tutti i dati necessari per la simulazione realistica delle interazioni di controllo negative.

TITOLO V

PROCEDURA DI COMUNICAZIONE DI ESERCIZIO PER LA CONNESSIONE

CAPO 1

Connessione di nuovi sistemi HVDC*Articolo 55***Disposizioni generali**

1. Il titolare del sistema HVDC dimostra al pertinente gestore di sistema dimostra la conformità ai requisiti di cui ai titoli da II a IV nel rispettivo punto di connessione, completando con successo la procedura di comunicazione di esercizio per la connessione del sistema HVDC, di cui agli articoli da 56 a 59.

2. Il pertinente gestore di sistema specifica le eventuali disposizioni dettagliate relative alla procedura di comunicazione di esercizio e le rende pubbliche.
3. La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ciascun nuovo sistema HVDC 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 56

EON per sistemi HVDC

1. Una EON autorizza il titolare del sistema HVDC a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari e a collegarli alla rete nei punti di connessione specificati.
2. Il pertinente gestore di sistema rilascia una EON subordinatamente al completamento dei preparativi e al rispetto dei requisiti specificati dal pertinente gestore del sistema nell'ambito delle pertinenti procedure operative. Tali preparativi comprendono un accordo sulle impostazioni di controllo e di protezione relative ai punti di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC.

Articolo 57

ION per sistemi HVDC

1. Una ION autorizza un titolare di sistema HVDC o di unità di conversione HVDC a esercire il sistema HVDC o l'unità di conversione HVDC utilizzando le connessioni di rete specificate per i punti di connessione 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.
3. Ai fini del completamento della valutazione dei dati e degli studi, il titolare del sistema HVDC o dell'unità di conversione HVDC fornisce, su richiesta del pertinente operatore di sistema, i seguenti elementi:
 - a) una dichiarazione di conformità dettagliata;
 - b) i dati tecnici dettagliati del sistema HVDC che interessano la connessione alla rete, specificata in riferimento ai punti di connessione, come specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con i pertinenti TSO;
 - c) i certificati delle apparecchiature relativi ai sistemi HVDC o alle unità di conversione HVDC ove siano adottati come parte della dimostrazione di conformità;
 - d) i modelli di simulazione o una riproduzione esatta del sistema di controllo come specificato dall'articolo 54 e dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente o i pertinenti TSO;
 - e) gli studi che dimostrino le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, come prescritto dai titoli II, III e IV;
 - f) i dettagli delle prove di conformità previste a norma dell'articolo 72;
 - g) i dettagli del metodo pratico che si intende utilizzare per svolgere le prove di conformità a norma del titolo VI.

4. Salvo nei casi in cui si applica il paragrafo 5, il periodo di validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare del sistema HVDC o dell'unità di conversione HVDC non è superiore a 24 mesi. Il pertinente gestore di sistema può specificare un periodo di validità più breve per la ION. Il periodo di validità della ION è comunicato all'autorità di regolamentazione in conformità al quadro normativo nazionale applicabile. La validità di una ION può essere prorogata solo se il titolare del sistema HVDC dimostra progressi sostanziali verso la piena conformità. Al momento della proroga della ION le questioni in sospenso sono chiaramente individuate.

5. La validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare di un sistema HVDC o di un'unità di conversione HVDC può essere prorogata per un periodo superiore a 24 mesi previa richiesta di deroga presentata al pertinente gestore di sistema secondo la procedura di cui al titolo VII. Tale richiesta è presentata prima della scadenza del periodo di 24 mesi.

Articolo 58

FON per sistemi HVDC

1. Una FON autorizza il titolare di un sistema HVDC a esercire detto sistema HVDC o le unità di conversione HVDC utilizzando i punti di 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.

3. Ai fini del completamento della valutazione dei dati e degli studi, il titolare del sistema HVDC fornisce, su richiesta del pertinente gestore di sistema e in coordinamento con il pertinente TSO, i seguenti elementi:

a) una dichiarazione di conformità dettagliata; e

b) l'aggiornamento di dati tecnici pertinenti, modelli di simulazione, riproduzione esatta del sistema di controllo e studi di cui all'articolo 57, compreso l'uso di valori reali rilevati durante le prove.

4. Qualora vengano individuate incompatibilità ostanti al rilascio della FON, si potrà concedere una deroga su richiesta indirizzata al pertinente gestore di sistema in conformità agli articoli 79 e 80. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema se il sistema HVDC è conforme al disposto della deroga.

In caso di rifiuto di una richiesta di deroga, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di negare l'autorizzazione di esercizio del sistema HVDC o delle unità di conversione HVDC per cui la richiesta di deroga presentata dal titolare sia stata respinta, finché il titolare del sistema HVDC e il pertinente gestore di sistema non abbiano risolto l'incompatibilità e il pertinente operatore di sistema ritenga che sistema HVDC sia conforme alle disposizioni del presente regolamento.

Se il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC 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 59

Comunicazione di esercizio limitato per sistemi HVDC/deroghe

1. I titolari di sistemi HVDC detentori di una FON informano senza indugio il pertinente gestore di sistema se si verificano le circostanze seguenti:

a) il sistema HVDC è temporaneamente soggetto a una variazione significativa o a una perdita di capacità, dovuta all'attuazione di una o più modifiche di rilievo alle sue prestazioni; oppure

b) guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di requisiti applicabili.

2. Il titolare del sistema HVDC richiede al pertinente gestore di sistema il rilascio di una comunicazione di esercizio limitato (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 individua chiaramente:
 - 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 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 previa richiesta di deroga indirizzata al pertinente gestore di sistema e presentata prima della scadenza di tale periodo, in conformità agli articoli 79 e 80.
6. Il pertinente gestore di sistema può negare l'autorizzazione di esercizio del sistema HVDC in seguito alla scadenza della LON se sussiste la circostanza che ne ha motivato il rilascio. In tal caso 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 sistema HVDC una volta scaduta la validità della LON in conformità al paragrafo 6, il titolare del sistema HVDC può sottoporre la questione per decisione all'autorità di regolamentazione entro sei mesi dalla comunicazione della decisione del pertinente gestore di sistema.

CAPO 2

Connessione di nuovi parchi di generazione connessi in corrente continua

Articolo 60

Disposizioni generali

1. Le disposizioni del presente capo si applicano esclusivamente ai nuovi parchi di generazioni connessi in c.c..
2. Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. dimostra al pertinente gestore di sistema la conformità ai requisiti di cui al titolo III ai rispettivi punti di connessione, completando con successo la procedura di comunicazione di esercizio per la connessione del parco di generazione connesso in c.c. di cui agli articoli da 61 a 66.
3. Il pertinente gestore di sistema specifica gli ulteriori dettagli relativi alla procedura di comunicazione di esercizio e li rende pubblici.
4. La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo parco di generazione connesso in c.c. 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 61***EON per parchi di generazione connessi in c.c.**

1. Una EON autorizza il titolare di un parco di generazione connesso in c.c. a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari utilizzando la connessione alla rete specificata dai punti 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 i punti di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del parco di generazione connesso in c.c..

*Articolo 62***ION per parchi di generazione connessi in c.c.**

1. Una ION autorizza il titolare del parco di generazione connesso in c.c. a gestire il parco di generazione connesso in c.c. 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.
3. Per quanto riguarda la valutazione dei dati e degli studi, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce, su richiesta del pertinente gestore di sistema, i seguenti elementi:
 - a) una dichiarazione di conformità dettagliata;
 - b) i dati tecnici dettagliati del parco di generazione connesso in c.c. che interessano la connessione alla rete, individuata dai punti di connessione, come specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
 - c) i certificati delle apparecchiature relativi al parco di generazione connesso in c.c. ove siano adottati come parte della dimostrazione di conformità;
 - d) i modelli di simulazione come specificato dall'articolo 54 e come prescritto dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
 - e) studi che dimostrino le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, come prescritto dal titolo III; e
 - f) i dettagli delle prove di conformità previste a norma dell'articolo 73.
4. Salvo nei casi in cui si applica il paragrafo 5, il periodo di validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare del parco di generazione connesso in c.c. non è superiore a 24 mesi. Il pertinente gestore di sistema può specificare un periodo di validità più breve per la ION. Il periodo di validità della ION è comunicato all'autorità di regolamentazione in conformità al quadro normativo nazionale applicabile. La validità di una ION può essere prorogata solo se il titolare del parco di generazione connesso in c.c. dimostra progressi sostanziali verso la piena conformità. Al momento della proroga della ION eventuali questioni in sospeso sono chiaramente individuate.
5. La validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare di parco di generazione connesso in c.c. può essere prorogata oltre il periodo di 24 mesi previa richiesta di deroga presentata al pertinente gestore di sistema secondo la procedura di cui al titolo VII.

