

**Recepimento
Regolamento UE 2016/631 del 14/04/2016**

"Requirements for Generators"

Storia delle revisioni		
Rev.00	26/04/2018	Prima emissione

PREMESSE	11
OGGETTO e AMBITO DI APPLICAZIONE.....	12
Separazione funzionale dell'attività di trasmissione dalle altre attività elettriche	14
RIFERIMENTI	15
ACRONIMI.....	17
Articolo 2 Definizioni.....	18
<i>Punto 2.1.BIS</i>	23
PARAGRAFO 1- Requisiti generali (articoli 13-16 Regolamento RfG).....	23
Articolo 13 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo A.....	23
<i>Punto 13.1</i>	23
<i>Punto 13.1.B/S.....</i>	24
<i>Punto 13.1.TER.....</i>	25
<i>Punto 13.2</i>	25
<i>Punto 13.2.B/S.....</i>	26
<i>Punto 13.2.TER.....</i>	28
<i>Punto 13.2.QUATER.....</i>	28
<i>Punto 13.2.QUINQUIES</i>	28
<i>Punto 13.3</i>	29
<i>Punto 13.4</i>	29
<i>Punto 13.4.B/S.....</i>	30
<i>Punto 13.5</i>	31
<i>Punto 13.5.B/S.....</i>	31
<i>Punto 13.6</i>	31
<i>Punto 13.6.B/S.....</i>	31
<i>Punto 13.7</i>	32
<i>Punto 13.7.B/S.....</i>	32
Articolo 14 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo B.....	33
<i>Punto 14.1</i>	33
<i>Punto 14.2</i>	33
<i>Punto 14.2.B/S.....</i>	33
<i>Punto 14.3</i>	34
<i>Punto 14.3.B/S.....</i>	36
<i>Punto 14.4</i>	39
<i>Punto 14.4.B/S.....</i>	39
<i>Punto 14.5</i>	40
<i>Punto 14.5.B/S.....</i>	41

Punto 14.5.TER	41
Punto 14.5.QUATER.....	42
Punto 14.5.QUINQUIES	46
Articolo 15 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo C	49
Punto 15.1	49
Punto 15.2	49
Punto 15.2.BIS.....	54
Punto 15.2.TER.....	55
Punto 15.2.QUATER.....	56
Punto 15.2.QUINQUIES	58
Punto 15.2.SEXIES	58
Punto 15.2.SEPTIES	59
Punto 15.3	59
Punto 15.3.BIS.....	59
Punto 15.4	60
Punto 15.4.BIS.....	60
Punto 15.5	60
Punto 15.5.BIS.....	62
Punto 15.5.TER.....	62
Punto 15.5.QUATER.....	62
Punto 15.6	62
Punto 15.6.BIS.....	64
Punto 15.6.TER.....	64
Punto 15.6.QUATER.....	65
Punto 15.6.QUINQUIES	66
Punto 15.6.SEXIES	67
Punto 15.6.SEPTIES	67
Articolo 16 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo D	67
Punto 16.1	68
Punto 16.2	68
Punto 16.2.BIS.....	69
Punto 16.2.TER.....	69
Punto 16.2.QUATER.....	69
Punto 16.3	69
Punto 16.3.BIS.....	70
Punto 16.3.TER.....	73

Punto 16.3.QUATER.....	73
Punto 16.4	74
Punto 16.4.BIS.....	74
Punto 16.5.BIS.....	74
Punto 16.6.B/S.....	77
PARAGRAFO 2- Requisiti per i gruppi di generazione sincroni (artt. 17-19 del Regolamento RfG)	
.....	77
Articolo 17 Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo B	77
Punto 17.1	77
Punto 17.2	77
Punto 17.2.BIS.....	77
Punto 17.2.TER	78
Punto 17.3	78
Punto 17.3.B/S.....	78
Articolo 18 Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo C	78
Punto 18.1	78
Punto 18.2	78
Punto 18.2.B/S.....	80
Punto 18.2.TER	80
Punto 18.2.QUATER.....	81
Articolo 19 Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo D	82
Punto 19.1	82
Punto 19.2	82
Punto 19.2.BIS.....	82
Punto 19.3	83
PARAGRAFO 3- Requisiti per i parchi di generazione (artt. 20-22 del Regolamento RfG)	83
Articolo 20 Requisiti per i parchi di generazione di tipo B	83
Punto 20.1	83
Punto 20.2	83
Punto 20.2.BIS.....	84
Punto 20.2.TER	84
Punto 20.3	84
Punto 20.3.B/S.....	85
Articolo 21 Requisiti per i parchi di generazione di tipo C	85
Punto 21.1	85
Punto 21.2	85

Punto 21.2.B/S.....	85
Punto 21.3	86
Punto 21.3.B/S.....	90
Punto 21.3.TER.....	90
Punto 21.3.QUATER.....	92
Punto 21.3.QUINQUIES	94
Articolo 22 Requisiti per i parchi di generazione di tipo D	97
PARAGRAFO 4- Requisiti per i parchi di generazione offshore (artt. 23-28 del Regolamento RfG)	97
Articolo 23 Requisiti generali per i parchi di generazione offshore.....	97
Punto 23.1	97
Punto 23.2	98
Punto 23.3	98
Articolo 24 Requisiti di stabilitá di frequenza applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata	98
Articolo 25 Requisiti di stabilitá di tensione applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata	98
Punto 25.1	98
Punto 25.1.B/S.....	99
Punto 25.4	99
Punto 25.5	99
Articolo 26 Requisiti di robustezza applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata	99
Punto 26.1	99
Punto 26.2	99
Articolo 27 Requisiti di ripristino del sistema applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata	100
Articolo 28 Requisiti generali di gestione del sistema applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata	100
PARAGRAFO 5- Connessione nuovi gruppi di generazione (artt. 31-37 del Regolamento RfG)	100
Articolo 31 Comunicazione di esercizio per la connessione di nuovi gruppi di generazione dei tipi B, C e D.....	100
Articolo 32 Procedura per la connessione dei nuovi gruppi di generazione dei tipi B e C	100
Punto 32.1	100
Punto 32.2	100
Punto 32.3	101
Punto 32.4	101

Punto 32.5	101
Punto 32.6	101
Articolo 33 Procedura per la connessione dei nuovi gruppi di generazione di tipo D	101
Punto 33.1.BIS.....	101
Punto 33.2.BIS.....	102
Punto 33.3.BIS.....	102
Articolo 34 Comunicazione di entrata in esercizio per i gruppi di generazione di tipo D.....	104
Punto 34.104	
Punto 34.1	104
Punto 34.1.BIS.....	104
Punto 34.2	104
Punto 34.2.BIS.....	104
Articolo 35 Comunicazione di esercizio provvisorio per i gruppi di generazione di tipo D	105
Punto 35.1	105
Punto 35.1.BIS.....	105
Punto 35.2	105
Punto 35.3	106
Punto 35.3.BIS.....	106
Punto 35.4	106
Punto 35.4.BIS.....	107
Punto 35.5	107
Articolo 36 Comunicazione definitiva di esercizio per i gruppi di generazione di tipo D.....	109
Punto 36.1	109
Punto 36.1.BIS.....	109
Punto 36.2	109
Punto 36.3	109
Punto 36.3.BIS.....	109
Punto 36.4	109
Articolo 37 Comunicazione di esercizio limitato per i gruppi di generazione di tipo D	110
Punto 37.1	110
Punto 37.1.BIS.....	110
Punto 37.2	110
Punto 37.2.BIS.....	110
Punto 37.3	110
Punto 37.3.BIS.....	110
Punto 37.4	110

Punto 37.5	111
Punto 37.6	111
Punto 37.7	111
PARAGRAFO 6- CONTROLLO DELLA CONFORMITA' (ARTT. 40-57 del Regolamento RfG)	111
Articolo 40 Controllo della conformità - responsabilità del titolare dell'impianto di generazione	111
Punto 40.1	111
Punto 40.1.BIS.....	111
Punto 40.2	111
Punto 40.3	111
Punto 40.3.BIS.....	112
Punto 40.4	112
Punto 40.4.BIS.....	112
Punto 40.5	112
Articolo 41 Controllo della conformità – compiti del pertinente gestore di sistema.....	112
Punto 41.1	112
Punto 41.1.BIS.....	112
Punto 41.2	113
Punto 41.2.BIS.....	113
Punto 41.3	113
Punto 41.3.BIS.....	113
Punto 41.3.TER	114
Punto 41.4	119
Punto 41.4.BIS.....	119
Punto 41.5	119
Punto 41.6	119
Articolo 42 Controllo della conformità – disposizioni comuni per le prove di conformità.....	119
Punto 42.1	119
Punto 42.1.BIS.....	119
Punto 42.2	120
Punto 42.2.BIS.....	120
Punto 42.3	120
Punto 42.4	120
Articolo 43 Controllo della conformità – disposizioni comuni per le simulazioni di conformità	120
Punto 43.1	120

Punto 43.1.B/S.....	121
Punto 43.2	121
Punto 43.3	121
Punto 43.4	121
Punto 43.5	121
Articolo 44 Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B	121
Punto 44.1	121
Punto 44.1.BIS.....	121
Punto 44.2	121
Articolo 45 Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo C	122
Punto 45.1	122
Punto 45.1.BIS.....	122
Punto 45.2	122
Punto 45.3	122
Punto 45.3.BIS.....	123
Punto 45.4	123
Punto 45.4.BIS.....	123
Punto 45.5	123
Punto 45.5.BIS.....	123
Punto 45.6	123
Punto 45.6.BIS.....	124
Punto 45.7	124
Punto 45.7.BIS.....	124
Articolo 46 Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo D	124
Punto 46.1	124
Punto 46.2	124
Punto 46.2.BIS.....	124
Articolo 47 Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo B	124
Punto 47.1	124
Punto 47.1.BIS.....	125
Punto 47.2	125
Punto 47.3	125
Punto 47.3.BIS.....	125
Articolo 48 Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo C	125
Punto 48.1	125
Punto 48.1.BIS.....	125

<i>Punto 48.2</i>	125
<i>Punto 48.2.BIS.....</i>	126
<i>Punto 48.3</i>	126
<i>Punto 48.4</i>	126
<i>Punto 48.5.....</i>	126
<i>Punto 48.6</i>	126
<i>Punto 48.6.BIS.....</i>	127
<i>Punto 48.7</i>	127
<i>Punto 48.8</i>	127
<i>Punto 48.8.BIS.....</i>	127
<i>Punto 48.9</i>	127
<i>Punto 48.9.BIS.....</i>	128
<i>Punto 48.10</i>	128
Articolo 49 Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo D	128
<i>Punto 49.1</i>	128
<i>Punto 49.2</i>	128
<i>Punto 49.2.BIS.....</i>	128
Articolo 50 Prove di conformità per i parchi di generazione offshore	128
Articolo 51 Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B	128
<i>Punto 51.1</i>	128
<i>Punto 51.2</i>	129
<i>Punto 51.3</i>	129
<i>Punto 51.4</i>	129
Articolo 52 Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo C	129
<i>Punto 52.1</i>	129
<i>Punto 52.2</i>	129
<i>Punto 52.3</i>	129
<i>Punto 52.4</i>	130
<i>Punto 52.5</i>	130
Articolo 53 Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo D	130
<i>Punto 53.1</i>	130
<i>Punto 53.2</i>	130
<i>Punto 53.3</i>	130
Articolo 54 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B.....	131
<i>Punto 54.1</i>	131
<i>Punto 54.2</i>	131

Punto 54.3	131
Punto 54.4	131
Punto 54.5	131
Articolo 55 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo C	131
Punto 55.1	131
Punto 55.2	131
Punto 55.3	132
Punto 55.4	132
Punto 55.5	132
Punto 55.6	132
Punto 55.7	132
Articolo 56 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo D	132
Punto 56.1	133
Punto 56.2	133
Punto 56.3	133
Punto 56.4	133
Articolo 57 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione offshore.....	133

PREMESSE

Il Regolamento (UE) 2016/631 istituisce un Codice di Rete che definisce requisiti a livello europeo per la connessione alla rete elettrica dei nuovi gruppi di generazione - gruppi di generazione sincroni, parchi di generazione e parchi di generazione offshore - al di sopra di una determinata soglia di potenza ($\geq 0,8 \text{ kW}$) e che rientrano nell'ambito di applicazione definito agli articoli 3 e 4 del Regolamento RfG. Il Regolamento RfG è entrato in vigore il 17 maggio 2016 e troverà applicazione nell'ordinamento interno degli Stati membri decorsi tre anni dalla sua entrata in vigore.

Il Regolamento RfG distingue i gruppi di generazione in quattro macro-categorie A, B, C e D e definisce per ogni macro-categoria requisiti tecnici di connessione crescenti (ovvero, aggiuntivi e/o tecnicamente più complessi nei passaggi dal tipo A al tipo D). I criteri di appartenenza a ciascuna categoria di impianti sono definiti nell'articolo 5 del Regolamento RfG, sulla base dell'area sincrona di appartenenza dello Stato membro, del livello di tensione di connessione e della taglia del gruppo di generazione che si vuole connettere alla rete. Il processo di implementazione del Regolamento RfG richiede la definizione a livello nazionale delle soglie di potenza per la classificazione delle diverse tipologie di impianti (A, B, C, D) entro i limiti massimi di potenza fissati nel Regolamento RfG; nonché la definizione, per tali impianti, dei requisiti tecnici di connessione non esaustivi, vale a dire non interamente definiti nel Regolamento RfG (c.d. requisiti *non-exhaustive*). A tal fine, è previsto che il gestore della rete di trasmissione, in coordinamento con i TSO adiacenti e i Distributori, definisca e trasmetta all'Autorità di Regolazione nazionale, per approvazione, la proposta delle soglie di potenza e la proposta dei requisiti tecnici di connessione di carattere generale per gli impianti connessi alla propria rete, nonché se così stabilito a livello nazionale, anche per gli impianti connessi alle reti di distribuzione (requisiti non-exhaustive). L'attività di coordinamento è stata posta in essere a livello nazionale nell'ambito del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e a livello europeo principalmente nell'ambito dei gruppi di lavoro ENTSO-E sui codici di connessione.

Il presente documento fa seguito, recependone gli esiti, alla consultazione pubblicata sul sito Terna in data 26 gennaio 2018¹ in materia di:

- soglie di potenza massima per la classificazione delle diverse tipologie di impianti di generazione nelle quattro macro-categorie A, B, C e D previste dal Regolamento RfG;
- parametri per i requisiti tecnici di connessione non-exhaustive per le diverse tipologie di gruppi di generazione.

Il processo di elaborazione della proposta di implementazione del Regolamento RfG è soggetto, dunque, ad una doppia fase di consultazione: nella prima fase, che si è conclusa il 27 febbraio 2018, è stata proposta la definizione delle soglie e la parametrizzazione dei requisiti non exhaustive; nella seconda fase, che si apre con la presente consultazione, vengono recepiti i risultati della precedente consultazione e viene proposta la definizione completa dei requisiti non-exhaustive nonché degli ulteriori requisiti previsti al livello nazionale.

All'esito della consultazione sulle soglie/parametri sono pervenute osservazioni da parte di 4 operatori principalmente focalizzate su aspetti relativi ai parametri dei requisiti non exhaustive. Nella tabella allegata al presente documento si riportano puntualmente le osservazioni ricevute con riferimento agli specifici parametri e le motivazioni per il loro accoglimento/rigetto.