*Articolo 63***FON per parchi di generazione connessi in c.c.**

1. Una FON autorizza il titolare di un parco di generazione connesso in c.c. a esercire detto parco di generazione utilizzando la connessione alla rete specificata dal punto di connessione.
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 disposto dal presente regolamento.
3. Ai fini del completamento della valutazione dei dati e degli studi, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce, su richiesta del pertinente operatore 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 62, paragrafo 3, compreso l'uso dei valori reali rilevati durante le prove.
4. Qualora vengano individuate incompatibilità ostanti al rilascio della FON, si potrà concedere una deroga su richiesta indirizzata al pertinente gestore di sistema in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo VII. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema se il parco di generazione connesso in c.c. è conforme al disposto della deroga. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di negare l'autorizzazione di esercizio del parco di generazione connesso in c.c. per cui la richiesta di deroga presentata dal titolare sia stata respinta, finché il titolare del parco di generazione connesso in c.c. e il pertinente gestore di sistema non abbiano risolto l'incompatibilità e il parco di generazione connesso in c.c. sia considerato conforme dal pertinente gestore di sistema.

*Articolo 64***Comunicazione di esercizio limitato per i parchi di generazione connessi in corrente continua**

1. I titolari di parchi di generazione connessi in c.c. detentori di una FON informano senza indugio il pertinente gestore di sistema se si verificano le circostanze seguenti:
 - a) il parco di generazione connesso in c.c. è temporaneamente soggetto a una variazione significativa o a una perdita della capacità, dovuta all'attuazione di una o più modifiche di rilievo al suo profilo di funzionamento; oppure
 - b) guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di requisiti applicabili.
2. Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. richiede al pertinente gestore di sistema il rilascio di una comunicazione di esercizio limitato (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 TSO e individua chiaramente:
 - 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 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 previa richiesta di deroga indirizzata al pertinente gestore di sistema e presentata prima della scadenza di tale periodo, in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo VII.
6. Il pertinente gestore di sistema può negare l'autorizzazione di esercizio del parco di generazione connesso in c.c. in seguito alla scadenza della LON se sussiste la circostanza che ne ha motivato il rilascio. In tal caso la FON perde automaticamente la validità.

CAPO 3

Analisi costi-benefici

Articolo 65

Individuazione di costi e benefici dell'applicazione dei requisiti ai sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti

1. Prima di applicare un requisito stabilito dal presente regolamento ai sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti in conformità all'articolo 4, paragrafo 3, il pertinente TSO procede a 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 a norma del 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 sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c. 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 per l'applicazione del requisito a sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c. 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 8.
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 sistemi HVDC o ai parchi di generazione connessi in c.c. esistenti. La relazione e la proposta sono comunicate all'autorità di regolamentazione o, se del caso, allo Stato membro; inoltre il titolare del sistema HVDC, il titolare del parco di generazione connesso in c.c. 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 prevede:
 - a) una procedura di comunicazione di esercizio per dimostrare l'attuazione dei requisiti da parte del titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. esistente;

- b) un periodo transitorio per l'attuazione dei requisiti, che tiene conto della categoria del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. e di eventuali ostacoli all'efficace esecuzione delle modifiche/ristrutturazioni delle apparecchiature.

Articolo 66

Principi dell'analisi costi-benefici

1. I titolari di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. e i DSO, compresi i CDSO, forniscono assistenza e contributi all'analisi costi-benefici svolta in conformità agli articoli 65 e 80 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 sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. per valutare un'eventuale deroga ai sensi dell'articolo 79, i pertinenti TSO e DSO, compreso il CDSO, forniscono assistenza e contributi all'analisi costi-benefici e trasmettono i dati richiesti dal titolare o al potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. entro tre mesi dal ricevimento della richiesta, salvo diverso accordo del titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c..
2. Un'analisi costi-benefici obbedisce ai seguenti principi:
- a) il pertinente TSO o il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 o il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. quantifica inoltre i vantaggi socioeconomici in termini di miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento e considera almeno:
- i) la conseguente riduzione della 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 o il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c. 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 VI

CONFORMITÀ

CAPO 1

Controllo della conformità*Articolo 67***Disposizioni comuni per le prove di conformità**

1. Le prove delle prestazioni di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. 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 del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. di svolgere una serie alternativa di prove, a condizione che tali prove siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti del presente regolamento; nonché
 - b) richiedere al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. 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 del titolo VI non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.
3. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è responsabile dello svolgimento delle prove in conformità alle condizioni di cui al capo 2 del titolo VI. 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 del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. fornisce i necessari apparecchi di controllo per registrare tutti i segnali e le misurazioni nell'ambito delle prove e garantisce che un'adeguata rappresentanza del titolare del sistema HVDC o del titolare del parco di generazione connesso in c.c. 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 68***Disposizioni comuni per le simulazioni di conformità**

1. Le simulazioni delle prestazioni di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. mirano a dimostrare la conformità ai 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 del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. di svolgere una serie alternativa di simulazioni, a condizione che tali simulazioni siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti del presente regolamento o alla normativa nazionale; nonché
 - b) richiedere al titolare del sistema HVDC o al titolare del parco di generazione connesso in c.c. 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 3 del titolo VI non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.

3. Per dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento, il titolare del sistema HVDC e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. trasmette una relazione con i risultati della simulazione. Il titolare del sistema HVDC e il titolare del parco di generazione connesso in c.c. forniscono un modello di simulazione valido per un dato sistema HVDC o un dato parco di generazione connesso in c.c.. La portata dei modelli di simulazione è definita agli articoli 38 e 54.
4. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di verificare la conformità di un sistema HVDC e di un parco di generazione connesso in c.c. 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 sistema HVDC o al titolare di un parco di generazione connesso in c.c. dati tecnici e un modello di simulazione della rete, nella misura necessaria per effettuare le simulazioni richieste in conformità al capo 3 del titolo VI.

Articolo 69

Responsabilità del titolare del sistema HVDC e del titolare del parco di generazione connesso in corrente continua

1. Il titolare del sistema HVDC assicura che il sistema HVDC e le stazioni di conversione HVDC siano conformi ai requisiti stabiliti dal presente regolamento. Tale conformità è mantenuta per tutta la durata di vita dell'impianto.
2. Il titolare del parco di generazione connesso in c.c. assicura che detto parco di generazione sia conforme ai requisiti stabiliti dal presente regolamento. Tale conformità è mantenuta per tutta la durata di vita dell'impianto.
3. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. comunica al pertinente gestore di sistema le modifiche previste delle capacità tecniche del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. che possano avere ripercussioni sul rispetto dei requisiti di cui al presente regolamento, prima di realizzare tali modifiche.
4. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. informa il pertinente gestore di sistema in merito a ogni eventuale incidente operativo o guasto di un sistema HVDC, di una stazione di conversione HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c. che possano avere ripercussioni sul rispetto dei requisiti di cui al presente regolamento, senza indugio, dopo il verificarsi di tali incidenti.
5. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. comunica al pertinente gestore di sistema il calendario delle prove e delle procedure eventualmente previste per la verifica della conformità di un sistema HVDC, di una stazione di conversione HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c., a tempo debito e prima del loro avvio; il pertinente gestore di sistema approva il calendario e procedure di cui sopra.
6. Si agevola la partecipazione alle prove del pertinente gestore di sistema, che può registrare le prestazioni dei sistemi HVDC, delle stazioni di conversione HVDC o dei parchi di generazione connessi in c.c..

Articolo 70

Compiti del pertinente gestore di sistema

1. Il pertinente gestore di sistema valuta la conformità di un sistema HVDC, di una stazione di conversione HVDC e di un parco di generazione connesso in c.c. ai requisiti di cui al presente regolamento per tutta la durata di vita del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c.. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è informato dell'esito di tale valutazione.

2. Su richiesta del pertinente gestore di sistema, il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. svolge le prove di conformità e le simulazioni, non solo durante le procedure di notifica operativa in conformità al titolo V, bensì periodicamente per tutta la durata di vita del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c., secondo un programma o uno schema generale periodico e riferito a simulazioni predeterminate oppure dopo ogni guasto, modifica o sostituzione di qualsiasi apparecchiatura che possa avere un impatto sulla conformità ai requisiti del presente regolamento. Il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è informato dell'esito di tali prove di conformità e simulazioni.
3. Il pertinente gestore di sistema rende pubblico l'elenco delle informazioni e dei documenti da fornire nonché i requisiti che il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. deve soddisfare nel quadro del processo di conformità. Tale elenco comprende almeno le seguenti informazioni, documenti e requisiti:
- tutti i documenti e i certificati che il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. è tenuto a trasmettere;
 - il dettaglio dei dati tecnici del sistema HVDC, della stazione di conversione HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. che interessano la connessione alla rete;
 - i requisiti per i modelli degli studi di sistema in regime stazionario e dinamico;
 - la tempistica di trasmissione dei dati di sistema necessari per svolgere gli studi;
 - gli studi svolti dal titolare del sistema HVDC o dal titolare del parco di generazione connesso in c.c. per dimostrare le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico in conformità ai requisiti di cui ai titoli II, III e IV;
 - le condizioni e procedure, compresa la portata, per la registrazione dei certificati delle apparecchiature e
 - le condizioni e procedure per l'uso, da parte del titolare del parco di generazione connesso in c.c., 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 del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. 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 delle attività di controllo di conformità di cui è responsabile. In tal caso, il pertinente gestore di sistema garantisce il rispetto dell'articolo 10 mediante opportuni impegni di riservatezza con il cessionario.
6. Il pertinente gestore di sistema non rifiuta senza valido motivo alcuna comunicazione di esercizio in conformità al titolo V, qualora non sia possibile eseguire prove di conformità o simulazioni come concordato tra il pertinente gestore di sistema e il titolare del sistema HVDC o il titolare del parco di generazione connesso in c.c. per motivi che dipendono esclusivamente dal pertinente gestore di sistema.
7. Il pertinente gestore di sistema fornisce su richiesta al pertinente TSO gli esiti delle prove di conformità e delle simulazioni di cui al presente capo.