Con riguardo alle soglie di potenza massima, anche alla luce delle osservazioni ricevute, si conferma quanto già consultato vale a dire i gruppi di generazione sono di:

¹ <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/cos%C3%A8ilsistemaelettrico/newsoperatori.aspx>

- a) Tipo A se punto di connessione < 110 kV e potenza massima² pari o superiore a 0,8 kW e **inferiore o pari a 11,08 kW**;
- b) Tipo B se punto di connessione < 110 kV e potenza massima superiore a 11,08 kW e **inferiore o pari a 6MW**;
- c) Tipo C se punto di connessione < 110 kV e potenza massima superiore a 6MW e **inferiore a 10MW**;
- d) Tipo D se punto di connessione < 110 kV e potenza massima **pari o superiore a 10MW** oppure, indipendentemente dalla potenza, punto di connessione ≥ 110.

Infine si precisa che:

- nel processo di implementazione del Regolamento RfG si inseriscono, oltre al presente documento, le proposte di modifica, A.17, A.68 al Codice di Rete, pubblicate per la consultazione dei soggetti interessati in data 9 marzo 2018. Le modifiche proposte degli A.17 e A.68 nascono dall'esigenza di aggiornare le prescrizioni richieste agli impianti eolici e fotovoltaici da connettere alle reti in Alta Tensione anche al fine di recepire a livello nazionale il Regolamento RfG per tali tipologie di impianti. Pertanto i riferimenti agli allegati A 17 e A.68 del Codice di Rete contenuti nel presente documento vanno intesi come relativi alle versioni di tali allegati poste in consultazione;
- nell'ambito della consultazione del 9 marzo 2018, sono stati proposti aggiornamenti anche agli allegati A.4- Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV e A.11 Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV. Pertanto i riferimenti a tali allegati contenuti nel presente documento sono da intendersi come relativi alle versioni dell'Allegato A.4 e A.11 poste in consultazione il 9 marzo 2018.

OGGETTO e AMBITO DI APPLICAZIONE

La proposta di requisiti tecnici di connessione *non-exhaustive nonché degli ulteriori requisiti di connessione previsti a livello nazionale*, oggetto della presente consultazione, riguarda i gruppi di generazione con potenza massima $\geq 0,8$ kW che rientrano nell'ambito applicativo del Regolamento RfG (cfr., rispettivamente, artt. 3 e 4 del Regolamento RfG).

In base a quanto previsto agli articoli 3 e 4 del Regolamento RfG, lo stesso e conseguentemente quanto previsto nel presente documento:

1. si applica a:

A) impianti nuovi, vale a dire agli impianti:

- i. non connessi alla rete alla data di entrata in vigore del Regolamento RfG (17 maggio 2016) oppure
- ii. con riferimento ai quali non siano verificate le seguenti condizioni:
 - conclusione di un “final and binding contract for the purchase of the main plant” entro 24 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento RfG (entro il 17 maggio 2018)

² In base al Regolamento RfG la potenza massima è la potenza attiva massima erogata in modo continuativo da un gruppo di generazione, escludendo l'eventuale assorbimento necessario a facilitare il funzionamento del gruppo e non immesso in rete, come specificato nel contratto di connessione o concordato tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione

- notifica di tale contratto al gestore di rete competente e al TSO entro 30 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento RfG (entro il 17 novembre 2018)
- B) impianti esistenti in due casi:
- i. per gli impianti sopra una certa «taglia» da definire a livello nazionale, in caso di modifiche sostanziali agli impianti (ammodernamenti);
 - ii. nel caso in cui Autorità di regolazione per Energia reti e Ambiente-ARERA valuti la necessità di un retrofitting sulla base di una proposta presentata del TSO (post consultazione e CBA qualitativa e quantitativa)
2. non si applica:
- A) agli impianti di produzione connessi al sistema di trasmissione e ai sistemi di distribuzione (o a parti degli stessi) di isole di uno Stato membro i cui sistemi non sono gestiti in modo sincrono con le aree sincrone dell'Europa continentale, della Gran Bretagna, dell'Europa settentrionale, dell'Irlanda e Irlanda del Nord e del Baltico. Nel caso dell'Italia, impianti connessi alla rete sarda;
 - B) agli impianti di produzione installati per fornire energia di riserva e funzionare in parallelo con la rete per meno di cinque minuti per mese mentre il sistema si trova in stato normale;
 - C) agli impianti di produzione che non hanno un punto di connessione permanente e sono utilizzati dai gestori di sistema per fornire temporaneamente potenza quando la normale capacità del sistema è parzialmente o completamente indisponibile;
 - D) ai dispositivi di accumulo di energia, ad eccezione degli impianti di produzione con accumulo per pompaggio;
 - E) agli impianti di tipo A classificati, su richiesta dei costruttori, dall'ARERA come tecnologie emergenti. Al riguardo, si veda la delibera dell'ARERA 554/2017/R/ee (cfr.artt. 66-70 del Regolamento RfG).

Per quanto riguarda l'applicazione del Regolamento RfG ai gruppi di generazione di pompaggio, agli impianti di cogenerazione e ai gruppi di generazione integrati nelle reti dei siti industriali si rinvia a quanto riportato all'art.6 del Regolamento RfG.

Con riferimento all'articolo 4.1.a del Regolamento RfG la presente normativa trova applicazione anche per gli impianti esistenti oggetto di modifiche significative, rifacimento parziale o totale d'impianto. Ai fini di valutarne la significatività, e quindi la conseguente integrale applicazione della presente normativa, qualsiasi modifica deve essere preventivamente comunicata a Terna tramite GAUDI. Entro 60 giorni il Terna valida la richiesta, valutando l'impatto sulle prestazioni tecniche dell'ammodernamento. Decorso tale termine senza ricevere risposta, vale la regola del silenzio-assenso, ovvero la modifica può considerarsi non significativa e quindi l'impianto continua ad essere considerato impianto esistente: trova applicazione la precedente normativa del CdR.

Sono sempre da considerarsi modifiche significative, con conseguente applicazione della presente normativa:

- per i generatori sincroni:
 - la sostituzione dell'alternatore
 - il rinnovo dei sistemi di regolazione della tensione e/o della frequenza
 - il rinnovo dei sistemi di controllo e protezione dell'impianto
 - la modifica/sostituzione di componenti relativi al ciclo termico o idraulico (ad esempio bruciatori, parti di caldaia, condotte idrauliche, turbina etc.)
- per i parchi di produzione:
 - la sostituzione di un numero di aerogeneratori o inverter di potenza pari ad almeno il 10% della potenza efficiente
 - il rinnovo dei sistemi di controllo di impianto

Per agevolare la consultazione, nel testo che segue si riporta, in corsivo, il testo degli articoli del Regolamento RfG che prevedono requisiti *non-exhaustive* (e la specificazione dei parametri tecnici); e, non in corsivo, la proposta di implementazione in Italia dei requisiti non-exhaustive e in grigio i requisiti che, riferendosi ai gruppi connessi alla rete di distribuzione, saranno poi inseriti nelle nuove norme CEI.

Si precisa inoltre che i requisiti tecnici di connessione non previsti nel Regolamento RfG ma previsti a livello nazionale nel Codice di Rete e/o nella normativa CEI restano comunque in vigore anche a valle del recepimento del RfG.

Separazione funzionale dell’attività di trasmissione dalle altre attività elettriche

Le *parti di impianto funzionali alla rete di trasmissione* sono individuabili come gli elementi dell’impianto dell’utente compresi tra la rete di proprietà Terna e gli organi di manovra dell’impianto dell’utente che non influenzano la configurazione della RTN.

Si tratta, in particolare, di:

- tutti gli interruttori, sezionatori e sistemi di sbarra che, in relazione allo schema di connessione, sono necessari a configurare la RTN, ovvero a garantire la continuità, la magliatura e la flessibilità di gestione della RTN;
- tutti i sistemi di protezione, i telescatti e gli automatismi di apertura che agiscono sugli interruttori di cui al precedente punto i), nonché gli apparati di regolazione (di tensione e frequenza) che garantiscono la sicurezza di persone e cose e la connessione operativa degli impianti dell’Utente nelle condizioni di funzionamento ammesse;
- gli apparati di monitoraggio, di misura e di telecomunicazione che garantiscono il flusso informativo tra Terna ed Utente, fatta eccezione per quello che attiene alla misura di energia, ove valgono prescrizioni non comprese nel Regolamento RfG.

Per la realizzazione delle parti di impianto funzionali alla rete di trasmissione, si devono applicare gli stessi criteri di progettazione adottati da Terna per la RTN e riportati nei seguenti documenti allegati del CdR [1]:

Allegato A.1 “Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 KV” [38]

Allegato A.3 “Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN” [39]

Allegato A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 KV” [9]

Allegato A.6 “Criteri di telecontrollo e di acquisizione dati” [5]

Allegato A.7 “Specifiche funzionali per sistemi di monitoraggio delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 KV” [6]

Allegato A.8 “Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 KV” [7]

Allegato A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 KV” [10]

Allegato A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo Terna” [12]

RIFERIMENTI

- [1] "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", TERNA, (www.terna.it), 27/11/2015
- [2] Norma CEI 0-21, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- [3] Norma CEI 0-16, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- [4] Guida agli schemi di connessione, Allegato A2 al CdR, Rev. 01 del 07/2015
- [5] Criteri di telecontrollo e di acquisizione dati, Allegato A6 al CdR, Rev. 03 del 07/2010
- [6] Specifica funzionale per sistemi di monitoraggio delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV, Allegato A7 al CdR, Rev. 00 del 06/2003
- [7] "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV", Allegato A8 del CdR, Rev. 03 del 11/2011
- [8] Piano di difesa del sistema elettrico, Allegato A9 al CdR, Rev. 01 del 05/2000
- [9] Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV, Allegato A.4 al CdR, Rev. 02 del 03/2018
- [10] Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV, Allegato A.11 al CdR, Rev. 01 del 03/2018
- [11] Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico - piano di alleggerimento e apparati di interfaccia delle unità di produzione, Allegato A.12 al CdR, Rev. 00 del 07/2004
- [12] Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna, Allegato A13 al CdR, Rev. 03 del 07/2010
- [13] Partecipazione alla regolazione di tensione, Allegato A.14 al CdR, Rev. 00 del 05/2000
- [14] Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza, Allegato A.15 al CdR, Rev. 01 del 07/2008
- [15] Sistema automatico per la regolazione della tensione (sart) per centrali elettriche di produzione, Allegato A.16 al CdR, Rev. 00 del 10/2003
- [16] Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo, Allegato A.17 al CdR, Rev. 01 del 03/20018
- [17] Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche, Allegato A.18 al CdR, Rev. 01 del 12/2005
- [18] Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico, Allegato A.19 al CdR, Rev. 00 del 07/2004
- [19] Gestione del registro unità di produzione, Allegato A.32 al CdR, Rev. 5.1 del 07/2008
- [20] Sistema comandi: variazioni dati tecnici rup, Allegato A.33 al CdR, Rev. 01 del 06/2014
- [21] Sistema comandi: formato messaggi, Allegato A.34 al CdR, Rev.07 del 13/06/2016
- [22] Sistema comandi: requisiti informatici per la comunicazione degli ordini di dispacciamento (bde), Allegato A.36 al CdR
- [23] Sistema di misura di energia elettrica – Specifica funzionale generale, A.43 al CdR, Rev. 00 del 10/2006
- [24] Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura, A.45 al CdR, Rev. 00 del 09/2005
- [25] Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura, A.47, Rev. 00 del 09/2005
- [26] Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio specifiche funzionali e di comunicazione, Allegato A.52 al CdR, Rev. 02 del 05/2004
- [27] Dati tecnici dei gruppi di generazione, Allegato A65 al CdR, Rev. 00 del 27/10/2010
- [28] Centrali fotovoltaiche: Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo, Allegato A.68 al CdR, Rev. 02, del 03/2018
- [29] Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di terna, Allegato A.69 al CdR, Rev. 02 del 11/2012

- [30] Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita, Allegato A.70 al CdR, Rev. 02 del 08/2012
- [31] Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza, Allegato A.73 al CdR, Rev. 01 del 03/2014
- [32] ENTSO-E Connection Codes Implementation Guidance Documents, https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d/supporting_documents/160630_All%20CNC%20IGDs%20drafts%20for%20consultation.zip
- [33] CLC/TS 50549-1:2015 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network above 16A
- [34] CLC/TS 50549-2:2015 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network
- [35] <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualitàdelservizioditrasmissione.aspx>
- [36] COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (Text with EEA relevance)
- [37] IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE, “Making non-mandatory requirements at European level mandatory at national level”, 16 November 201
- [38] Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120kV, Allegato A.1 al CdR, Rev. 01 del 26/05/2015
- [39] Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN, Allegato A.3 al CdR, Rev. 02 del 26/05/2015
- [40] Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems, Documento tecnico IEC TR 61000-3-7, 2008
- [41] Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems, Documento tecnico IEC TR 61000-3-13, 2008
- [42] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, Standard IEEE Std 519-2014

ACRONIMI

CdR	Codice di Rete [1]
RfG	Requirements for Generators
DCC	Demand Connection Code
HVDC	High Voltage Direct Current
OS	Operational Security
OPS	Operational Planning & Scheduling
LFC&R	Load frequency Control & Reserves
ER	Emergency & Restoration
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
FCA	Forward Capacity Allocation
EB	Energy Balancing
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
IGD	Implementation Guidelines
TICA	Testo Integrato delle Connessioni Attive
GD	Generazione Distribuita
UdD	Utente di Dispacciamento ai sensi del CdR
UP	Unità di Produzione
DDI	Dispositivo Di Interfaccia
SPI	Sistema di Protezione d'Interfaccia
FRT	Fault-Ride-Through
DDG	Dispositivo Di Generatore
CCI	Controllore Centrale di Impianto
SART	Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione
PSS	Power System Stabilizer

Articolo 2 Definizioni

Ai fini del presente regolamento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁾, all'articolo 2 del regolamento (CE) n. 714/2009, all'articolo 2 del regolamento (UE) 2015/1222 ⁽⁴⁾ della Commissione, all'articolo 2 del regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione ⁽⁵⁾ e all'articolo 2 della direttiva 2009/72/CE.

Si applicano, inoltre, le seguenti definizioni:

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

³ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (GU L 315 del 14.11.2012, pag. 1).

⁴ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

⁵ Regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione, del 14 giugno 2013, sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica e recante modifica dell'Allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 163 del 15.6.2013, pag. 1).

11. «pertinente TSO», TSO nella cui area di controllo è o sarà connesso alla rete, a qualsiasi livello di tensione, un gruppo di generazione, un impianto di consumo, un sistema di distribuzione o un sistema HVDC;
12. «rete», impianti e apparecchiature connessi tra loro per trasmettere o distribuire energia elettrica;
13. «pertinente gestore di sistema», gestore di sistema di trasmissione o gestore di sistema di distribuzione al cui sistema è o sarà connesso un gruppo di generazione, un impianto di consumo, un sistema di distribuzione o un sistema HVDC;
14. «contratto di connessione», contratto tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione, il titolare dell'impianto di consumo, il gestore del sistema di distribuzione o il titolare del sistema HVDC, che riguarda il sito pertinente e i requisiti tecnici specifici per l'impianto di generazione, l'impianto di consumo, il sistema di distribuzione, la connessione del sistema di distribuzione o il sistema HVDC;
15. «punto di connessione», interfaccia tramite la quale il gruppo di generazione, l'impianto di consumo, il sistema di distribuzione o il sistema HVDC è connesso a un sistema di trasmissione, a una rete offshore, a un sistema di distribuzione (compresi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC, così come individuati nel contratto di connessione;
16. «potenza massima» o «Pmax», potenza attiva massima erogata in modo continuativo da un gruppo di generazione, escludendo l'eventuale assorbimento necessario a facilitare il funzionamento del gruppo e non immesso in rete, come specificato nel contratto di connessione o concordato tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione;
17. **parco di generazione**, unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connesso alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che ha un solo punto di connessione a un sistema di trasmissione, a un sistema di distribuzione (inclusi i sistemi di distribuzione chiusi) o a un sistema HVDC;
18. «parco di generazione offshore», parco di generazione situato in mare aperto con punto di connessione in mare aperto;
19. «funzionamento come compensatore sincrono», funzionamento di un alternatore senza motore primo, per regolare la tensione dinamicamente mediante produzione o assorbimento di potenza reattiva;
20. «potenza attiva», la componente reale della potenza apparente alla frequenza fondamentale, espressa in watt o multipli di watt, ad esempio kilowatt (kW) o megawatt (MW);
21. «impianto di pompaggio», unità di generazione nella quale l'acqua può essere pompata a una quota più alta in serbatoio idrico per essere usata successivamente per la generazione di energia elettrica;
22. «frequenza», frequenza elettrica del sistema espressa in hertz che può essere misurata in tutte le parti dell'area sincrona presupponendo un valore coerente di sistema in una finestra temporale di secondi, con differenze trascurabili tra differenti punti di misurazione. Il suo valore nominale è 50 Hz;
23. **fluttuazione**, rapporto tra una variazione permanente della frequenza e la risultante variazione permanente della potenza attiva prodotta, espresso in termini percentuali. La variazione della frequenza è espressa in relazione alla frequenza nominale, mentre la

variazione della potenza attiva è espressa in relazione alla potenza massima o alla potenza attiva effettiva al raggiungimento della soglia pertinente;

24. «livello minimo di regolazione», potenza attiva minima, specificata nel contratto di connessione o concordata tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione, a cui il gruppo di generazione può regolare la potenza attiva con potenza a scendere;
25. «setpoint», valore di riferimento di un parametro, usato solitamente negli schemi di controllo;
26. «istruzione», comando impartito, da un gestore di sistema nell'ambito delle sue competenze, al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, a un gestore di sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC affinché venga eseguita un'azione;
27. «guasto estinto», guasto eliminato correttamente secondo i criteri del gestore di sistema;
28. «potenza reattiva», la componente immaginaria della potenza apparente alla frequenza fondamentale, espressa solitamente in kilovar (kVAr) o megavar (MVAr);
29. «fault-ride-through», capacità degli apparati elettrici di rimanere connessi alla rete e in esercizio durante un transitorio di riduzione della tensione al punto di connessione determinato da un guasto estinto;
30. «alternatore», dispositivo che converte l'energia meccanica in energia elettrica mediante un campo magnetico rotante;
31. «corrente», velocità del flusso della carica elettrica, misurata con il valore quadratico medio della sequenza positiva della corrente di fase alla frequenza fondamentale;
32. «stator», porzione di una macchina rotante che comprende le parti magnetiche stazionarie e i relativi avvolgimenti;
33. «inerzia», proprietà di un corpo rigido rotante, ad esempio il rotore di un alternatore, grazie alla quale esso mantiene il proprio stato di movimento rotatorio uniforme e il proprio momento angolare, a meno che non venga applicato un momento torcente esterno;
34. «inerzia sintetica», capacità di un parco di generazione o di un sistema HVDC di simulare l'effetto dell'inerzia di un gruppo di generazione sincrono, ai livelli prescritti di prestazione;
35. «controllo della frequenza», capacità di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC di adattare la sua produzione di potenza attiva in risposta a una deviazione della frequenza del sistema misurata rispetto a un setpoint, al fine di mantenere una frequenza del sistema stabile;
36. «Frequency Sensitive Mode» o «FSM», modalità di funzionamento del gruppo di generazione o del sistema HVDC in cui la produzione di potenza attiva cambia in risposta a una variazione della frequenza del sistema, in modo tale da favorire il ripristino della frequenza desiderata;
37. «Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency (LFSM-O)», modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina una riduzione della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sopra di un determinato valore;
38. «Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)», modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina un aumento della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sotto di un determinato valore;

39. «*banda morta della risposta in frequenza*», *intervallo impostato volontariamente entro il quale il controllo di frequenza è inibito*;
40. «*insensibilità della risposta in frequenza*», *caratteristica intrinseca del sistema di controllo specificata come il valore minimo della variazione di frequenza o segnale in ingresso che determina una variazione della potenza in uscita o del segnale in uscita*;
41. «*diagramma di capability P-Q*», *diagramma che descrive la capability della potenza reattiva di un gruppo di generazione al variare della potenza attiva al punto di connessione*;
42. «*stabilità statica*», *capacità di una rete o di un gruppo di generazione sincrono di tornare a un funzionamento stabile e di mantenerlo in seguito a piccole perturbazioni*;
43. «*funzionamento in isola*», *funzionamento indipendente di un'intera rete o di una sua parte, isolata dopo il distacco dal sistema interconnesso, che dispone di almeno un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che fornisce potenza alla rete in isola e controlla la frequenza e la tensione*;
44. «*funzionamento in rifiuto di carico*», *funzionamento che garantisce che gli impianti di generazione di energia elettrica possano continuare ad alimentare i carichi interni in caso di guasti in rete che comportino il distacco dei gruppi di generazione dalla rete stessa e la loro commutazione sui servizi ausiliari*;
45. «*capacità di black start*», *capacità di un gruppo di generazione di avviarsi autonomamente in caso di assenza di tensione sulla rete mediante una fonte di alimentazione ausiliaria dedicata e senza alcuna alimentazione elettrica esterna all'impianto di generazione*;
46. «*certificatore autorizzato*», *entità che rilascia i certificati delle apparecchiature e i documenti relativi ai gruppi di generazione, accreditata dall'affiliata nazionale della Cooperazione europea per l'accreditamento («EA»), istituita a norma del regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁶⁾*;
47. «*certificato dell'apparecchiatura*», *documento rilasciato da un certificatore autorizzato per le apparecchiature utilizzate da un gruppo di generazione, un'unità di consumo, un sistema di distribuzione, un impianto di consumo o un sistema HVDC. Il certificato dell'apparecchiatura definisce l'ambito della sua validità a livello nazionale o a un altro livello per il quale viene selezionato un valore specifico tra quelli compresi nell'intervallo permesso a livello europeo. Allo scopo di sostituire parti specifiche del processo di conformità, il certificato dell'apparecchiatura può includere modelli verificati alla luce dei risultati effettivi delle prove*;
48. «*sistema di controllo dell'eccitazione*», *sistema di controllo in retroazione della macchina sincrona e del suo sistema di eccitazione*;
49. «*profilo U-Q/Pmax*», *curva che rappresenta la capability della potenza reattiva di un gruppo di generazione o di una stazione di conversione HVDC in presenza di variazione della tensione al punto di connessione*;
50. «*livello minimo di funzionamento stabile*», *potenza attiva minima, specificata nel contratto di connessione o concordata tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione, a cui il gruppo di generazione può funzionare stabilmente per un tempo illimitato*;

⁶ Regolamento (CE) n. 765/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 luglio 2008, che pone norme in materia di accreditamento e vigilanza del mercato per quanto riguarda la commercializzazione dei prodotti e che abroga il regolamento (CEE) n. 339/93 (GU L 218 del 13.8.2008, pag. 30).

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

autorizza a far funzionare per un periodo limitato di tempo rispettivamente un gruppo di generazione, un impianto di consumo, un sistema di distribuzione o un sistema HVDC utilizzando la connessione alla rete, nonché ad avviare prove di conformità al fine di garantire la conformità alle specifiche e ai requisiti pertinenti;

65. «comunicazione di esercizio limitato» o «LON», comunicazione rilasciata dal gestore di sistema pertinente al titolare di un impianto di generazione, al titolare di un impianto di consumo, al gestore di un sistema di distribuzione o al titolare di un sistema HVDC che ha raggiunto in precedenza lo stato di FON ma è temporaneamente soggetto a una variazione significativa o a una perdita delle sue caratteristiche che comporta una non conformità alle specifiche e ai requisiti applicabili.

Punto 2.1.BIS

Oltre alle definizioni contenute nell'art. 2 del Regolamento RfG e nel Codice di rete, valgono le seguenti ulteriori definizioni:

66. Con potenza nominale disponibile di un impianto si intende la somma delle potenze nominali dei generatori disponibili in un determinato momento espressa in MW.

PARAGRAFO 1- Requisiti generali (articoli 13-16 Regolamento RfG)

Articolo 13 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo A

Punto 13.1

I gruppi di generazione di tipo A soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della frequenza:

- a) Per quanto riguarda gli intervalli dei valori di frequenza:
- i un gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli di frequenza e gli intervalli di tempo specificati nella Tabella 1;
 - ii il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e il titolare dell'impianto di generazione possono accordarsi su intervalli dei valori di frequenza più ampi, tempi di funzionamento minimi più lunghi o requisiti specifici per deviazioni della tensione e della frequenza combinate al fine di garantire l'uso migliore delle capacità tecniche di un gruppo di generazione, ove necessario per preservare o ripristinare la sicurezza del sistema;
 - iii il titolare dell'impianto di generazione non rifiuta, senza validi motivi, il consenso all'applicazione di intervalli dei valori di frequenza più ampi o di tempi di funzionamento più lunghi, tenuto conto della loro fattibilità economica e tecnica.

Tabella 1: Intervalli di tempo minimi in cui un gruppo di generazione deve essere in grado di funzionare a frequenze differenti, che si discostano da un valore nominale, senza disconnettersi dalla rete

Intervallo	Tempi
47,5 - 48,5 Hz	Non inferiore a 30 minuti
48,5 – 49,0 Hz	Non inferiore all'intervalle di tempo per l'intervalle 47,5Hz-48,5Hz
49,0 – 51,0 Hz	Illimitato
51,0 – 51,5 Hz	30 minuti

- b) Per quanto riguarda la capacità di resistere alla derivata di frequenza, un gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a un valore specificato dal pertinente TSO, a meno che la disconnessione non sia dovuta all'intervento del sistema di protezione che monitora la derivata di frequenza. Il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica l'intervento della protezione di rete che monitora la derivata di frequenza.

Punto 13.1.BIS

Nel seguito, si riportano i requisiti tecnici di connessione non-exhaustive previsti nel Regolamento RfG nonché degli ulteriori requisiti di connessione previsti a livello nazionale per i gruppi di generazione di tipo A e la loro implementazione in Italia con riferimento a tutte le tipologie di impianti (A, B, C e D).

Con riferimento alla definizione degli intervalli di frequenza e tempi di funzionamento minimi, in Italia si applica quanto previsto all'articolo 13.1.a, punto (ii), del Regolamento RfG. In particolare:

- a) per i gruppi di generazione di tipo A, B e C connessi alle reti di distribuzione si rimanda alla normativa CEI di riferimento per la definizione degli intervalli di frequenza e per il comportamento frequenza/tensione, e, in particolare, ai paragrafi:
 - i "Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore" della norma CEI 0-21 [2]
 - ii "Campo di funzionamento degli impianti di produzione" della norma CEI 0-16 [3].

I gruppi di generazione di tipo A, B e C connessi alle reti di distribuzione devono essere in grado di rimanere connessi alla rete MT nel range di frequenza compresa tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

- b) considerate le peculiari necessità del sistema elettrico italiano nonché le prestazioni garantite dagli odierni gruppi di generazione rotanti e dai parchi di produzione, i gruppi di generazione di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D devono essere progettati, costruiti ed esercitati per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete.

In ogni condizione di carico, compresa fra il carico dei servizi ausiliari e la potenza massima, i predetti impianti devono essere in grado di rimanere connessi in parallelo alla rete per un tempo indefinito, per valori di tensione e frequenza al punto di consegna, compresi negli intervalli:

- $85\%V_n \leq V \leq 115\%V_n$
- $47,5\text{Hz} \leq f \leq 51,5\text{Hz}$

È inoltre richiesta la possibilità di rimanere connessi alla rete per tempi molto limitati al di fuori di tali intervalli:

- $46,5\text{Hz} < f < 47,5\text{Hz}$ 4s
- $f < 46,5\text{Hz}$ 0,1s
- $51,5\text{Hz} < f < 52,5\text{Hz}$ 1s
- $f > 52,5\text{Hz}$ 0,1s

Inoltre, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il titolare del generatore deve dichiarare eventuali limiti più ampi del campo di funzionamento, il cui utilizzo sarà concordato con il pertinente gestore di sistema

- c) relativamente alle prestazioni in frequenza e tensione i gruppi di generazione rotanti di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D devono poter funzionare conformemente alle condizioni stabilite dalla normativa tecnica CEI di riferimento nelle aree e nei tempi indicati in Figura 1. In particolare, nelle aree B e C riportate nella Figura 1, il gruppo di generazione deve funzionare nel rispetto delle sue prestazioni nominali dichiarate per un tempo minimo di 15 minuti; oltre i 15 minuti, il gruppo di generazione deve rimanere connesso, pur essendo ammessa una riduzione delle sue prestazioni.

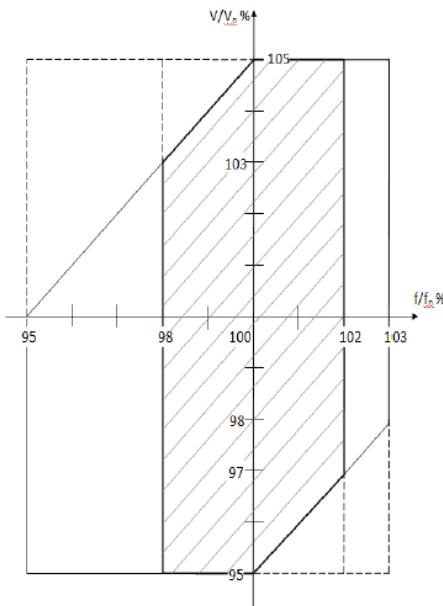
Il Titolare dell'impianto di generazione non deve comunque limitare le caratteristiche dell'impianto qualora quest'ultimo sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli riportati in Figura 1, ed è, a tal fine, tenuto a concordare con Terna le relative modalità di gestione.

 **Figura 1:** Stati di funzionamento dei gruppi di generazione. In ascissa è riportata la frequenza; in ordinata è riportata la tensione ai morsetti del generatore. Entrambe le grandezze sono espresse in per cento dei rispettivi valori nominali.