CAPO 2

Prove di conformità

Articolo 71

Prove di conformità per i sistemi HVDC

- I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle prove di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.

2. Per quanto riguarda la prova della capability di potenza reattiva:
 - a) si dimostra la capacità tecnica dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 20;
 - b) la prova della capability di potenza reattiva è effettuata alla potenza reattiva massima, sia induttiva che capacitiva, e verifica i seguenti parametri:
 - i) funzionamento alla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC;
 - ii) funzionamento alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
 - iii) funzionamento con un setpoint di potenza attiva situato tra i valori minimo e massimo della potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) l'unità di conversione HVDC o la stazione di conversione HVDC funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per almeno un'ora, per ciascun parametro di cui alla lettera b);
 - ii) si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di modificare qualunque setpoint di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva applicabile entro gli obiettivi di prestazione specificati del pertinente schema di controllo della potenza reattiva; e
 - iii) non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.
3. Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della tensione:
 - a) si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di funzionare nella modalità di controllo della tensione nelle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 3;
 - b) la prova della modalità di controllo della tensione verifica i seguenti parametri:
 - i) la pendenza e la banda morta applicate per la caratteristica statica;
 - ii) l'accuratezza della regolazione;
 - iii) l'insensibilità della regolazione;
 - iv) il tempo di attivazione della potenza reattiva;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) l'intervallo della regolazione e lo statismo e la banda morta regolabili sono conformi ai parametri caratteristici concordati o decisi a norma dell'articolo 22, paragrafo 3;
 - ii) l'insensibilità del controllo della tensione non è superiore a 0,01 p.u.;
 - 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 di cui all'articolo 22, paragrafo 3.
4. Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della potenza reattiva:
 - a) si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di funzionare nella modalità di controllo della potenza reattiva alle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 4;
 - 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 le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i) l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva sono garantiti in conformità all'articolo 22, paragrafo 4;
 - ii) l'accuratezza della regolazione è conforme alle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 3.
5. Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo del fattore di potenza:
- a) si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di funzionare nella modalità di controllo del fattore di potenza alle condizioni di cui all'articolo 22, paragrafo 5;
 - 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;
 - 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 22, paragrafo 5;
 - ii) il tempo di attivazione della potenza reattiva a seguito della variazione a gradino della potenza attiva non eccede i requisiti specificati all'articolo 22, paragrafo 5;
 - iii) l'accuratezza della regolazione è conforme al valore di cui all'articolo 22, paragrafo 5.
6. Per quanto riguarda la prova di risposta FSM:
- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva sull'intero range operativo tra potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC e la potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC per contribuire al controllo di frequenza e si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime dinamico, compresa la robustezza durante la risposta alla variazione a gradino della frequenza e variazioni ampie e veloci della frequenza;
 - b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente per attivare almeno il 10 % dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in ciascuna direzione, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza nel regolatore dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte tutte 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'allegato II;
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino;
 - iii) il tempo di ritardo iniziale è conforme all'allegato II;
 - iv) le impostazioni dello statismo sono disponibili entro l'intervallo di cui all'allegato II e la banda morta (soglie) non è superiore al valore di cui al medesimo allegato;
 - v) l'insensibilità della risposta frequenza/potenza attiva in ogni pertinente punto di funzionamento non eccede i requisiti di cui all'allegato II.
7. Per quanto riguarda la prova di risposta LFSM-O:
- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo di frequenza in caso di forte aumento della frequenza nel sistema e 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 per attivare almeno il 10 % dell'intero range operativo della potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza nel regolatore dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni:
- i) i risultati della prova, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, sono conformi ai requisiti di cui all'allegato II;
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.
8. Per quanto riguarda la prova di risposta LFSM-U:
- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva in punti di funzionamento al di sotto della potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC 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 ad attivare almeno il 10 % dell'intero range operativo della potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza nel regolatore dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni:
- i) i risultati della prova, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, sono conformi ai requisiti di cui all'allegato II;
 - ii) non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.
9. Per quanto riguarda la prova della capacità di regolazione della potenza attiva:
- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di modulare in continuo la potenza attiva sull'intero range operativo a norma dell'articolo 13, paragrafo 1, lettere a) e d);
- b) la prova si svolge mediante l'invio di istruzioni manuali e automatiche da parte del pertinente TSO;
- c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i) è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC;
 - ii) il tempo di regolazione della potenza attiva è più breve del termine specificato all'articolo 13, paragrafo 1, lettera a);
 - iii) è stata dimostrata la risposta dinamica del sistema HVDC nel ricevere istruzioni funzionali ad attuare lo scambio o la condivisione delle riserve o la partecipazione ai processi di compensazione dello sbilanciamento, se in grado di soddisfare i requisiti previsti per tali prodotti, come specificato dal pertinente TSO.
10. Per quanto riguarda la prova di modifica della pendenza della rampa:
- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di regolare la velocità di rampa in conformità all'articolo 13, paragrafo 2;
- b) la prova è effettuata mediante l'invio, da parte del pertinente TSO, di istruzioni di modifica della velocità di rampa;
- c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i) la velocità di rampa è regolabile;
 - ii) è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC durante i periodi di rampa.

11. Per quanto riguarda la prova di black start, se di applicazione:
- a) si dimostra la capacità tecnica del sistema HVDC di energizzare la barra colletttrice della sottostazione c.a. remota a cui è connesso, entro un intervallo di tempo specificato dal pertinente TSO, a norma dell'articolo 37, paragrafo 2;
 - b) la prova si svolge mediante il riavvio del sistema HVDC dopo un arresto;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) è stato dimostrato che il sistema HVDC è in grado di energizzare la barra colletttrice della sottostazione c.a. remota a cui è connesso;
 - ii) il sistema HVDC funziona alla capacità concordata a partire da un punto di funzionamento stabile, secondo la procedura di cui all'articolo 37, paragrafo 3.

Articolo 72

Prove di conformità per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le unità di conversione HVDC del terminale remoto

1. I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle prove di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Per quanto riguarda la prova della capability della potenza reattiva dei parchi di generazione connessi in c.c.:
 - a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione connesso in c.c. di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 40, paragrafo 2;
 - b) la prova della capability della potenza reattiva 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 le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) il parco di generazione connesso in c.c. funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per non meno della durata richiesta, per ciascun parametro di cui alla lettera b);
 - ii) è dimostrata la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di modificare qualunque setpoint di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso entro gli obiettivi di prestazione specificati del pertinente schema di controllo della potenza reattiva; e
 - iii) non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.
3. Per quanto riguarda la prova della capability di potenza reattiva delle unità di conversione HVDC del terminale remoto:
 - a) si dimostra la capacità tecnica dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva in conformità all'articolo 48, paragrafo 2;
 - b) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) l'unità di conversione HVDC o la stazione di conversione HVDC funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitiva) per almeno un'ora:
 - alla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC;
 - alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC; e
 - in un punto di funzionamento in potenza attiva tra tali valori massimo e minimo;

- ii) si dimostra la capacità dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC di modificare qualunque setpoint di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso entro gli obiettivi di prestazione specificati del pertinente schema di controllo della potenza reattiva; e
 - iii) non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.
4. Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della tensione:
- a) si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di funzionare nella modalità di controllo della tensione nelle condizioni di cui all'articolo 21 del regolamento (UE) 2016/631;
 - b) la prova della modalità di controllo della tensione verifica i seguenti parametri:
 - i) la pendenza e la banda morta applicate per la caratteristica statica;
 - ii) l'accuratezza della regolazione;
 - iii) l'insensibilità della regolazione;
 - iv) il tempo di attivazione della potenza reattiva;
 - c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) l'intervallo della regolazione e lo statismo e la banda morta regolabili sono conformi ai parametri caratteristici concordati o decisi, a norma dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631;
 - ii) l'insensibilità del controllo della tensione non è superiore a 0,01 p.u., in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631;
 - 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 di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2016/631.
5. Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo della potenza reattiva:
- a) si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di funzionare nella modalità di controllo della potenza reattiva alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), punto iii), del regolamento (UE) 2016/631;
 - 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;
 - iii) il tempo di attivazione della potenza reattiva;
 - d) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) l'intervallo di setpoint e il gradino della potenza reattiva sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631;
 - ii) l'accuratezza della regolazione è conforme alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631.
6. Per quanto riguarda la prova della modalità di controllo del fattore di potenza:
- a) si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di funzionare nella modalità di controllo del fattore di potenza alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), punto iv), del regolamento (UE) 2016/631;
 - 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;
 - 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 il gradino del fattore di potenza sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631;
 - 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), del regolamento (UE) 2016/631;
 - iii) l'accuratezza della regolazione è conforme al valore di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d) del regolamento (UE) 2016/631.
7. Per quanto riguarda le prove individuate ai paragrafi 4, 5 e 6, il pertinente TSO può scegliere soltanto due delle tre modalità di controllo per le prove.
8. Per quanto riguarda la risposta LFSM-O di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 47, paragrafo 3 del regolamento (UE) 2016/631.
9. Per quanto riguarda la risposta LFSM-U di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 48, paragrafo 3 del regolamento (UE) 2016/631.
10. Per quanto riguarda la capacità di regolazione della potenza attiva di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 48, paragrafo 2 del regolamento (UE) 2016/631.
11. Per quanto riguarda la risposta FSM di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 48, paragrafo 4 del regolamento (UE) 2016/631.
12. Per quanto riguarda il controllo del ripristino della frequenza di un parco di generazione connesso in c.c., le prove si svolgono in conformità all'articolo 45, paragrafo 5 del regolamento (UE) 2016/631.
13. Per quanto riguarda la risposta rapida ai segnali di un parco di generazione connesso in c.c., l'esito della prova si considera positivo se si dimostra la capacità del parco di generazione connesso in c.c. di fornire la risposta entro il termine specificato all'articolo 39, paragrafo 1, lettera a).
14. Per quanto riguarda le prove dei parchi di generazione connessi in c.c. ove la rete in c.a. non sia alla frequenza nominale di 50 Hz, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, concorda le prove di conformità richieste con il titolare del parco di generazione connesso in c.c..