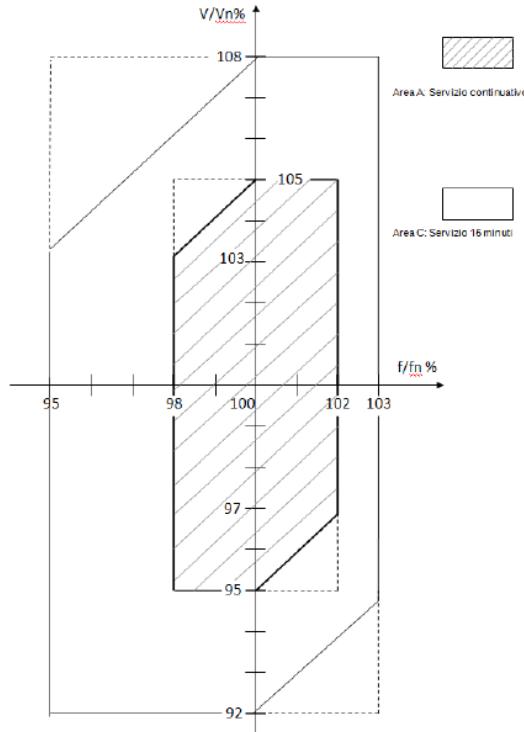
Condizioni di funzionamento per un generatore sincrono a rotore liscio, di potenza inferiore a 10 MVA o superiore a 10 MVA



Area A: Servizio continuativo
Area B: Servizio per 15 minuti



Condizioni di funzionamento per un generatore sincrono a rotore liscio, di potenza inferiore a 10 MVA o per un generatore a poli salienti



Punto 13.1.TER

Secondo quanto previsto dall'articolo 13.1.b del Regolamento RfG, un gruppo di generazione deve essere in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a un valore specificato dal pertinente TSO, a meno che la disconnessione non sia dovuta all'intervento del sistema di protezione che monitora la derivata di frequenza. A tal riguardo, si stabilisce che un gruppo di generazione deve rimanere connesso anche per variazioni di frequenza con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s. La derivata di frequenza deve essere calcolata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms).

Punto 13.2

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

- il gruppo di generazione è in grado di attivare la fornitura della risposta frequenza/potenza attiva conformemente alla Figura 2 con una soglia di frequenza e con impostazioni di statismo specificati dal pertinente TSO;

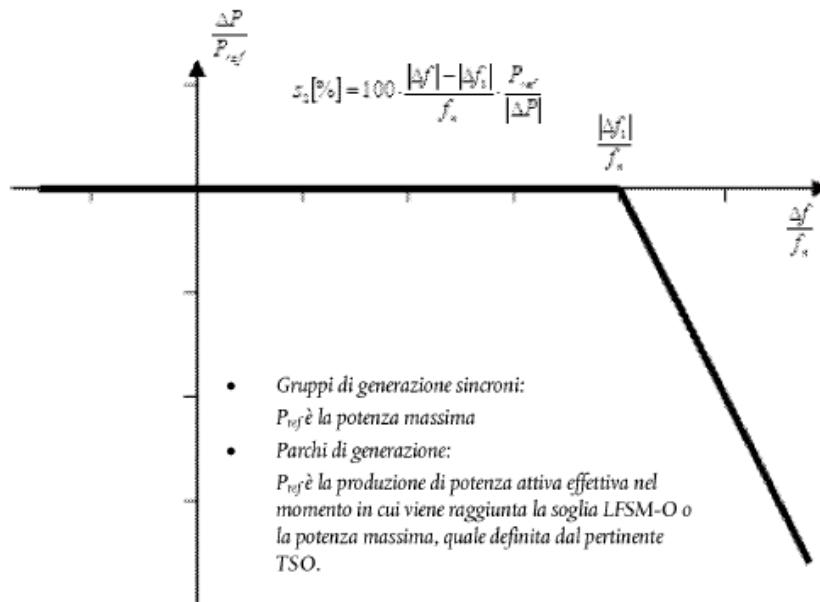
P_{ref} è la potenza attiva di riferimento alla quale si riferisce ΔP e può essere specificata in modo diverso per i gruppi di generazione sincroni e i parchi di generazione. ΔP è la variazione nella produzione di potenza attiva del gruppo di generazione. f_n è la frequenza nominale (50 Hz) nella rete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

- in sostituzione della capacità di cui alla lettera a), il pertinente TSO può scegliere di consentire entro la propria area di controllo la disconnessione e la riconnessione automatiche dei gruppi di

generazione di tipo A, a frequenze casuali, idealmente distribuite in modo uniforme, al di sopra di una soglia di frequenza, come stabilito dal pertinente TSO ove sia in grado di dimostrare alla pertinente autorità di regolamentazione, con la collaborazione dei titolari di impianti di generazione, che ciò ha un impatto transfrontaliero limitato e mantiene lo stesso livello di sicurezza di esercizio in tutti gli stati del sistema;

- c) la soglia di frequenza è compresa tra 50,2 Hz e 50,5 Hz inclusi;
- d) le impostazioni dello statismo sono comprese tra il 2 % e il 12 %;
- e) il gruppo di generazione è in grado di attivare la risposta frequenza/potenza con il più breve ritardo iniziale possibile. Qualora tale ritardo superi i due secondi, il titolare dell'impianto di generazione è tenuto a giustificarlo, fornendo dati tecnici al pertinente TSO;
- f) il pertinente TSO può richiedere che, una volta raggiunto il livello minimo di regolazione, il gruppo di generazione sia in grado:
 - i di rimanere in funzionamento a questo livello; oppure
 - ii di ridurre ulteriormente la produzione di potenza attiva;
- g) il gruppo di generazione è in grado di funzionare in modo stabile in modalità LFSM-O. Quando è attiva la modalità LFSM-O, il setpoint LFSM-O prevale su qualsiasi altro setpoint di potenza attiva.

Figura 2: Risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-O



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

Punto 13.2.BIS

Per quanto riguarda le modalità LFMS-O di cui all'articolo 13.2.a del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) i requisiti dell'articolo 13.2.a del Regolamento RfG non si applicano ai gruppi di generazione che possono dimostrare di essere privi, per propria natura, di capacità regolanti
- b) per i gruppi di generazione di tipo A e B, le modalità di implementazione della modalità LFMS-O sono riportate nella normativa CEI di riferimento [2][3] e, in particolare, ai paragrafi:

- i "Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione" dell'Allegato F della norma CEI 0-21 [2]
- ii "Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione" della norma CEI 0-16 [3].

Per i gruppi di generazione sincroni di tipo A e B i regolatori di velocità devono essere tarati come segue: lo statismo deve essere tra 4% e 5% e la soglia di frequenza pari a 50,2 Hz. La potenza di riferimento è la potenza attiva nominale.

Per i parchi di generazione di tipo A e B è richiesta una riduzione lineare secondo uno statismo pari al 2,6 % fino ad annullare la potenza immessa in rete a 51,5 Hz. La potenza di riferimento è la potenza attiva erogata all'istante di superamento della soglia di frequenza.

- c) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione, le modalità di implementazione della modalità LFMS-O sono riportate nella normativa CEI di riferimento [3] e, in particolare, al paragrafo "Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione" della norma CEI 0-16 [3].

Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione, con riferimento alla Figura 2, la potenza P_{ref} , rappresenta

- i. la potenza attiva nominale per i gruppi di generazione sincroni
- ii. la potenza attiva erogata all'istante di superamento della soglia di frequenza (valore memorizzato) per i parchi di generazione.

I gruppi di generazione sincroni di tipo C connessi alla rete di distribuzione, se richiesto dall'entità della variazione, devono erogare tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento del limite operativo di minima potenza

Per i gruppi di generazione sincroni di tipo C connessi alla rete di distribuzione, i regolatori di velocità devono essere tarati come segue:

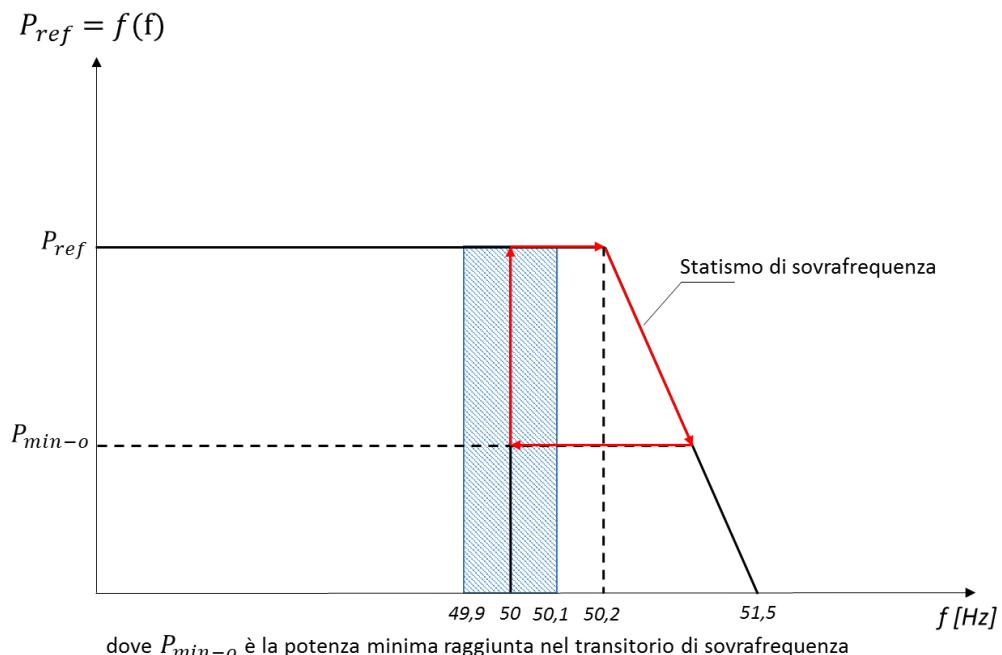
- i. per tutte le unità idroelettriche: lo statismo di default è pari a 4%
- ii. per tutte le unità termoelettriche: lo statismo di default è pari a 5%. A ciò deve attenersi anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore.

Per i parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione, è richiesta una riduzione lineare secondo uno statismo S_2 pari al 2,6 % (calcolato prendendo come riferimento la potenza di superamento della soglia P_{ref}) fino ad annullare la potenza immessa in rete a 51,5 Hz.

- c) per i gruppi di generazione di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D, con riferimento alla Figura 2, la potenza P_{ref} , rappresenta:
 - i. la potenza attiva nominale per i gruppi di generazione sincroni
 - ii. la potenza attiva erogata all'istante di superamento della soglia di frequenza (valore memorizzato) per i parchi di generazione
- d) i gruppi di generazione sincroni di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D, se richiesto dall'entità della variazione, devono erogare tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento del limite operativo di minima potenza
- e) per i parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione, la regolazione LFSM-O con un meccanismo ad isteresi deve essere implementata solo se richiesto da Terna: al superamento della soglia di sovrafrequenza, il parco di generazione deve regolare la potenza erogata al valore della caratteristica di Figura 2 corrispondente alla frequenza massima raggiunta durante il transitorio di sovrafrequenza, fino a che la frequenza non si attestì stabilmente nella banda $50\pm0,1$ Hz (regolazione di default) per un tempo minimo continuativo di 300 secondi (regolazione di default). Trascorso questo lasso di tempo, il parco di generazione deve riportare in modo graduale (lineare) la potenza erogata dal livello minimo raggiunto al livello della potenza consentito dalla fonte primaria. La seguente Figura 3 riassume in forma grafica il funzionamento del regolatore che gestisce l'erogazione di potenza a valle di un transitorio di sovrafrequenza
- f) per i gruppi di generazione sincroni di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D, i regolatori di velocità devono essere tarati come segue:

- i per tutte le unità idroelettriche, lo statismo di default è pari a 4%
- ii per tutte le unità termoelettriche, lo statismo di default è pari a 5%. Ciò vale anche per ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore
- g) per i parchi di generazione di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D, è richiesta una riduzione lineare secondo uno statismo S_2 pari al 2,6 % (calcolato prendendo come riferimento la potenza di superamento della soglia P_{ref}) fino ad annullare la potenza immessa in rete a 51,5 Hz.

Figura 3: Curva di riduzione della potenza attiva in sovrafrequenza per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione



Punto 13.2.TER

Con riferimento agli articoli 13.2.a e 12.2.b del Regolamento RfG, lo schema implementativo sostitutivo della modalità LFSM-O non è consentito sulla rete italiana.

Punto 13.2.QUATER

Con riferimento all'articolo 13.2.c del Regolamento RfG, la soglia di frequenza di attivazione della modalità LFSM-O è di default pari a 50,2Hz per tutti i tipi di gruppi di generazione.

Punto 13.2.QUINQUIES

Con riferimento all'articolo 13.2.e del Regolamento RfG, relativamente ai tempi di attuazione della modalità LFSM-O (comprensivi dell'eventuale ritardo iniziale), si applica quanto segue:

- a) per i gruppi di generazione di tipo A e B, i tempi di attuazione sono riportati nella normativa CEI di riferimento [2][3] e, in particolare, ai paragrafi:
 - i “Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione” dell'Allegato F della norma CEI 0-21 [2]
 - ii “Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione” della norma CEI 0-16 [3].

Per quanto rientra nell'ambito di applicazione della norma CEI 0-16: la riduzione della potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato, deve avvenire in modo lineare con tempi inferiori a 2 s nel caso dei generatori statici ed inferiori a 10 s nel caso dei generatori eolici DFIG e FC. La precisione della misurazione di frequenza deve essere di almeno 10 mHz.

Per quanto di competenza della norma CEI 0-21: la riduzione della potenza immessa in rete deve avvenire in modo lineare con tempi in genere inferiori a 1s e comunque non superiori a 2 s.

- b) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione i tempi di attuazione sono riportati nel paragrafo “Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione” della norma CEI 0-16 [3].

La riduzione della potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato, deve avvenire in modo lineare con tempi inferiori a 2 s nel caso dei generatori statici ed inferiori a 10 s nel caso dei generatori eolici DFIG e FC. La precisione della misurazione di frequenza deve essere di almeno 10 mHz.

- c) per i parchi di generazione fotovoltaica di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D, l'attivazione del servizio deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali e il tempo di erogazione di tale riserva deve essere inferiore a 2 s
- d) per i parchi di generazione di tipo eolico di tipo C, connessi alla rete di trasmissione, e di tipo D, l'attivazione del servizio deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali e il tempo di erogazione di tale riserva deve essere inferiore a 10 s;
- e) per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, la variazione di potenza deve essere eseguita con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto, ossia il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico ed elettromeccanico del gruppo o dell'impianto
- f) per tutti i gruppi di generazione di cui al punto e), il gradiente di cui al punto e) deve essere certificato dal titolare dell'impianto con prove di tipo con le seguenti precisazioni:
- i per le unità a vapore convenzionali, il gradiente deve essere scelto tenendo conto delle caratteristiche dell'impianto e con l'obiettivo di:
 - eseguire una partecipazione soddisfacente alla regolazione primaria
 - evitare l'insorgere di blocchi/scatti del sistema caldaia/turbina e, quindi, garantire il funzionamento continuativo dell'impianto
 - non compromettere la riuscita di una eventuale manovra di load rejection se richiesto secondo l'articolo 15.5.QUATER
 - ii per i gruppi di produzione di tipo turbogas (o a ciclo combinato), il gradiente non deve essere inferiore a 13% P_n/min della potenza efficiente del gruppo
 - iii per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione, il gradiente deve essere significativamente superiore al 3% P_n/min della potenza efficiente del gruppo.

Punto 13.3

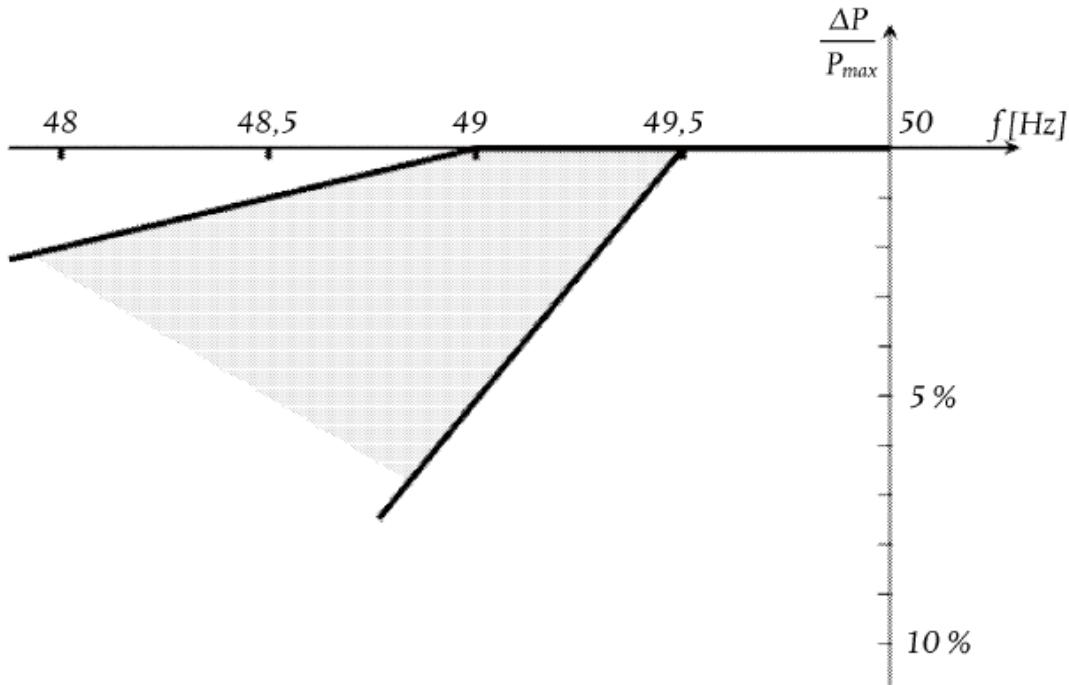
Il gruppo di generazione è in grado di mantenere una produzione costante al valore della potenza attiva target, indipendentemente dalle variazioni della frequenza, eccetto per le variazioni di produzione specificate ai paragrafi 2 e 4 del presente articolo o all'articolo 15, paragrafo 2, lettere c) e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

Punto 13.4

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

- a) al di sotto di 49 Hz con valori di rampa del 2 % di calo di produzione rispetto alla potenza massima riferiti a 50 Hz per ogni 1 Hz di frequenza in riduzione;
- b) al di sotto di 49,5 Hz con valori di rampa del 10 % di calo di produzione rispetto alla potenza massima riferiti a 50 Hz per ogni 1 Hz di frequenza in riduzione.

Figura 4: Riduzione massima della capability di potenza con frequenza in diminuzione



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

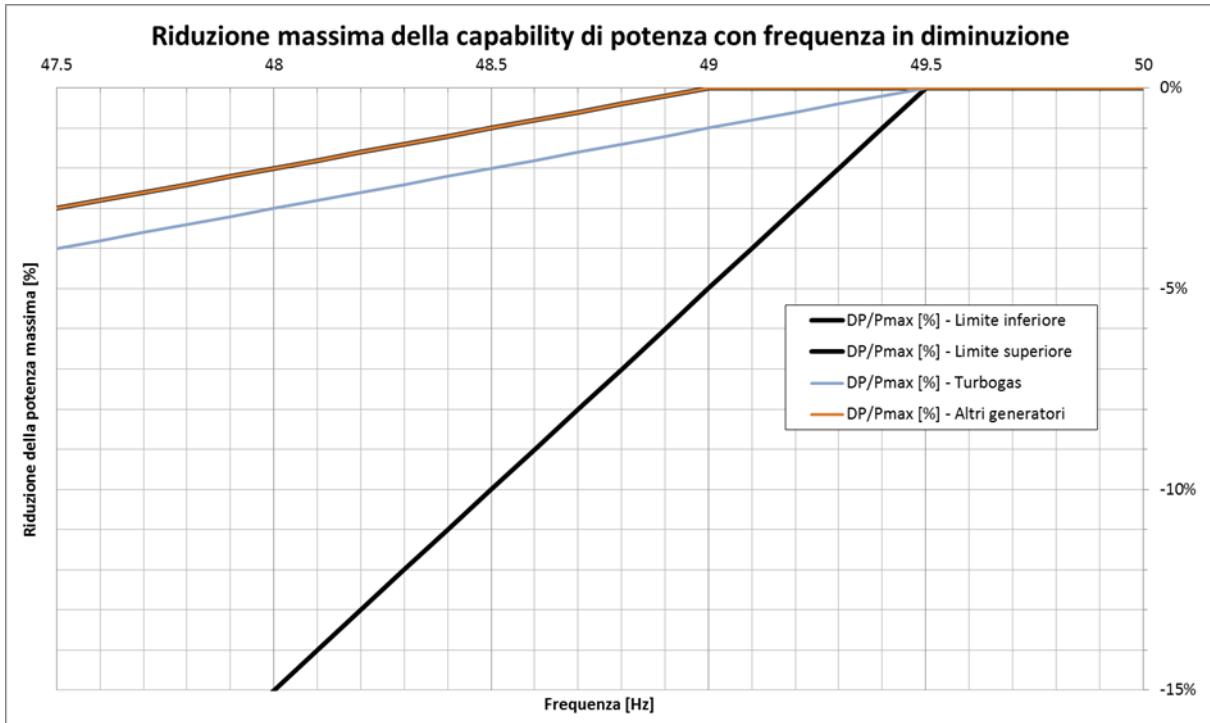
Punto 13.4.BIS

Secondo quanto previsto dall'articolo 13.4 del Regolamento RfG, sono definite le seguenti curve di massima riduzione della potenza massima di un gruppo di generazione in condizioni di sottofrequenza (Figura 5):

- a) per i gruppi di generazione di tipo turbogas (o a cicli combinati), è ammessa una riduzione di potenza di 2% per ogni 1Hz di caduta di frequenza per valori sotto 49,5Hz
- b) per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione sincroni, è ammessa una riduzione di potenza di 2% per ogni 1Hz di caduta di frequenza per valori sotto 49Hz
- c) l'effettiva riduzione della massima potenza nell'area sopra la curva di cui alla Figura 5 deve essere in ogni caso giustificata da comprovati motivi tecnici.

Tali prescrizioni sono applicabili ai gruppi di generazione di tipo A, B, C e D.

Figura 5: Curve di riduzione massima della capability di potenza con frequenza in diminuzione



Punto 13.5

La riduzione ammissibile della potenza attiva rispetto alla produzione massima:

- a) specifica chiaramente le condizioni ambientali di applicazione;
- b) tiene conto dei limiti tecnici di capability dei gruppi di generazione.

Punto 13.5.BIS

Con riferimento all'articolo 13.5 del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) la curva definita all'articolo 13.4.BIS è riferita alla potenza massima del gruppo intesa come potenza massima erogabile in corrispondenza delle condizioni ambientali del momento
- b) per i gruppi di generazione di tipo turbogas (o a cicli combinati), le curve di cui alla Figura 5 sono valide per temperature inferiori a 0°C; per temperature superiori o uguali a 0°C, è ammesso un graduale aumento della riduzione della massima potenza al variare della frequenza, fino ad un massimo di 4,5% per ogni 1Hz di caduta di frequenza
- c) per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione, le curve di cui alla Figura 5 non dipendono dalle condizioni ambientali.

Tali prescrizioni sono applicabili ai gruppi di generazione di tipo A, B, C e D.

Punto 13.6

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

Punto 13.6.BIS

Con riferimento all'articolo 13.6, si applica quanto segue:

- a) i requisiti dell'articolo 13.6 del Regolamento RfG non valgono per i gruppi di generazione di tipo D secondo quanto previsto dall'articolo 16.1 del Regolamento RfG
- b) i requisiti dell'articolo 13.6 del Regolamento RfG sono applicabili ai gruppi di generazione di tipo C ai sensi dell'articolo 15.6.d del Regolamento RfG, ovvero per esigenze di sicurezza del sistema, e secondo le modalità previste dall'articolo 15.6.Quater.a
- c) i requisiti e i dettagli di implementazione della funzionalità sono definite nella normativa CEI di riferimento e, in particolare, nei paragrafi:
 - i "Partecipazione ai piani di difesa" della norma CEI 0-21 [3]
 - ii "Partecipazione ai piani di difesa" Allegato M della norma CEI 0-16 [3].

Per i gruppi di generazione di tipo A non è definita un'interfaccia logica per l'interruzione della produzione di potenza attiva.

Per i gruppi di generazione di tipo B è necessaria la predisposizione a livello di DDI.

Per i gruppi di generazione di tipo di B di taglia pari o superiore a 100kW è prevista la connessione con Modem GSM/GPRS al fine di poter agire sul DDI.

Punto 13.7

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

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

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

Punto 13.7.BIS

Con riferimento all'articolo 13.7 del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) i requisiti dell'articolo 13.7 del Regolamento RfG non si applicano:
 - i per i gruppi di generazione di tipo D secondo quanto previsto dall'articolo 16.1 del Regolamento RfG
 - ii nei casi previsti dalla normativa CEI [2][3] e, precisamente, nei paragrafi:
 - "Avviamento e sincronizzazione" della norma CEI 0-21
 - "Avviamento, sincronizzazione e presa di carico" della norma CEI 0-16 e
- b) le prescrizioni riportate nel presente articolo 13.7.bis si riferiscono a ciascun gruppo/unità di generazione presente nell'impianto di generazione
- c) per i gruppi di generazione di tipo A e B, le condizioni per la connessione di un gruppo sono descritte nella normativa CEI di riferimento [2][3] e, in particolare, nei paragrafi:
 - i "Avviamento e sincronizzazione" della norma CEI 0-21 [2]
 - ii "Avviamento, sincronizzazione e presa di carico" della norma CEI 0-16 [3].

L'intervallo di frequenza per la riconnessione è pari a 49,9÷50,1Hz; il tempo di permanenza in tale intervallo deve essere pari a 30s per i soli casi di partenza dell'impianto, di riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, di ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni. In tutti gli altri casi, il tempo di permanenza deve essere pari a 300s. Il massimo gradiente ammisible alla riconnessione deve essere inferiore o pari al 20% Pmax/min.

- d) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione le condizioni per la connessione di un gruppo sono descritte nel paragrafo "Avviamento, sincronizzazione e presa di carico" della norma CEI 0-16 [3].

L'intervallo di frequenza per la riconnessione è pari a 49,9÷50,1Hz; il tempo di permanenza in tale intervallo deve essere pari a 30s per i soli casi di partenza dell'impianto, di riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, di ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni. In tutti gli altri casi, il tempo di permanenza deve essere pari a

300s. Il massimo gradiente ammisible alla riconnessione deve essere inferiore o pari al 20% P_{max}/min .

- e) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, non è consentita l'entrata in esercizio del gruppo in caso di mancanza di tensione di rete o per condizioni operative non compatibili con quanto di seguito stabilito:
 - i la tensione deve mantenersi stabile nell'intervallo 90 - 110 % della tensione nominale
 - ii la frequenza di rete deve essere non superiore ad un valore regolabile tra 50 e 51 Hz a step di 0.05 Hz (valore di default: 50,2 Hz se non diversamente specificato da Terna),
 - iii il tempo di permanenza negli intervalli sopra indicati deve essere selezionabile in un intervallo 0 - 900 s a step di 5 s; se non diversamente specificato da Terna, il valore di default del tempo di permanenza è pari a 30 s nei casi di partenza dell'impianto, di riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, di ripartenza dopo una disconnectione non dipendente dall'intervento delle protezioni
 - iv l'incremento della produzione di potenza attiva deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20% al minuto della potenza massima
 - v l'entrata in servizio del gruppo di generazione può essere negata da Terna per esigenze di sistema e, in particolare, nel caso di disturbi sulla rete.

Articolo 14 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo B

Nel seguito, si riportano i requisiti tecnici di connessione non-exhaustive previsti nel Regolamento RfG nonché degli ulteriori requisiti di connessione previsti a livello nazionale per i gruppi di generazione di tipo B e la loro implementazione in Italia con riferimento a tutte le tipologie di impianti di potenza pari o superiore (B, C e D).

Punto 14.1

I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, eccettuato il paragrafo 2, lettera b), del medesimo articolo.

Al riguardo si precisa quindi che restano fermi i parametri e le specificazioni previste per l'Italia al paragrafo precedente.

Punto 14.2

I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della frequenza:

- a) ai fini del controllo della produzione di potenza attiva, il gruppo di generazione è dotato di un'interfaccia (porta d'ingresso) che permette di ridurre tale produzione a seguito di un'istruzione ricevuta alla porta d'ingresso; e
- b) il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare i requisiti applicabili ad ulteriori apparecchiature per consentire il controllo a distanza della produzione di potenza attiva.

Punto 14.2.BIS

Con riferimento all'articolo 14.2 del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) i requisiti del presente articolo non valgono:
 - i per i gruppi di generazione di tipo C secondo quanto previsto all'articolo 15.1 del Regolamento RfG
 - ii per i gruppi di generazione di tipo D secondo quanto previsto all'articolo 16.1 del Regolamento RfG
- b) per i gruppi di generazione di tipo B, le prescrizioni per il controllo a distanza della produzione di potenza attiva sono riportate nella normativa CEI di riferimento [2] [3] e, in particolare, ai paragrafi:
 - i “Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore” della norma CEI 0-21 [2]

- ii “Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore” della norma CEI 0-16 [3].