CAPO 3

Simulazioni di conformità

Articolo 73

Simulazioni di conformità per i sistemi HVDC

1. I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle simulazioni di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Per quanto riguarda la simulazione dell'immissione rapida di corrente di guasto:
 - a) il titolare dell'unità di conversione HVDC o il titolare della stazione di conversione HVDC simula l'immissione rapida di corrente di guasto nelle condizioni di cui all'articolo 19;
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità ai requisiti specificati in conformità all'articolo 19.

3. Per quanto riguarda la simulazione della fault-ride-through capability:
 - a) Il titolare del sistema HVDC simula la fault-ride-through capability nelle condizioni di cui all'articolo 25; e
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità ai requisiti specificati in conformità all'articolo 25.
4. Per quanto riguarda la simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto:
 - a) il titolare del sistema HVDC simula la capacità di ripristino della potenza attiva dopo un guasto nelle condizioni di cui all'articolo 26;
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità ai requisiti specificati in conformità all'articolo 26.
5. Per quanto riguarda la simulazione della capability di potenza reattiva:
 - a) il titolare dell'unità di conversione HVDC o il titolare della stazione di conversione HVDC simula la capacità di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva nelle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafi da 2 a 4;
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) il modello di simulazione dell'unità di conversione HVDC o della stazione di conversione HVDC è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 71;
 - ii) si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 20, paragrafi da 2 a 4.
6. Per quanto riguarda la simulazione del controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza:
 - a) il titolare del sistema HVDC dimostra le prestazioni del suo sistema di controllo (funzione POD) per lo smorzamento delle oscillazioni di potenza nelle condizioni di cui all'articolo 30;
 - b) la sintonizzazione risulta in un migliore smorzamento della corrispondente risposta della potenza attiva del sistema HVDC in combinazione con la funzione POD, rispetto alla risposta della potenza attiva del solo sistema HVDC senza POD;
 - c) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) la funzione POD smorza le oscillazioni della potenza esistenti del sistema HVDC entro un intervallo di frequenza specificato dal pertinente TSO. Tale intervallo di frequenza comprende la frequenza della modalità locale del sistema HVDC e le oscillazioni di rete previste; e
 - ii) una modifica del trasferimento di potenza attiva del sistema HVDC secondo quanto specificato dal pertinente TSO non causa oscillazioni non smorzate della potenza attiva o reattiva del sistema HVDC.
7. Per quanto riguarda la simulazione della modifica della potenza attiva in caso di disturbo:
 - a) il titolare del sistema HVDC simula la capacità di modificare rapidamente la potenza attiva in conformità all'articolo 13, paragrafo 1, lettera b); e
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC quando si applica la sequenza previamente specificata della variazione della potenza attiva;
 - ii) il ritardo iniziale della regolazione della potenza attiva è inferiore al valore specificato all'articolo 13, paragrafo 1, lettera b) o adeguatamente giustificato se superiore.

8. Per quanto riguarda la simulazione dell'inversione rapida della potenza attiva:
- a) il titolare del sistema HVDC simula la capability di invertire rapidamente la potenza attiva in conformità all'articolo 13, paragrafo 1, lettera c);
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) è stata dimostrata la stabilità del funzionamento del sistema HVDC;
 - ii) il tempo di regolazione della potenza attiva è inferiore al valore specificato all'articolo 13, paragrafo 1, lettera c) o adeguatamente giustificato se superiore.

Articolo 74

Simulazioni di conformità per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le unità di conversione HVDC del terminale remoto

1. I parchi di generazione connessi in c.c. sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui al presente articolo. I certificati delle apparecchiature possono sostituire parte delle simulazioni di cui in appresso, purché siano trasmessi al pertinente gestore di sistema.
2. Per quanto riguarda la simulazione dell'immissione rapida di corrente di guasto:
- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la capacità di immissione rapida di corrente di guasto nelle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2016/631; e
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2016/631.
3. Per quanto riguarda la simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto:
- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la capacità di ripristino della potenza attiva dopo un guasto nelle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafo 3, lettera a), del regolamento (UE) 2016/631; e
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 3, lettera a), del regolamento (UE) 2016/631.
4. Per quanto riguarda la simulazione della capability della potenza reattiva dei parchi di generazione connessi in c.c.:
- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la capacità di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva nelle condizioni di cui all'articolo 40, paragrafo 2; e
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i) il modello di simulazione del parco di generazione connesso in c.c. è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 72, paragrafo 2;
 - ii) si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 40, paragrafo 2.
5. Per quanto riguarda la simulazione della capability di potenza reattiva delle unità di conversione HVDC del terminale remoto:
- a) il titolare dell'unità di conversione HVDC del terminale remoto o il titolare della stazione di conversione HVDC del terminale remoto simula la capacità di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitiva nelle condizioni di cui all'articolo 48, paragrafo 2; e

- b) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i) il modello di simulazione dell'unità di conversione HVDC del terminale remoto o della stazione di conversione HVDC del terminale remoto è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability della potenza reattiva di cui all'articolo 72, paragrafo 3;
 - ii) si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 48, paragrafo 2.
6. Per quanto riguarda la simulazione del controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza:
- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula il controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera f) del regolamento (UE) 2016/631; e
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se il modello dimostra la conformità alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera f) del regolamento (UE) 2016/631.
7. Per quanto riguarda la simulazione della fault-ride-through capability:
- a) il titolare del parco di generazione connesso in c.c. simula la fault-ride-through capability alle condizioni di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a) del regolamento (UE) 2016/631;
 - b) l'esito della simulazione si considera positivo se il modello dimostra la conformità alle condizioni di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a) del regolamento (UE) 2016/631.

CAPO 4

Orientamenti non vincolanti e monitoraggio dell'attuazione

Articolo 75

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 76

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 sistemi HVDC e ai parchi di generazione connessi in c.c. ai sensi del presente regolamento continui a essere valida.

2. L'Agenzia, in cooperazione con l'ENTSO-E, redige 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 VII

DEROGHE

Articolo 77

Potere di concedere deroghe

1. Le autorità di regolamentazione possono, su richiesta del titolare o del potenziale titolare di un sistema HVDC o di un parco di generazione connesso in c.c., del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO, concedere ai titolari o potenziali titolari di sistemi HVDC o di parchi di generazione connessi in c.c., ai pertinenti gestori di sistema o ai pertinenti TSO di derogare a una o più disposizioni del presente regolamento per sistemi HVDC nuovi ed esistenti e/o per parchi di generazione connessi in c.c. nuovi ed esistenti, in conformità agli articoli da 78 a 82.

2. Ove applicabile in uno Stato membro, le deroghe possono essere concesse e revocate in conformità agli articoli da 78 a 81 da autorità diverse dall'autorità di regolamentazione.

Articolo 78

Disposizioni generali

1. Ciascuna autorità di regolamentazione specifica, previa consultazione dei pertinenti gestori di sistema, dei titolari di sistemi HVDC e dei titolari di parchi di generazione connessi in c.c. e di altre parti che ritiene interessate dal presente regolamento, i criteri per la concessione di deroghe a norma degli articoli da 79 a 81. 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 sistemi HVDC o i parchi di generazione connessi in c.c. per i quali è stata presentata una domanda di deroga a norma degli articoli da 79 a 81 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 79

Richiesta di deroga da parte del titolare di un sistema HVDC o del titolare di un parco di generazione connesso in corrente continua

1. I titolari o potenziali titolari di sistemi HVDC e di parchi di generazione connessi in c.c. possono chiedere una deroga a uno o più requisiti del presente regolamento.

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

- a) l'identificazione del titolare o del potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. e di una persona di contatto per eventuali comunicazioni;
- b) la descrizione del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 66;
- e) la dimostrazione che la deroga chiesta non avrebbe alcun effetto negativo sugli scambi transfrontalieri;
- f) nel caso di un parco di generazione connesso in c.c., connesso a una o più stazioni di conversione HVDC del terminale remoto, elementi a dimostrazione dell'assenza di impatto della deroga sulla stazione di conversione o, in alternativa, l'accordo del titolare della stazione di conversione alla deroga proposta.

3. Entro due settimane dalla data di ricevimento della richiesta di deroga, il pertinente gestore di sistema comunica al titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o parco di generazione connesso in c.c. se la richiesta è considerata completa. Se il pertinente gestore di sistema ritiene che la richiesta sia incompleta, il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. non fornisce le informazioni richieste entro detto 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 78.

5. Se la richiesta di deroga riguarda un sistema HVDC o un parco di generazione connesso in c.c. 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 potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. e di due mesi se il pertinente gestore di sistema richiede al pertinente TSO una valutazione della richiesta 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 potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. o ad altre parti interessate. Il periodo supplementare inizia dal ricevimento delle informazioni complete.

8. Il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. presenta le eventuali informazioni supplementari richieste dall'autorità di regolamentazione entro due mesi dalla richiesta. Se il titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c. 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 titolare o potenziale titolare del sistema HVDC o del parco di generazione connesso in c.c., 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 83, paragrafo 2.

Articolo 80

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

1. I pertinenti gestori di sistema o TSO possono chiedere una deroga per classi di sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c., già 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 sistemi HVDC o dei parchi di generazione connessi in c.c. per cui si chiede una deroga, nonché la capacità totale installata e il numero di sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in c.c.;
- 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 66. 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 78.

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 una 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 dei sistemi HVDC, i titolari dei parchi di generazione connessi in c.c. 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 83, paragrafo 2.

Articolo 81

Richiesta di deroghe dal disposto del titolo III da parte di un titolare di parco di generazione connesso in corrente continua

1. Una richiesta di deroga alle disposizioni dell'articolo 40, paragrafo 1, lettere b) e c), dell'articolo 40, paragrafo 2, lettere a) e b), e degli articoli da 41 a 45 non soggiace all'articolo 79, paragrafo 2, lettere d) ed e), se si riferisce ad un parco di generazione connesso in c.c. che dispone o disporrà di un'unica connessione a un'unica area sincrona.

2. L'autorità di regolamentazione può vincolare a condizioni una decisione relativa a una richiesta di deroga di cui al paragrafo 1. Tali condizioni possono includere l'obbligo che la realizzazione della connessione in una rete multiterminale, o la connessione di un ulteriore parco di generazione nello stesso punto, porti alla valutazione della deroga da parte dell'autorità di regolamentazione o alla sua decadenza. Al momento di adottare una decisione su una richiesta di deroga, l'autorità di regolamentazione tiene conto della necessità di ottimizzare la configurazione tra il parco di generazione connesso in c.c. e la stazione di conversione HVDC del terminale remoto, nonché delle legittime aspettative del titolare di un parco di generazione connesso in c.c..

Articolo 82

Registro delle deroghe ai requisiti del presente regolamento

1. Le autorità di regolamentazione tengono un registro di tutte le deroghe concesse o rifiutate e trasmettono 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 83

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 di regolamentazione 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 VIII

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 84

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 sistemi HVDC o di nuovi parchi di generazione connessi in c.c. 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 sistemi HVDC esistenti o di parchi di generazione connessi in c.c. 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 sistemi HVDC e parchi di generazione connessi in c.c. nuovi o esistenti disciplinati dal presente regolamento e concernenti i requisiti di connessione alla rete dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione connessi in c.c., in particolare nei codici di rete nazionali, rispettino i requisiti di cui al presente regolamento.

Articolo 85

Sistemi HVDC o parchi di generazione connessi in corrente continua, connessi ad aree sincrone o aree di controllo non sottoposte alla legislazione dell'UE

1. Qualora un sistema HVDC al quale si applicano gli obblighi del presente regolamento sia connesso ad aree sincrone o aree di controllo di cui almeno un'area sincrone o di controllo esuli dal campo di applicazione della legislazione dell'Unione, il pertinente TSO o, se del caso, il titolare del sistema HVDC si adopera per dare attuazione a un accordo al fine di assicurare che anche i titolari dei sistemi HVDC liberi dall'obbligo giuridico di ottemperare al presente regolamento collaborino per conformarvisi.

2. Nell'impossibilità di applicare un accordo ai sensi del paragrafo 1, il pertinente TSO o, se del caso, il titolare del sistema HVDC interessato si avvale di tutti i mezzi disponibili per conformarsi ai requisiti del presente regolamento.

Articolo 86

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 5, dell'articolo 75, dell'articolo 76 e dell'articolo 78, 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 26 agosto 2016

Per la Commissione
Il presidente
Jean-Claude JUNCKER

ALLEGATO I

Intervalli dei valori di frequenza di cui all'articolo 11

Intervalli dei valori di frequenza	Tempo di funzionamento
47,0 Hz — 47,5 Hz	60 secondi
47,5 Hz — 48,5 Hz	Specificato da ciascun pertinente TSO, ma superiore al tempo stabilito per la generazione e il consumo a norma rispettivamente del regolamento (UE) 2016/631 e del regolamento (UE) 2016/1388, nonché superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. a norma dell'articolo 39
48,5 Hz — 49,0 Hz	Specificato da ciascun pertinente TSO, ma superiore al tempo stabilito per la generazione e il consumo a norma rispettivamente del regolamento (UE) 2016/631 e del regolamento (UE) 2016/1388, nonché superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. a norma dell'articolo 39
49,0 Hz — 51,0 Hz	Illimitato
51,0 Hz — 51,5 Hz	Specificato da ciascun pertinente TSO, ma superiore al tempo stabilito per la generazione e il consumo a norma rispettivamente del regolamento (UE) 2016/631 e del regolamento (UE) 2016/1388, nonché superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. a norma dell'articolo 39
51,5 Hz — 52,0 Hz	Specificato da ciascun TSO pertinente, ma superiore al tempo stabilito per i parchi di generazione connessi in c.c. all'articolo 39

Tabella 1: Intervalli di tempo minimi in cui un sistema HVDC è in grado di funzionare con frequenze differenti che si discostano da un valore nominale senza disconnettersi dalla rete.

ALLEGATO II

Requisiti applicabili alla modalità Frequency Sensitive Mode (FSM), alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O) e alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)

A. Modalità Frequency Sensitive Mode (FSM)

1. Durante il funzionamento in modalità Frequency Sensitive Mode (FSM):

- a) il sistema HVDC è in grado di rispondere alle deviazioni della frequenza in ogni rete c.a. connessa regolando la trasmissione della potenza attiva come indicato nella figura 1 e conformemente ai parametri specificati da ciascun TSO entro gli intervalli riportati nella tabella 2. Questa specifica è soggetta a obbligo di comunicazione all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;
- b) la regolazione della risposta frequenza/potenza attiva è limitata dalla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC e dalla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC (in ciascuna direzione);

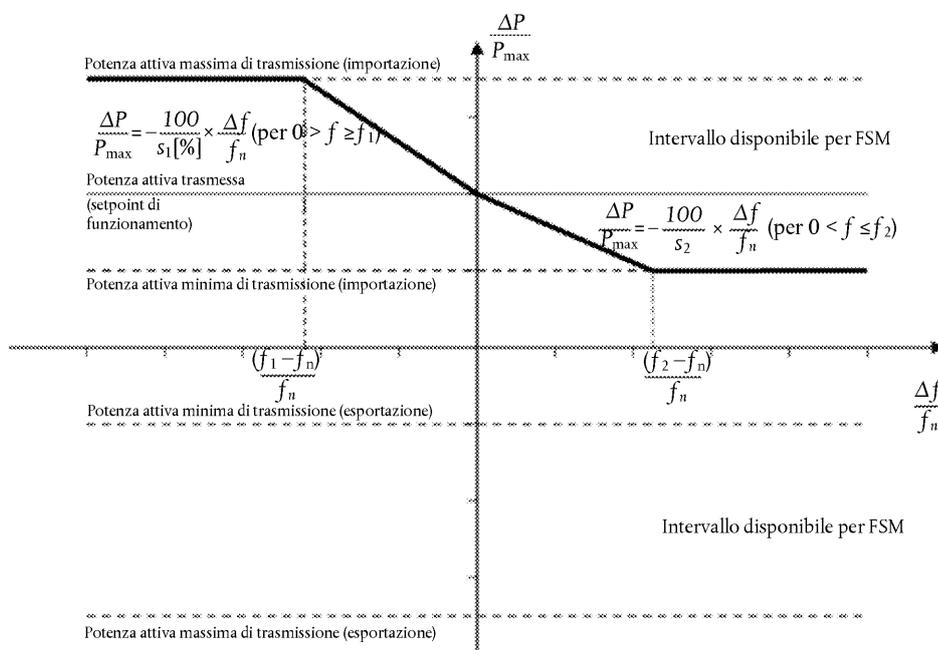


Figura 1: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva di un sistema HVDC in modalità FSM che illustra il caso con banda morta e insensibilità pari a zero con un setpoint della potenza attiva positivo (modalità importazione). ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC. f_n è la frequenza desiderata nella rete c.a. in cui è fornito il servizio FSM e Δf è la deviazione della frequenza nella rete c.a. in cui è fornito il servizio FSM.