Per i gruppi di generazione di tipo B, per quanto riguarda le logiche di riduzione della potenza attiva su comando esterno, valgono i seguenti requisiti:

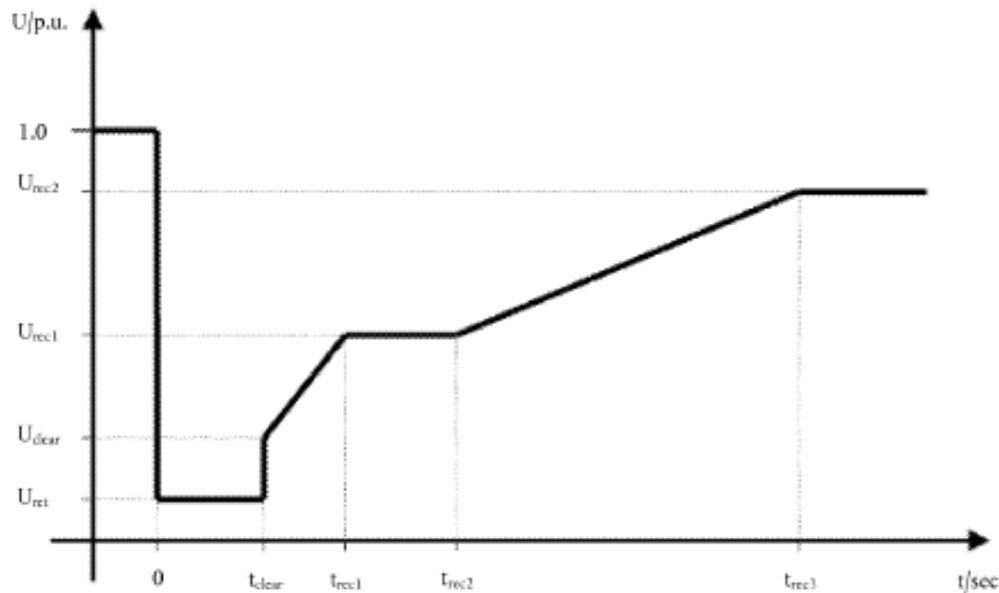
- gradini di riduzione di ampiezza massima pari a 10% P_n
- tempo di raggiungimento del setpoint richiesto: 1 min
- tolleranza richiesta sul setpoint: $\pm 2.5\% P_n$

Punto 14.3

I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla robustezza:

- a) per quanto riguarda la fault-ride-through capability dei gruppi di generazione:
 - i ogni TSO specifica un profilo tensione-tempo in condizioni di guasto in linea con la Figura 6 nel punto di connessione, che descrive le condizioni in cui il gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile in seguito a un transitorio del sistema elettrico causato da un guasto estinto nel sistema di trasmissione;
 - ii il profilo tensione-tempo esprime il limite inferiore dell'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, in funzione del tempo prima, durante e dopo il guasto;
 - iii il limite inferiore di cui al punto ii) è specificato dal pertinente TSO utilizzando i parametri della Figura 6 ed entro gli intervalli di cui alle Tabella 2 e Tabella 3.
 - iv ogni TSO specifica e rende pubblicamente disponibili le seguenti condizioni pre-guasto e post-guasto per la fault-ride-through capability:
 - valori della potenza di corto circuito minima pre-guasto al punto di connessione,
 - condizioni di esercizio della potenza attiva e reattiva pre-guasto del gruppo di generazione al punto di connessione e tensione al punto di connessione, e
 - valori della potenza di corto circuito minima post-guasto al punto di connessione;

Figura 6: Profilo di fault-ride-through di un gruppo di generazione



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

Tabella 2: Parametri relativi alla Figura 6 per la fault-ride-through capability dei gruppi di generazione sincroni

Parametri relativi alla tensione [pu]		Parametri relativi al tempo [secondi]	
U_{nc1}	0,05 — 0,3	t_{clear}	0,14 — 0,15 (o 0,14 — 0,25 se necessario per preservare la protezione del sistema e l'esercizio in sicurezza)
U_{clear}	0,7 — 0,9	t_{nc1}	t_{clear}
U_{nc2}	U_{clear}	t_{nc2}	$t_{nc1} = 0,7$
U_{nc3}	0,85 — 0,9 e $\geq U_{clear}$	t_{nc3}	$t_{nc1} = 1,5$

Tabella 3: Parametri relativi alla Figura 6 per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione

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

Parametri relativi alla tensione [pu]		Parametri relativi al tempo [secondi]	
U_{nc1}	0,05 — 0,15	t_{clear}	0,14 — 0,15 (o 0,14 — 0,25 se necessario per preservare la protezione del sistema e l'esercizio in sicurezza)
U_{clear}	$U_{nc} = 0,15$	t_{nc1}	t_{clear}
U_{nc2}	U_{clear}	t_{nc2}	t_{nc1}
U_{nc3}	0,85	t_{nc3}	1,5 — 3,0

- v su richiesta del titolare di un impianto di generazione, il pertinente gestore di sistema comunica le seguenti condizioni pre-guasto e post-guasto da considerare per la fault-ride-through capability come risultato dei calcoli al punto di connessione di cui al punto iv):
 - la potenza di corto circuito minima pre-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA,
 - le condizioni di esercizio pre-guasto di produzione della potenza attiva e reattiva del gruppo di generazione al punto di connessione e tensione al punto di connessione, e
 - la potenza di corto circuito minima post-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA;
 - in alternativa, il pertinente gestore di sistema può fornire valori generici derivati da casi tipici;
- vi il gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di continuare a funzionare in modo stabile quando l'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, date le condizioni pre-guasto e post-guasto di cui al paragrafo 3, lettera a), punti iv) e vi), resta al di sopra del limite inferiore specificato al paragrafo 3, lettera a), punto ii), a meno che lo schema di protezione per i guasti elettrici interni non richieda la disconnessione del gruppo di generazione dalla rete. Gli schemi di protezione e le impostazioni per i guasti elettrici interni non devono compromettere le prestazioni di fault-ride-through;
- vii fatto salvo il punto vi) del paragrafo 3, lettera a), la protezione in sottotensione (fault-ride-through capability o valore minimo specificato per la tensione nel punto di connessione) è impostata dal titolare dell'impianto di generazione in funzione dei limiti tecnici di capability più ampi possibili del gruppo di generazione, a meno che il pertinente gestore di sistema non richieda impostazioni più restrittive conformemente al paragrafo 5, lettera b). Il titolare dell'impianto di generazione giustifica le impostazioni sulla base di questo principio;
- b) ciascun TSO specifica la fault-ride-through capability in caso di guasti asimmetrici.

Punto 14.3.BIS

Con riferimento all'articolo 14.3 del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) per i gruppi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione, le prescrizioni per la fault-ride-through capability sono riportate nella normativa CEI di riferimento [2] [3] e, in particolare, ai paragrafi:
 - i “Insensibilità agli abbassamenti di tensione” della norma CEI 0-21 [2]
 - ii “Insensibilità alle variazioni di tensione” della norma CEI 0-16 [3].

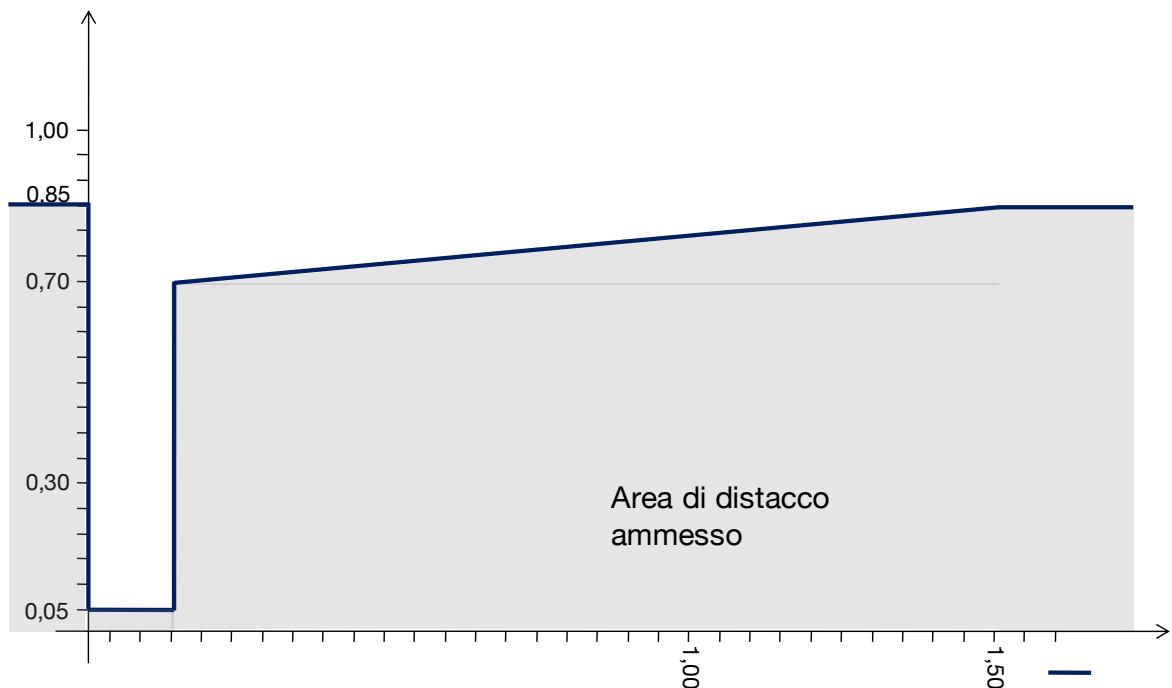
Per i gruppi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione valgono le seguenti prescrizioni:

- per quanto riguarda i gruppi di generazione sincroni:

Tabella 4: Parametri relativi alla Figura 7 per la fault-ride-through capability dei generatori sincroni di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione

U_{ret}	0,05 [p.u.]	T_{clear}	0,15 s
U_{clear}	0,7 [p.u.]	T_{rec1}	0,15 s
U_{rec1}	0,7 [p.u.]	T_{rec2}	0,15 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	1,5 s

 **Figura 7: Profilo di fault-ride-through dei generatori sincroni di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione**

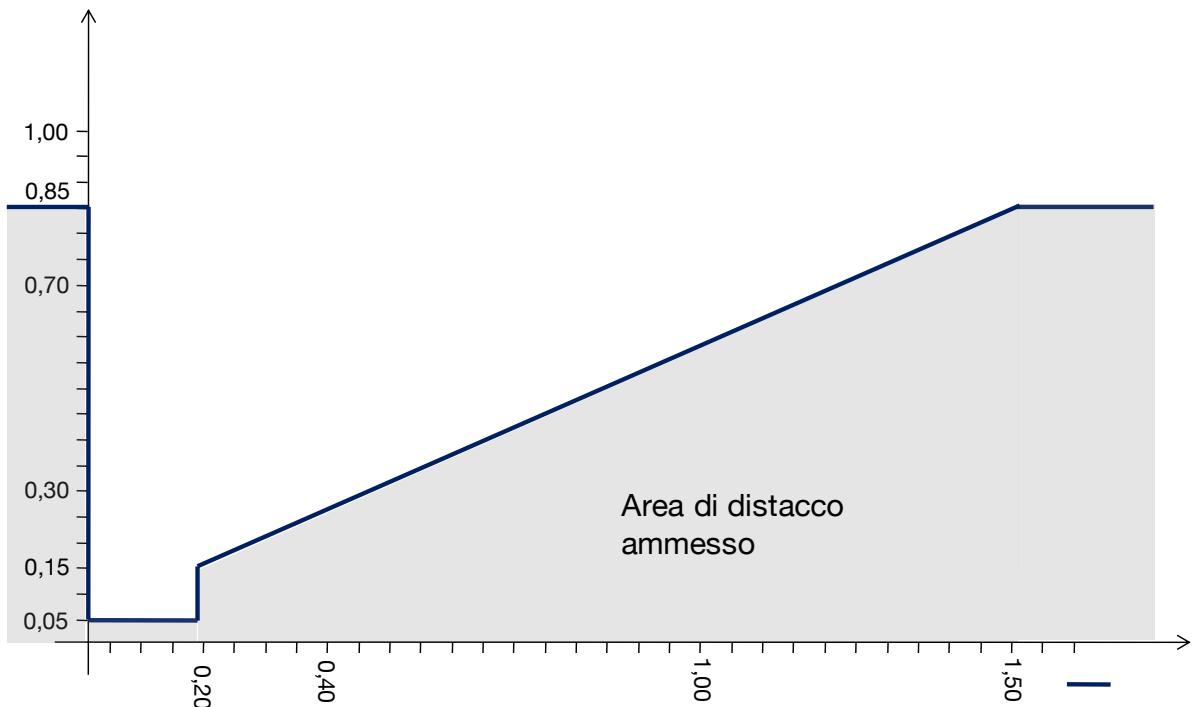


- per quanto riguarda i parchi di generazione:

Tabella 5: Parametri relativi alla Figura 8 per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione

U_{ret}	0,15 [p.u.]	T_{clear}	0,2 ⁷ s
U_{clear}	0,15 [p.u.]	T_{rec1}	0,2 s
U_{rec1}	0,15 [p.u.]	T_{rec2}	0,2 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	1,5 s

Figura 8: Profilo di fault-ride-through dei parchi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione



- b) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione valgono le seguenti prescrizioni:
- per quanto riguarda i gruppi di generazione sincroni:

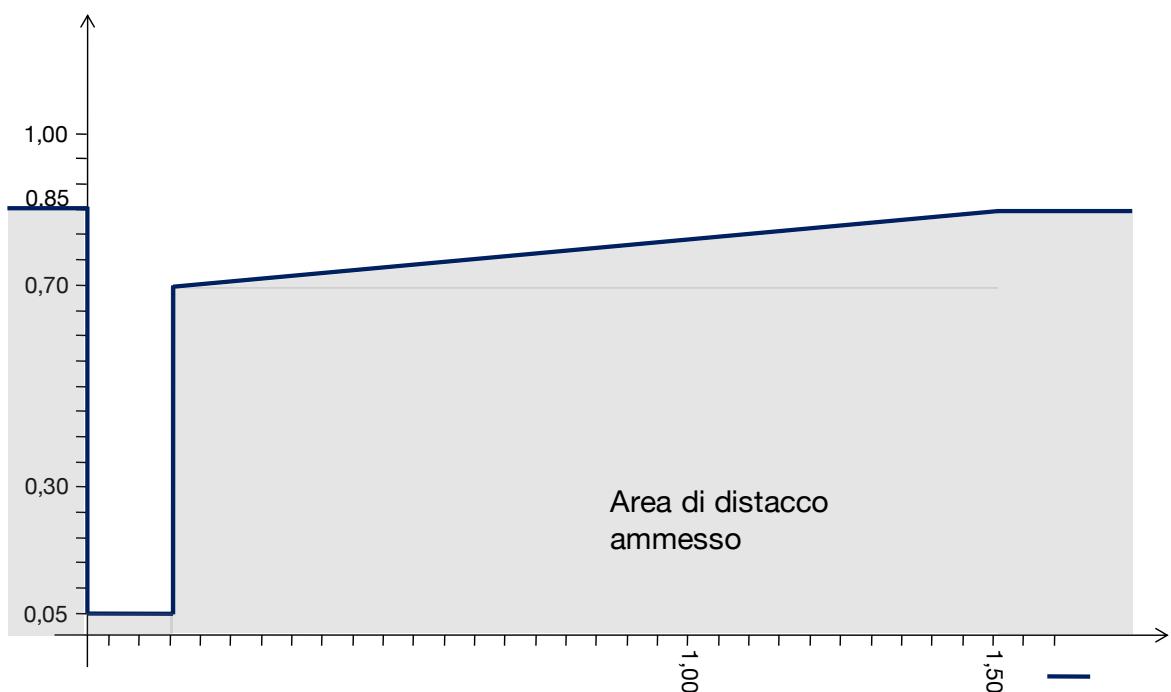
⁷ Con riferimento alla

Tabella 5 Errore. L'origine riferimento non è stata trovata., valore allargato a 0,2 s necessario per garantire l'intervento selettivo delle protezioni garantendo il suo esercizio in sicurezza.