Parametri	Intervalli
Banda morta della risposta in frequenza	0 — ± 500 mHz
Statismo s_1 (regolazione verso l'alto)	0,1 % minimo
Statismo s_2 (regolazione verso il basso)	0,1 % minimo
Insensibilità della risposta in frequenza	30 mHz al massimo

Tabella 2: Parametri della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità FSM

- c) il sistema HVDC è in grado, a seguito di un'istruzione ricevuta dal pertinente TSO, di regolare lo statismo verso l'alto o verso il basso, la banda morta della risposta in frequenza e l'intervallo di variazione operativa nell'ambito dell'intervallo della potenza attiva disponibile per la modalità FSM, come indicato nella figura 1, e più in generale entro i limiti definiti alle lettere a) e b). Questi valori sono soggetti a notifica all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;
- d) in seguito a una variazione a gradino della frequenza, il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva in modo da ottenere la risposta frequenza/potenza attiva della figura 1, in modo tale che la risposta:
- i) venga fornita con la rapidità massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche e
 - ii) sia in corrispondenza o al di sopra della linea piena mostrata nella figura 2, conformemente ai parametri specificati da ciascun pertinente TSO entro gli intervalli riportati nella tabella 3:
 - il sistema HVDC è in grado di regolare la produzione di potenza attiva ΔP fino al limite dell'intervallo della potenza attiva richiesto dal pertinente TSO nel rispetto dei tempi t_1 e t_2 e in base agli intervalli riportati nella tabella 3, dove t_1 è il ritardo iniziale e t_2 il tempo per l'attivazione completa. I valori di t_1 e t_2 sono specificati dal pertinente TSO e soggetti a notifica all'autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono determinate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;
 - il titolare del sistema HVDC è tenuto a giustificare al pertinente TSO un eventuale ritardo iniziale dell'attivazione superiore a 0,5 secondi;

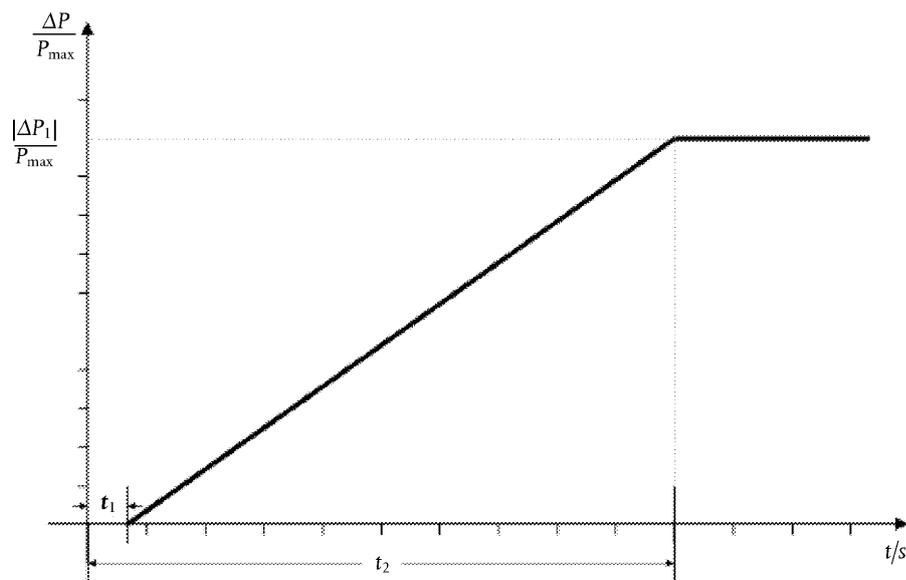


Figura 2: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva di un sistema HVDC. ΔP è la variazione della potenza attiva in esito alla variazione a gradino della frequenza.

Parametri	Tempi
Ritardo iniziale ammissibile massimo t_1	0,5 secondi
Valore ammissibile massimo per il tempo dell'attivazione completa t_2 , a meno che il pertinente TSO non specifichi tempi di attivazione più lunghi	30 secondi

Tabella 3: Parametri per la piena attivazione della risposta frequenza/potenza attiva in esito a variazioni a gradino della frequenza.

- e) Per i sistemi HVDC che collegano varie aree di controllo o aree sincrone, durante il funzionamento in modalità F S M il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva completa in qualsiasi momento e per un intervallo di tempo continuo;
- f) per la durata della deviazione della frequenza, il controllo della potenza attiva non ha alcun impatto negativo sulla risposta frequenza/potenza attiva.

B. Modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O)

1. Oltre ai requisiti di cui all'articolo 11, in relazione alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O) si applicano i seguenti requisiti:
 - a) il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva con la/e rete/i c.a., sia durante l'importazione che durante l'esportazione, secondo la figura 3, a una soglia di frequenza f_1 tra 50,2 Hz e 50,5 Hz (compresi) con uno statismo S_3 , regolabile verso l'alto a partire da 0,1 %;
 - b) il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva verso il basso fino alla potenza attiva minima di trasmissione dell'HVDC;
 - c) il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva con la rapidità massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche, con un ritardo iniziale e un tempo di attivazione completa determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;
 - d) il sistema HVDC è in grado di funzionare in modo stabile in modalità LFSM-O. Quando è attiva la modalità LFSM-O, la gerarchia delle funzioni di controllo è organizzata in conformità con l'articolo 35.
2. La soglia di frequenza e le impostazioni di statismo di cui al paragrafo 1, lettera a), sono determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale vigente.

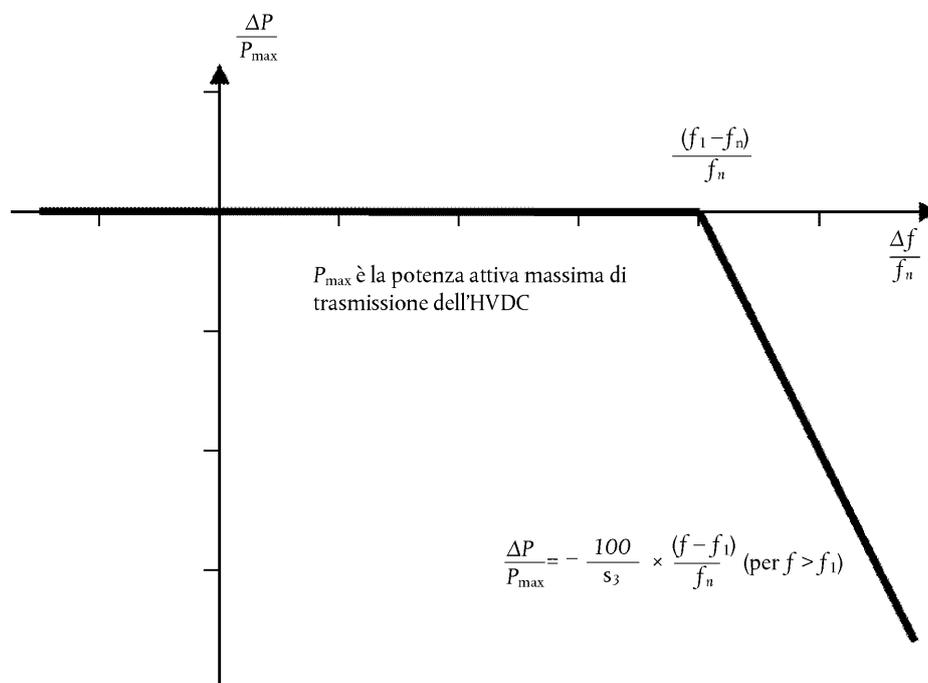


Figura 3: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei sistemi HVDC in modalità LFSM-O. ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC, vale a dire, a seconda delle condizioni di esercizio, una diminuzione della potenza di importazione o un aumento della potenza di esportazione. f_n è la frequenza nominale della/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso e Δf è la variazione della frequenza nella/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso. In caso di sovralfrequenza dove f è superiore a f_1 il sistema HVDC riduce la potenza attiva in funzione dell'impostazione dello statismo.

C. Modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)

1. Oltre ai requisiti di cui all'articolo 11, in relazione alla modalità Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U) si applicano i seguenti requisiti:
 - a) il sistema HVDC è in grado di regolare la risposta frequenza/potenza attiva alla/e rete/i c.a., sia durante l'importazione che durante l'esportazione, secondo la figura 4, a una soglia di frequenza f_2 tra 49,8 Hz e 49,5 Hz (compresi) con uno statismo S_4 , regolabile verso l'alto a partire da 0,1 %;
 - b) nella modalità LFSM-U il sistema HVDC è in grado di regolare la potenza attiva verso l'alto fino alla potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC;
 - c) la risposta frequenza/potenza attiva è attivata con la rapidità massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche, con un ritardo iniziale e un tempo di attivazione completa determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale vigente;
 - d) il sistema HVDC è in grado di funzionare in modo stabile in modalità LFSM-U. Quando è attiva la modalità LFSM-U, la gerarchia delle funzioni di controllo è organizzata in conformità all'articolo 35.
2. La soglia di frequenza e le impostazioni di statismo di cui al paragrafo 1, lettera a), sono determinati dal pertinente TSO e comunicati all'autorità di regolamentazione nel rispetto del quadro regolamentare nazionale vigente.

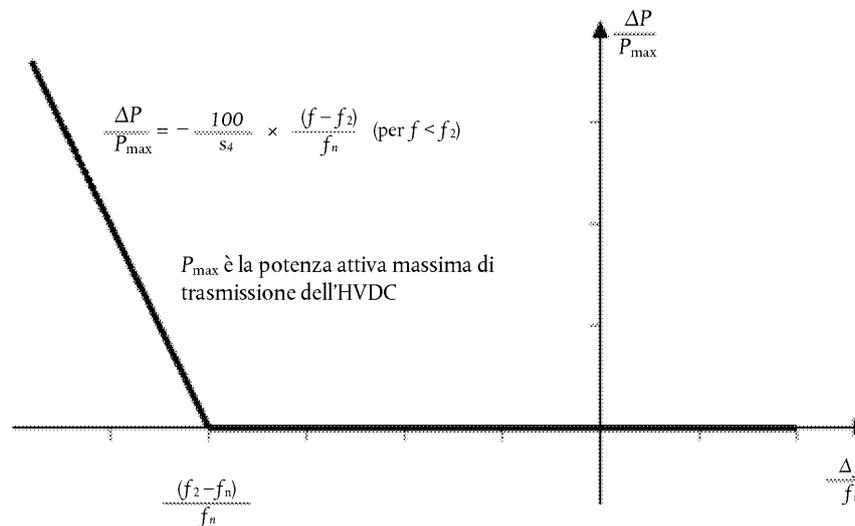


Figura 4: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei sistemi HVDC in modalità LFSM-U. ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC, vale a dire, a seconda delle condizioni di esercizio, una diminuzione della potenza di importazione o un aumento della potenza di esportazione. f_n è la frequenza nominale della/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso e Δf è la variazione della frequenza nella/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso. In caso di sottofrequenza dove f è inferiore a f_2 , il sistema HVDC deve aumentare la produzione di potenza attiva in funzione dell'impostazione di statismo S_4 .

ALLEGATO III

Intervalli dei valori di tensione di cui all'articolo 18

Area sincrona	Intervallo dei valori di tensione	Tempo di funzionamento
Europa continentale	0,85 p.u. — 1,118 p.u.	Illimitato
	1,118 p.u. — 1,15 p.u.	Specificato da ciascun gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ma non inferiore a 20 minuti
Area nordica	0,90 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
	1,05 p.u. — 1,10 p.u.	60 minuti
Gran Bretagna	0,90 p.u. — 1,10 p.u.	Illimitato
Irlanda e Irlanda del Nord	0,90 p.u. — 1,118 p.u.	Illimitato
Baltico	0,85 p.u. — 1,118 p.u.	Illimitato
	1,118 p.u. — 1,15 p.u.	20 minuti

Tabella 4: Intervalli di tempo minimi per i quali un sistema HVDC è in grado di funzionare con tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 p.u. del sistema nei punti di connessione senza disconnettersi dalla rete. Questa tabella si applica in caso di tensione di base con valori p.u. pari ad almeno 110 kV e inferiori a 300 kV.

Area sincrona	Intervallo dei valori di tensione	Tempo di funzionamento
Europa continentale	0,85 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
	1,05 p.u. — 1,0875 p.u.	Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 60 minuti
	1,0875 p.u. — 1,10 p.u.	60 minuti
Area nordica	0,90 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
	1,05 p.u. — 1,10 p.u.	Specificato da ciascun TSO, ma non superiore a 60 minuti
Gran Bretagna	0,90 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
	1,05 p.u. — 1,10 p.u.	15 minuti
Irlanda e Irlanda del Nord	0,90 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
Baltico	0,88 p.u. — 1,097 p.u.	Illimitato
	1,097 p.u. — 1,15 p.u.	20 minuti

Tabella 5: Intervalli di tempo minimi per i quali un sistema HVDC è in grado di funzionare con tensioni che si discostano dal valore di riferimento di 1 p.u. del sistema nei punti di connessione senza disconnettersi dalla rete. Questa tabella si applica in caso di tensione di base con valori p.u. compresi tra 300 kV e 400 kV (inclusi).

ALLEGATO IV

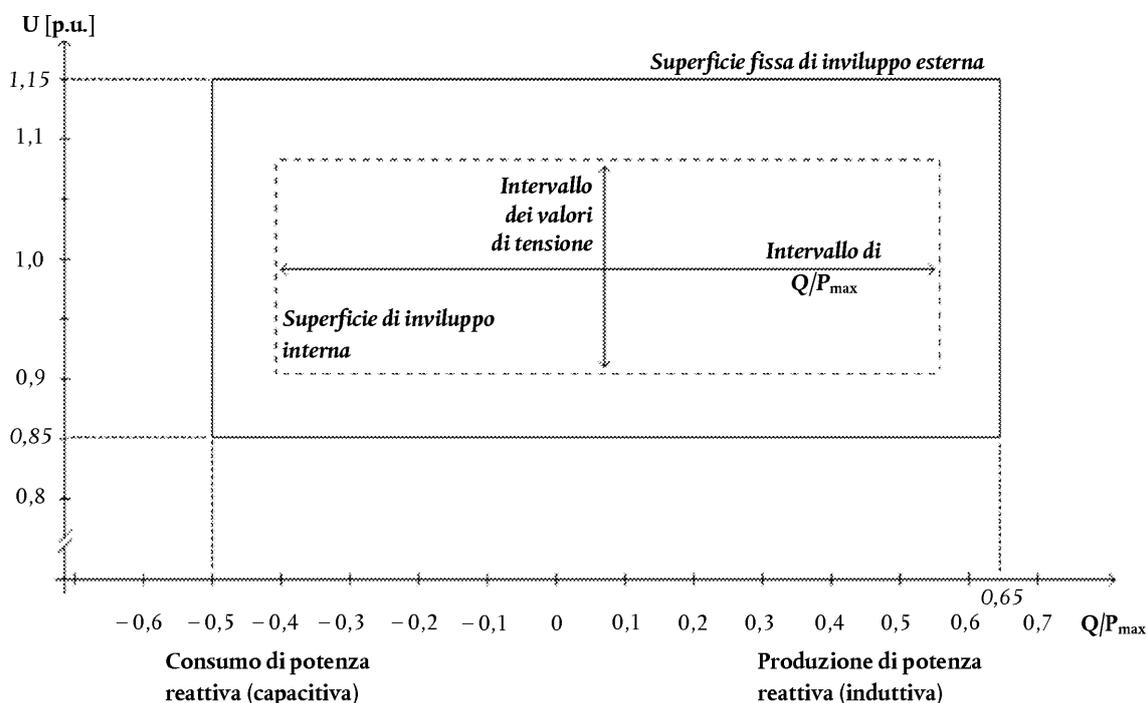
Requisiti per il profilo U-Q/P_{max} (specificati all'articolo 20)

Figura 5: Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo U-Q/P_{max}, dove U è la tensione ai punti di connessione, espressa come rapporto del suo valore effettivo e del suo valore di riferimento di 1 p.u. (in per unit), e Q/P_{max} è il rapporto tra potenza reattiva e potenza attiva massima di trasmissione dell'HVDC. La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di inviluppo interna sono indicative e nella superficie di inviluppo interna è possibile utilizzare forme non rettangolari. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo dei valori di tensione è rappresentato dai punti della forma corrispondenti al valore di tensione massimo e a quello minimo. Con un profilo di questo tipo l'intero intervallo della potenza reattiva non sarebbe disponibile su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario.

Area sincrona	Intervallo massimo di Q/P _{max}	Intervallo massimo del livello di tensione in regime stazionario in p.u.
Europa continentale	0,95	0,225
Area nordica	0,95	0,15
Gran Bretagna	0,95	0,225
Irlanda e Irlanda del Nord	1,08	0,218
Stati baltici	1,0	0,220