Tabella 6: Parametri relativi alla *Figura 7* per la fault-ride-through capability dei generatori sincroni di tipo C connessi alla rete di trasmissione

U_{ret}	0,05 [p.u.]	T_{clear}	0,15 s
U_{clear}	0,7 [p.u.]	T_{rec1}	0,15 s
U_{rec1}	0,7 [p.u.]	T_{rec2}	0,15 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	1,5 s

Figura 9: Profilo di fault-ride-through dei generatori sincroni di tipo C connessi alla rete di trasmissione



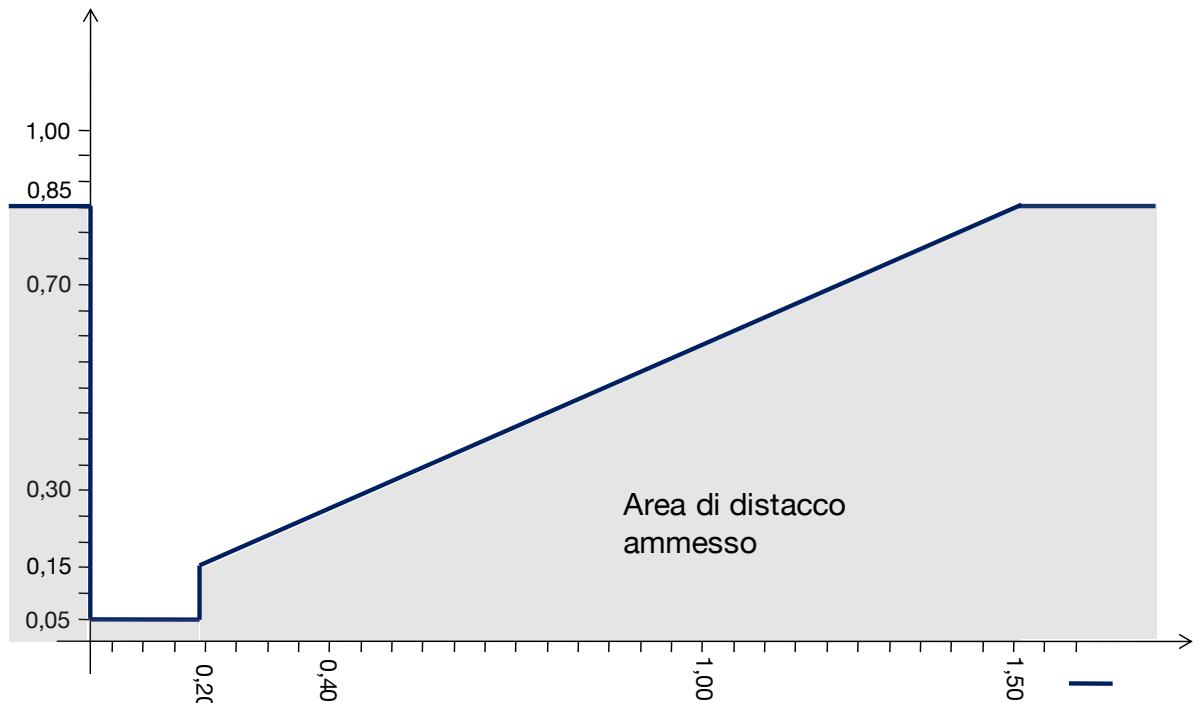
- per quanto riguarda i parchi di generazione:

Tabella 7: Parametri relativi alla Figura 8 per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione

U_{ret}	0,05 [p.u.]	T_{clear}	0,2 ⁸ s
U_{clear}	0,15 [p.u.]	T_{rec1}	0,2 s
U_{rec1}	0,15 [p.u.]	T_{rec2}	0,2 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	1,5 s

⁸ Con riferimento alla Tabella 7 Errore. L'origine riferimento non è stata trovata., valore allargato a 0,2 s necessario per garantire l'intervento selettivo delle protezioni garantendo il suo esercizio in sicurezza.

Figura 10: Profilo di fault-ride-through dei parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione



La logica di distacco è del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

- c) per i gruppi di generazione di tipo D si rimanda all'articolo 16.3 del Regolamento RfG
- d) con riferimento all'articolo 14.3.a.iv del Regolamento RfG, Terna rende annualmente pubblici sul proprio sito internet [35] i valori minimi e massimi delle potenze di corto-circuito in tutti nodi della rete di trasmissione; questi valori possono essere utilizzati come condizioni di riferimento pre-guasto e post-guasto per la verifica della fault-ride-through capability dei gruppi di generazione; i criteri per la determinazione di questi valori della potenza di corto-circuito sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 [7] al CdR.

Punto 14.4

I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione al ripristino del sistema:

- a) il pertinente TSO specifica le condizioni in cui un gruppo di generazione è in grado di riconnettersi alla rete dopo una disconnessione accidentale causata da un disturbo in rete; e
- b) l'installazione dei sistemi di riconnessione automatica è soggetta all'autorizzazione preventiva del pertinente gestore di sistema e alle condizioni di riconnessione specificate dal pertinente TSO.

Punto 14.4.BIS

Con riferimento all'articolo 14.4 del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) per i gruppi di generazione di tipo B e C, le condizioni per la riconnessione alla rete dopo una disconnessione accidentale causata da un disturbo in rete sono descritte all'articolo 13.7.BIS unitamente alle condizioni di connessione;

- b) per i gruppi di generazione di tipo D, le modalità di riconnessione dopo una disconnessione accidentale causata da un disturbo in rete, sono concordate tra Terna e il Titolare dell'impianto di generazione e sono riportate nel Regolamento di Esercizio.

La riconnessione con la rete può avvenire, previo consenso di Terna, all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza come indicato all'articolo 13.1.BIS:

- $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$
- $85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$

In caso di disservizi in corso o condizioni non favorevoli per il parallelo con la rete, Terna può non consentire il rientro in servizio dell'impianto; l'impianto deve mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli previsti.

Punto 14.5

I gruppi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla gestione generale del sistema:

- a) *per quanto riguarda gli schemi e le impostazioni di controllo:*
- i *gli schemi e le impostazioni dei diversi dispositivi di controllo del gruppo di generazione necessari per la stabilità del sistema di trasmissione e per l'adozione di misure di emergenza sono coordinati e concordati tra il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione;*
 - ii *le eventuali modifiche agli schemi e alle impostazioni, specificate al punto i), dei diversi dispositivi di controllo del gruppo di generazione sono coordinate e concordate tra il pertinente TSO, il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione, in particolare qualora siano di applicazione nelle circostanze di cui al paragrafo 5, lettera a), punto i);*
- b) *per quanto riguarda gli schemi e le impostazioni del sistema di protezione:*
- i *il pertinente gestore di sistema specifica gli schemi e le impostazioni necessari per la protezione della rete, tenendo conto delle caratteristiche del gruppo di generazione. Gli schemi di protezione necessari per il gruppo di generazione e la rete e le impostazioni pertinenti per il gruppo di generazione sono coordinati e concordati tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione. Gli schemi di protezione e le impostazioni per i guasti elettrici interni non devono compromettere le prestazioni di un gruppo di generazione, in linea con i requisiti definiti dal presente regolamento;*
 - ii *il sistema di protezione di un gruppo di generazione ha la precedenza rispetto ai controlli operativi, tenendo conto della sicurezza del sistema nonché della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini e contenendo i danni al gruppo di generazione;*
 - iii *gli schemi di protezione possono coprire i seguenti aspetti:*
 - *corto circuito interno ed esterno,*
 - *carico asimmetrico (componente di sequenza inversa),*
 - *sovraaccarico dello statore e del rotore,*
 - *sovraeccitazione/sottoeccitazione,*
 - *sovratensione/sottotensione al punto di connessione,*
 - *sovratensione/sottotensione ai morsetti dell'alternatore,*
 - *oscillazioni inter-area,*
 - *corrente di inserzione,*
 - *funzionamento asincrono (scorrimento dei poli),*
 - *protezione da torsioni dell'albero inammissibili (per esempio, risonanza subsincrona),*
 - *protezione di linea del gruppo di generazione,*
 - *unità di protezione del trasformatore,*
 - *backup in caso di malfunzionamento delle protezioni e delle apparecchiature di manovra,*
 - *sovraflusso (U/f),*
 - *potenza inversa,*
 - *derivata della frequenza, e*
 - *spostamento della tensione di neutro.*

- iv le modifiche agli schemi di protezione necessarie per il gruppo di generazione e la rete e le modifiche alle impostazioni concernenti il gruppo di generazione sono concordate tra il gestore del sistema e il titolare dell'impianto di generazione e l'accordo è raggiunto prima di apportare eventuali modifiche;
- c) il titolare dell'impianto di generazione organizza i dispositivi di protezione e di controllo in base al seguente ordine di priorità (decrescente):
 - i protezione di rete e del gruppo di generazione;
 - ii inerzia sintetica, ove applicabile;
 - iii controllo della frequenza (regolazione della potenza attiva);
 - iv limitazione della potenza; e limitazione della rampa di potenza;
- d) per quanto riguarda lo scambio di informazioni:
 - i gli impianti di generazione di energia sono in grado di scambiare informazioni con il pertinente gestore di sistema o con il pertinente TSO in tempo reale o periodicamente con marcatura temporale, secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO;
 - ii il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il contenuto degli scambi di informazioni, precisando l'elenco esatto dei dati che l'impianto di generazione deve fornire.

Punto 14.5.BIS

Con riferimento agli articoli 14.5.a e 14.5.b del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) per i gruppi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI di riferimento [2] [3] per la definizione degli schemi e impostazioni del controllo e dei sistemi di protezione di questi gruppi di generazione ed in particolare ai paragrafi:
 - i “Sistemi di protezione” della CEI 0-21 [2]
 - ii “Regolamento di Esercizio per Utente attivo” della CEI 0-21 [2]
 - iii “Documentazione tecnica del punto di connessione di Utente attivo” della CEI 0-21 [2]
 - iv Allegato G “Regolamento di Esercizio in parallelo con rete BT “DISTRIBUTORE” di impianti di produzione (AUTOCERTIFICAZIONE)” della CEI 0-21 [2]
 - v “Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale” della CEI 0-16 [3]
 - vi “Utenti attivi non dotati di Unità di Produzione rilevanti” della CEI 0-16 [3]
 - vii “Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale” della CEI 0-16 [3]
 - viii “Separazione dell'impianto di produzione dalla rete” della CEI 0-16 [3]
 - ix “Sistemi di protezione” della CEI 0-16 [3]
 - x “Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione” della CEI 0-16 [3]
 - xi “Documentazione tecnica del punto di connessione” della CEI 0-16 [3]
 - xii Allegato G “Informazioni da fornire circa la funzionalità e le regolazioni del SPG” della norma CEI 0-16 [3].

Le operazioni di coordinamento tra Terna e il pertinente distributore richiamate all'articolo 14.5.a del Regolamento RfG sono svolte all'interno del comitato tecnico CEI CT316 responsabile dello sviluppo delle sopra citate norme.

Al fine di garantire il coordinamento della protezione di interfaccia SPI con i requisiti di FRT di cui all'articolo 14.3.b del Regolamento RfG si dovrà adeguare il setting della soglie di minima tensione sulle norme CEI 0-21 [2] e CEI 0-16 [3], in particolare:

- nella norma CEI 0-21 occorre impostare la soglia 27.S2 per i gruppi rotanti a 0,7 Vn t=0,15 s
- nelle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 occorre impostare la soglia 27.S2 per i parchi eolici e fotovoltaici a 0,15 Vn t=0,2 s

Punto 14.5.TER

Con riferimento all'articolo 14.5.a del Regolamento RfG, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, gli schemi e le impostazioni di controllo sono concordati tra il Titolare dell'impianto di generazione di generazione e Terna, sulla base dalla documentazione fornita dal titolare medesimo per la redazione del Regolamento di Esercizio secondo quanto previsto dall'articolo 33 del Regolamento RfG.

Punto 14.5.QUATER

Con riferimento all'articolo 14.5.b del Regolamento RfG, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, valgono, relativamente agli aspetti protettivi, le prescrizioni riportate di seguito.

Criteri generali

I sistemi di protezione del Titolare dell'impianto di generazione devono rispondere ai seguenti requisiti generali:

- a) essere coordinati con quelli della rete di trasmissione
- b) essere monitorati dal Titolare dell'impianto di generazione ai fini dell'accertamento del comportamento e per la ricostruzione dei disservizi di rete
- c) assicurare la riserva in caso di malfunzionamento della protezione principale di porzioni di rete limitrofe
- d) contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio di rete e la ripresa del servizio.

La scelta del sistema di protezione deve essere effettuata di concerto con Terna, tenendo conto, dei seguenti aspetti:

- a) assetto delle protezioni nella stazione di consegna e, nei casi in cui la stazione di consegna coincida con l'impianto del Titolare, nella/e stazione/i ad esso limitrofa/e
- b) livello di tensione delle connessioni
- c) schemi di connessione e di stazione
- d) caratteristiche della stazione di consegna e, nei casi in cui la stazione di consegna coincida con l'impianto del Titolare, nella/e stazione/i ad esso limitrofa/e (del tipo con isolamento in aria, in SF₆, etc.)
- e) caratteristiche (linea aerea, in cavo o mista) e lunghezza del collegamento.

Gli indici di corretto funzionamento su guasto dei sistemi di protezione relativi all'impianto del Titolare dell'impianto di generazione, non devono essere inferiori al 99%.

Protezioni della stazione di consegna

Il sistema principale di protezione nella stazione di consegna deve eliminare i guasti in maniera selettiva e con tempi coordinati con quelli adottati nella rete di trasmissione, sul medesimo livello di tensione. Le seguenti prescrizioni valgono per stazioni di consegna di proprietà sia del Titolare dell'impianto di generazione che di Terna.

Devono essere previste protezioni di riserva che, opportunamente coordinate, suppliscano, ove necessario, al mancato intervento delle protezioni principali.

I sistemi di sbarre delle stazioni di consegna a 380 kV devono essere dotati di una protezione differenziale di sbarra; mentre per le stazioni di consegna di livello di tensione inferiore, l'impiego di una protezione differenziale di sbarra è stabilito da Terna nella documentazione di connessione, tenuto conto delle caratteristiche funzionali e costruttive dell'impianto.

Protezione contro guasti esterni all'impianto del Titolare dell'impianto di generazione

Il macchinario dell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non eliminati dalle protezioni della rete di trasmissione o da queste non coperti (quali, ad esempio, i guasti longitudinali).

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle dissimmetrie della tensione presenti in rete, il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto ad installare adeguate protezioni che isolino l'impianto al superamento dei limiti fissati. Tali protezioni devono essere tarate, d'accordo con Terna, in maniera tale da non escludere anticipatamente l'impianto in regime transitorio e con l'obiettivo di salvaguardare le esigenze di disponibilità della rete di trasmissione.

Protezioni contro guasti interni all'impianto del Titolare dell'impianto di generazione

Le protezioni contro i guasti interni devono provvedere ad isolare tempestivamente e selettivamente la parte coinvolta dell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione, compatibilmente con lo schema di

connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete di trasmissione o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

Il Titolare dell'impianto di generazione è responsabile del mantenimento dell'efficienza del sistema di protezione contro i guasti interni.

Protezioni dei collegamenti AT e AAT tra la stazione di consegna e la rete di trasmissione

Le linee AT e AAT di collegamento afferenti alla stazione di consegna devono essere protette secondo i criteri adottati da Terna per le linee della rete di trasmissione di pari livello di tensione, come specificato nell'Allegato A.4 al CdR “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV” [9]

Nella stazione di consegna devono essere installati interruttori in grado di interrompere la massima corrente di corto circuito calcolata da Terna.

Gli interruttori nelle stazioni di consegna collegate alla rete a 380 kV devono essere dotati di una protezione di mancata apertura (MAI).

Nelle stazioni di consegna collegate a reti a tensione inferiore, l'impiego di una protezione di mancata apertura è stabilito da Terna tenendo conto delle caratteristiche funzionali e costruttive dell'impianto.

Nei casi di impianti di produzione di modeste dimensioni e con potenza di corto circuito troppo bassa per garantire il corretto intervento di protezioni distanziometriche, devono essere adottate protezioni di massima corrente, coordinate con relè di minima tensione. In presenza di trasformatori di gruppo eserciti a neutro isolato, il sistema di protezione deve essere integrato con relè di massima tensione omopolare.

Tarature dei dispositivi di protezione

Le tarature di tutte le protezioni elettriche, principali e di riserva, ovunque installate (nella stazione di consegna, in quelle limitrofe e nell'impianto del Titolare) che condizionano l'eliminazione dei guasti sulla rete di trasmissione, sono stabilite da Terna mediante procedure codificate e secondo i criteri contenuti nell'Allegato A.11 al CdR “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”[10].