Tabella 6: Parametri per la superficie di inviluppo interna della figura

ALLEGATO V

Profilo tensione-tempo di cui all'articolo 25

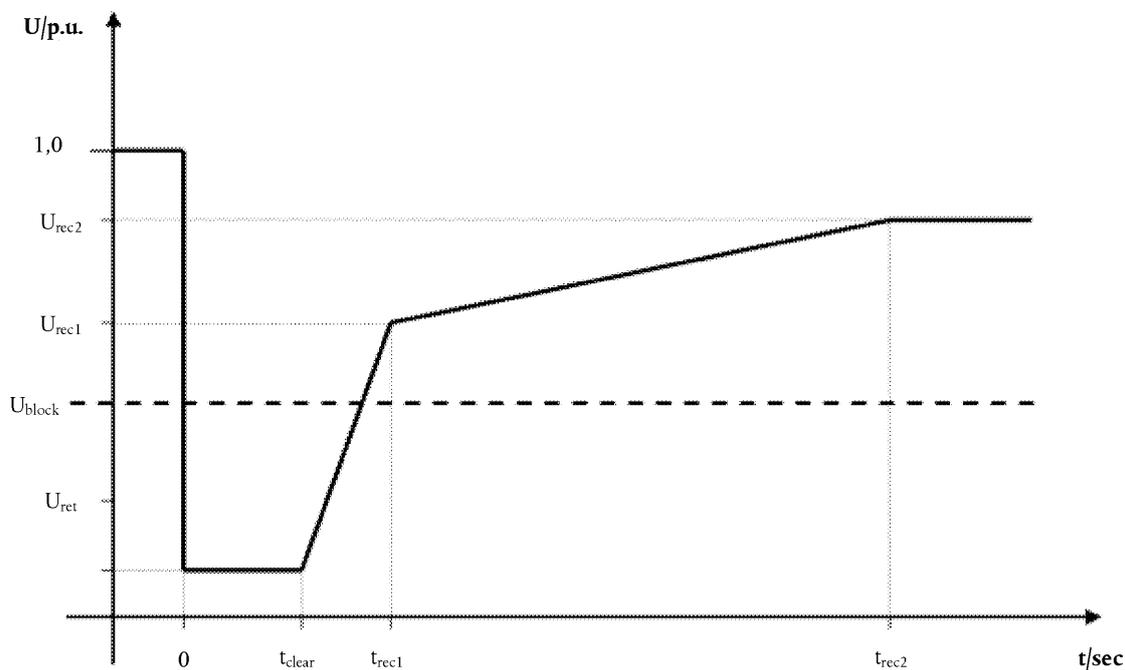


Figura 6: Profilo di fault-ride-through di una stazione di conversione HVDC. Il grafico rappresenta il limite inferiore di un profilo tensione-tempo al punto di connessione prima, durante e dopo un guasto, espresso come rapporto tra valore effettivo e valore di riferimento di 1 p.u. (in per unit). U_{ret} 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} e t_{rec1} specificano un punto dei limiti inferiori del ritorno di tensione dopo l'eliminazione di un guasto. U_{block} è la tensione di blocco al punto di connessione. I valori temporali indicati sono misurati a partire da t_{fault} .

Parametri relativi alla tensione [p.u.]		Parametri relativi al tempo [secondi]	
U_{ret}	0,00 — 0,30	t_{clear}	0,14 — 0,25
U_{rec1}	0,25 — 0,85	t_{rec1}	1,5 — 2,5
U_{rec2}	0,85 — 0,90	t_{rec2}	$T_{rec1} — 10,0$

Tabella 7: Parametri relativi alla figura 6 per la fault-ride-through capability di una stazione di conversione HVDC.

ALLEGATO VI

Intervalli dei valori di frequenza e intervalli di tempo di cui all'articolo 39, paragrafo 2, lettera a)

Intervalli dei valori di frequenza	Tempo di funzionamento
47,0 Hz — 47,5 Hz	20 secondi
47,5 Hz — 49,0 Hz	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

Tabella 8: Intervalli di tempo minimi per un sistema con tensione nominale di 50 Hz in cui un parco di generazione è in grado di funzionare con frequenze differenti, che si discostano da un valore nominale, senza disconnettersi dalla rete.

ALLEGATO VII

Intervalli dei valori di tensione e intervalli di tempo di cui all'articolo 40

Intervallo dei valori di tensione	Tempo di funzionamento
0,85 p.u. — 0,90 p.u.	60 minuti
0,90 p.u. — 1,10 p.u.	Illimitato
1,10 p.u. — 1,118 p.u.	Illimitato, salvo diversamente specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.
1,118 p.u. — 1,15 p.u.	Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

Tabella 9: Intervalli di tempo minimi per i quali un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è pari o superiore a 110 kV e inferiore a 300 kV.

Intervallo dei valori di tensione	Tempo di funzionamento
0,85 p.u. — 0,90 p.u.	60 minuti
0,90 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
1,05 p.u. — 1,15 p.u.	Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Possono essere specificati diversi sottointervalli di capacità di resistenza alla derivata di tensione.

Tabella 10: Intervalli di tempo minimi per i quali un parco di generazione connesso in c.c. è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è compresa tra 300 kV e 400 kV (inclusi).

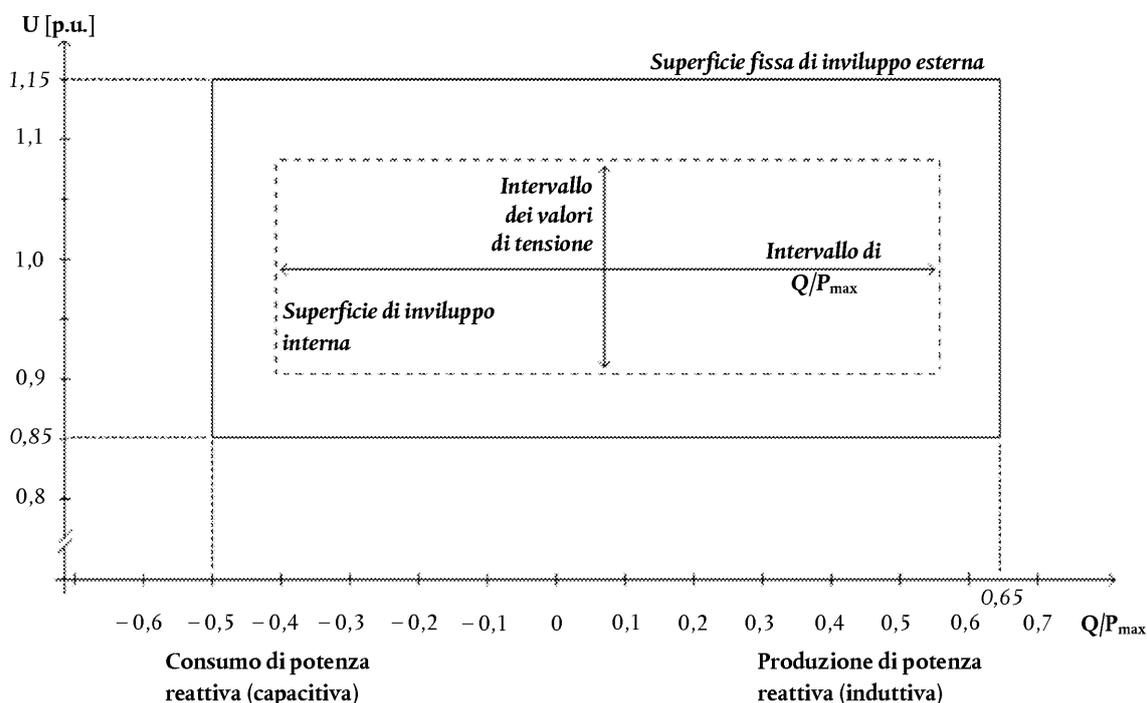


Figura 7: Profilo U-Q/Pmax di un parco di generazione connesso in c.c. al punto di connessione. Il diagramma rappresenta i limiti di un profilo U-Q/Pmax della tensione al punto/ai punti di connessione, espressa come rapporto del suo valore effettivo e del suo valore di riferimento di 1 p.u. (in per unit), rispetto al rapporto tra potenza reattiva (Q) e potenza massima (Pmax). La posizione, le dimensioni e la forma della superficie di involuppo interna sono indicative e nella superficie di involuppo interna è possibile utilizzare forme non rettangolari. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo dei valori di tensione è dato dai punti corrispondenti al valore di tensione massimo e a quello minimo. Con un profilo di questo tipo l'intero intervallo della potenza reattiva non sarebbe disponibile su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario.

Ampiezza del profilo Q/Pmax	Intervallo del livello di tensione in regime stazionario in p.u.
0 — 0,95	0,1 — 0,225

Tabella 11: Intervallo massimo e minimo di Q/Pmax e della tensione in regime stazionario per un parco di generazione connesso in c.c.

ALLEGATO VIII

Requisiti relativi alla potenza reattiva e alla tensione di cui all'articolo 48

Intervallo dei valori di tensione	Tempo di funzionamento
0,85 p.u. — 0,90 p.u.	60 minuti
0,90 p.u. — 1,10 p.u.	Illimitato
1,10 p.u. — 1,12 p.u.	Illimitato, salvo diversamente specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.
1,12 p.u. — 1,15 p.u.	Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO.

Tabella 12: Intervalli di tempo minimi per i quali una stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è pari o superiore a 110 kV e inferiore a 300 kV.

Intervallo dei valori di tensione	Tempo di funzionamento
0,85 p.u. — 0,90 p.u.	60 minuti
0,90 p.u. — 1,05 p.u.	Illimitato
1,05 p.u. — 1,15 p.u.	Specificato dal pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Possono essere specificati diversi sottointervalli di capacità di resistenza alla derivata di tensione.

Tabella 13: Intervalli di tempo minimi per i quali una stazione di conversione HVDC del terminale remoto è in grado di funzionare con tensioni differenti che si discostano da un valore di riferimento di 1 p.u. senza disconnettersi dalla rete, ove la tensione di base per i valori p.u. è compresa tra 300 kV e 400 kV (inclusi).

Intervallo massimo di Q/Pmax	Intervallo massimo del livello di tensione in regime stazionario in p.u.
0,95	0,225

Tabella 14: Intervallo massimo di Q/Pmax e della tensione in regime stazionario per una stazione di conversione HVDC del terminale remoto.