Terna e il Titolare dell'impianto di generazione devono scambiarsi, a tal fine, tutte le informazioni necessarie.

Qualora il Titolare dell'impianto di generazione ritenga che le tarature non garantiscono l'integrità del proprio macchinario o delle proprie apparecchiature, ne dà immediata comunicazione a Terna, il quale, previa verifica, adotta gli opportuni provvedimenti.

Interventi sui dispositivi di protezione

Le caratteristiche funzionali e le tarature delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dal Titolare dell'impianto di generazione senza il preventivo assenso di Terna. In caso di insufficienza funzionale, su richiesta da Terna, il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto ad adeguare le protezioni installate sui propri impianti nelle zone di confine con la rete di trasmissione.

Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea già descritte devono essere associati dispositivi di richiusura rapida e/o lenta.

Terna, a seconda delle caratteristiche dell'impianto e della rete al contorno, definisce il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare, le temporizzazioni e, ove necessario, le condizioni di sincronismo. Tali scelte devono essere effettuate secondo i criteri usualmente adottati per linee della rete di trasmissione di pari livello di tensione.

In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti a impianti di produzione convenzionali con generatori rotanti, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui generatori presenti, e nei tronchi successivi di rete, dove sussista un elevato rischio di perdita del sincronismo.

In casi particolari, la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di impianti di produzione convenzionali con generatori rotanti purché di taglia inferiore a 10 MVA e connessi a reti a tensione di 120-150 kV. Tale modalità devono essere disciplinate nel Regolamento di Esercizio.

Per limitare le sovratensioni di manovra, sulla rete a 380 kV non viene di norma adottata la richiusura rapida tripolare. Nei collegamenti in antenna, per assicurare il successo della richiusura rapida unipolare, legata alla selezione di fase ed alla estinzione dell'arco, si adottano opportuni dispositivi accessori specifici.

Telescatto rapido per protezione

In relazione alle caratteristiche degli impianti ed allo schema di connessione, Terna può prescrivere l'impiego di sistemi di telescatto diretto, che agiscono sugli interruttori dell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione.

Telepilotaggio

Nel caso di linee del Titolare dell'impianto di generazione in cui uno o più estremi appartengano alla rete di trasmissione, l'estremo di competenza del Titolare dell'impianto di generazione deve essere equipaggiato con apparati di telepilotaggio compatibili con quelli adottati negli estremi della rete di trasmissione.

Protezioni dei gruppi sincroni

a) Protezioni contro i guasti interni:

Nel seguito sono elencate le protezioni elettriche minime da adottare (riferite al singolo generatore). Fatto salvo quanto previsto nel Regolamento di Esercizio con riferimento a particolari tipologie d'impianto, le protezioni elettriche sotto elencate valgono (con le eccezioni indicate) per tutti i gruppi di generazione, indipendentemente dal tipo e dalla potenza nominale:

- differenziale di generatore per generatori di potenza pari o superiore a 10 MVA
- minima impedenza con dispositivo antipendolante per generatori di potenza pari o superiore a 20 MVA
- terra statore
- terra rotore
- sotto-eccitazione e/o perdita di eccitazione
- massima tensione
- direzionale di potenza attiva per generatori termoelettrici
- massimo flusso per generatori di potenza pari o superiore a 50 MVA
- perdita di passo per generatori di potenza pari o superiore a 100 MVA
- massima velocità
- massima temperatura parti attive e/o fluido refrigerante
- differenziale di trasformatore elevatore o totale per generatori di potenza pari o superiore a 10 MVA
- protezione distanziometrica lato AT o AAT del trasformatore elevatore con una zona di misura orientata in direzione trasformatore per generatori di potenza pari o superiore a 200 MVA
- massima corrente lato AT o AAT del trasformatore elevatore per generatori di potenza inferiore a 200 MVA
- mancata apertura interruttore di gruppo per generatori di potenza pari o superiore a 20 MVA.

Le protezioni per “sotto-eccitazione e/o perdita di eccitazione”, “massima tensione”, “direzionale di potenza attiva”, “massimo flusso” e “perdita di passo” sono sensibili a perturbazioni sulla rete di trasmissione (quali guasti e oscillazioni elettromeccaniche) nonché a condizioni di emergenza e di ripristino della rete di trasmissione stessa. La taratura di tali protezioni deve, quindi, essere concordata con Terna.

La protezione per mancata apertura dell'interruttore di gruppo può inviare un comando di apertura a interruttori installati nella stazione di consegna o nella/e stazione/i limitrofa/e tramite telescatto.

Le protezioni contro i guasti interni devono comandare il blocco del gruppo di generazione.

b) Protezioni contro i guasti esterni

Ciascun generatore deve essere dotato di protezioni in grado di separarlo dalla rete di trasmissione in caso di guasti nella rete di trasmissione non eliminati correttamente. Le tarature di tali protezioni devono essere coordinate con quelle delle protezioni nella rete di trasmissione e sono, quindi, stabilite da Terna.

Le tarature sono stabilite da Terna secondo i criteri contenuti nell'Allegato A.11 al CdR [10]. In relazione alle esigenze del sistema elettrico cui è connessa la centrale, le tarature potranno essere discordanti da quelle indicate nell'Allegato A.11 al CdR.

Le protezioni contro i guasti esterni devono limitarsi all'apertura dell'interruttore AT o AAT di macchina, allo scopo di separare il generatore ed il trasformatore elevatore dalla rete di trasmissione. Inoltre essi devono mantenersi in servizio sui propri servizi ausiliari, pronti alla ripresa del parallelo con la rete di trasmissione. Le protezioni sono, come descritto nell'Allegato A.4 al CdR [9], le seguenti:

- protezione distanziometrica lato AT o AAT del trasformatore elevatore con tre zone di misura orientate in direzione rete (per generatori di potenza pari o superiore a 200 MVA)
- massima corrente con minima tensione lato MT (per generatori di potenza inferiore a 200 MVA)
- relè di massima tensione omopolare lato AT o AAT (per gruppi di generazione il cui trasformatore elevatore sia esercito con neutro isolato)
- relè a sequenza inversa (squilibrio di corrente)
- massima e minima frequenza
- protezione di sbarra se presente nella stazione di consegna.

Altre protezioni sensibili a eventi di rete diverse da quelle sopra indicate devono essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con Terna in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

L'impianto del Titolare dell'impianto di generazione, connesso direttamente, o tramite linea, a stazioni di consegna dotate di protezione contro la mancata apertura dei relativi interruttori, deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare ai propri interruttori. In particolare, tale esigenza si presenta nel caso in cui l'impianto del Titolare dell'impianto di generazione sia collegato alla stazione di consegna tramite collegamento privo di interruttore nel lato stazione.

Protezioni dei parchi di produzione

a) Protezioni contro i guasti interni:

i. Protezioni del trasformatore AT/MT:

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)
- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore. È consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con Terna.

Alle suddette protezioni elettriche si aggiungono quelle normalmente previste a bordo del trasformatore, ad esempio, Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), etc. i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

Il Titolare dell'impianto può adottare, oltre a quelle che precedono, ulteriori protezioni con l'obiettivo di proteggere l'impianto.

ii. Protezioni installate nella sezione MT

I sistemi di protezione della sezione MT non sono oggetto della presente prescrizione; è tuttavia richiesta l'adozione di idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

b) Protezioni contro i guasti esterni

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Eolica ed a bordo degli aerogeneratori:

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N).

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta protezione, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale di impianto. L'impianto deve essere predisposto per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

Il Titolare può adottare, rispetto all'elenco precedente, ulteriori protezioni purché siano coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti il campo di funzionamento garantito. In tal caso, il Titolare informa Terna della presenza di ulteriori apparati protettivi e concorda con lo stesso le relative tarature.

Le tarature sono stabilite da Terna secondo i criteri stabiliti nell'Allegato A.11 al CdR [10]. In relazione alle esigenze del sistema elettrico cui è connessa la centrale, le tarature possono essere discordanti da quelle indicate nell'Allegato A.11 al CdR.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni carichi squilibrati, etc.) devono essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con Terna in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

Punto 14.5.QUINQUIES

Con riferimento all'articolo 14.5.d del Regolamento RfG, per gli scambi informativi non definiti altrove nel presente documento e necessari all'implementazione di specifiche funzionalità (es. le funzionalità previste negli articoli 13.6, 14.2 del Regolamento RfG etc.) valgono le seguenti precisazioni:

a) I gruppi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione devono essere in grado di scambiare informazioni sia con il distributore che con Terna. A tal fine:

- con riferimento al contenuto dello scambio di informazioni tra il gruppo di generazione e il distributore si rimanda alla normativa CEI di riferimento [2] [3] e, in particolare, ai seguenti documenti:
 - i “Sistema di misura dell'energia elettrica prodotta” della norma CEI 0-21 [2]
 - ii Allegato D “Segnali su protocollo CEI EN 61850” della norma CEI 0-21 [2]
 - iii “Limitazione per effetto di una logica centralizzata” dell'allegato F della norma CEI 0-21 [2]
 - iv “Sistemi di comunicazione” della norma CEI 0-16 [3]
 - v “Requisiti funzionali del contatore” della norma CEI 0-16 [3]
 - vi “Sistemi di comunicazione” della norma CEI 0-16 [3]
 - vii Allegato O “Controllore centrale di impianto” della norma CEI 0-16 [3]
 - viii Allegato T “Segnali su protocollo CEI EN 61850” della norma CEI 0-16 [3]

- con riferimento al contenuto dello scambio di informazioni tra il gruppo di generazione e Terna, anche in attuazione di quanto previsto all'art. 50 del Regolamento UE 2017/1485, tali gruppi



sono essere in grado di inviare a Terna i seguenti dati in tempo reale:

- i. lo stato degli apparecchi di manovra e degli interruttori al punto di connessione
- ii. i flussi di potenza attiva e reattiva, la corrente e la tensione al punto di connessione.

 Lo scambio dati con Terna, è possibile utilizzare il controllore centrale d'impianto di cui Allegato O alla norma CEI 0-16; in tal caso, i dati devono essere trasmessi tramite protocollo di comunicazione IEC 870-5-104.

- b) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, l'impianto del Titolare dell'impianto di generazione deve essere integrato nei processi di controllo e di conduzione della rete di trasmissione (in tempo reale e in tempo differito).

La sicurezza dell'esercizio è assicurata mediante lo scambio di dati ed informazioni tra Impianti, Sale manovra e Centri di Controllo e Teleconduzione di Terna.

Lo scambio di informazioni, ordini e comandi riguardano il controllo in tempo reale, la teleregolazione, la teletrasmissione dati, la telefonìa e i telecomandi.

Per consentire il controllo della rete di trasmissione da parte di Terna, il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto a fornire misure e segnalazioni su parti del proprio impianto, tali da assicurare l'osservabilità dell'impianto stesso e le funzioni di gestione del sistema.

Il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto a trasmettere i dati singoli o aggregati dall'impianto sino alle sedi di Terna ; il Titolare dell'impianto di generazione deve altresì garantire la corrispondenza delle informazioni e dei dati trasmessi con quelli configurati sul sistema di controllo di Terna, così come da quest'ultima comunicati, nonché tutti i servizi di sistema ad essa associati.

Terna stabilisce i formati dei dati ed i protocolli di comunicazione. Le modalità d'interfacciamento devono essere compatibili con il sistema di controllo di Terna.

Le eventuali interfacce con le sedi di Terna, sia hardware che di conversione dei formati e dei protocolli, sono a carico del Titolare dell'impianto di generazione, anche se installate presso i centri di controllo teleconduzione del medesimo TSO.

Le modalità d'interfacciamento con Terna sono riportate nell'Allegato A.6 “Criteri di telecontrollo e acquisizione dati” al CdR [5].

Sotto il profilo funzionale, le prestazioni minime dei sistemi di telecontrollo nei siti di connessione, strumentali al funzionamento della rete di trasmissione, sono riportate nella seguente Tabella 8.

Tabella 8: Prestazioni minime dei sistemi di telecontrollo

Controllo in tempo reale

Funzione	Periodicità o ritardo	Classe di precisione (*)	Modalità	Disponibilità (3)	Integrità (3)
<i>Misure</i>					
Tensione (1)	4"	Allegato A.6 CdR	Periodica		<10 ⁻⁶
Frequenza (1)	4"	Allegato A.6 CdR	Periodica		<10 ⁻⁶
Potenza attiva (1)	4"	Allegato A.6 CdR	Periodica		<10 ⁻⁶
Potenza reattiva (1)	4"	Allegato A.6 CdR	Periodica		<10 ⁻⁶
<i>Segnali di stato</i>					
Interruttori	2"-4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Sezionatori	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Eventi (2)	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Allarmi (2)	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Frequenza	2"	0,5	Periodica		

Teletrasmissione dati

Funzione	Periodicità o ritardo	Classe di precisione (*)	Modalità	Disponibilità (3)	Integrità (3)
<i>Monitoraggio</i>					
Cronologia eventi	10"	=	Spontanea		
Trasferimento file	1 h	=	Spontanea		
<i>Telecomandi</i>					
Comandi interruttori	1"	=		0,9995	<10 ⁻¹⁴
Altri telecomandi	2"	=		0,9995	<10 ⁻¹⁴
<i>Teleregolazioni</i>					
Potenza attiva	2"	1	Periodica		
Potenza reattiva	2"	1	Periodica		
Tensione	2"	0,5	Periodica		
Frequenza	2"	0,5	Periodica		

(1) Nella generalità dei casi ad eccezione delle misure impiegate nelle teleregolazioni di tensione e di frequenza per le quali ci si riferisce all'ultima sezione della tabella (teleregolazioni).

(2) 1" se si tratta di eventi o allarmi di particolare importanza per la conduzione.

(3) Definizione secondo la Norma CEI 57-7, la ediz., febbr. 1998, fascicolo 57-7 3632 R

(*) La classe di precisione indicata è riferita alla classe di precisione dell'intera catena di misura per le misure composte (potenza attiva e potenza reattiva), mentre riguarda i trasformatori di misura (TV) per le misure di tensione. I Convertitori dovranno avere una classe di precisione superiore rispetto quella dei trasformatori di misura (almeno 0,5 per UP sottoposte a solo telecontrollo, e classe 0,1 – 0,2 per UP partecipanti a Teleregolazioni di potenza o tensione)

- c) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, l'elenco di dettaglio e le modalità di scambio delle informazioni sono stabiliti, per ciascun impianto di produzione, nel Regolamento di Esercizio.

In particolare, per l'esercizio in tempo reale della rete di trasmissione è necessario che ciascun impianto di produzione trasmetta le telemisure e i telesegnali secondo quanto prescritto e con le modalità di cui agli Allegati A.6 “Criteri di telecontrollo e di acquisizione dati” [5] e A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna” al CdR [12].

- d) i gruppi di generazione di tipo D devono essere dotati di un'apparecchiatura di misura da installare in corrispondenza del punto di scambio e le cui caratteristiche generali, funzionali, realizzative e di prova sono definite nel dettaglio negli Allegati A.43 [23], A.45 [24] e A.47 al CdR [25]. Secondo quanto previsto al paragrafo “Funzionalità” dell'Allegato A.43 [23], questa apparecchiatura di misura ha in particolare il compito di rendere disponibile i dati di misura ad una o più interfacce di uscita affinché possano:
- i essere inviati tramite il sistema di telecomunicazione al sistema di acquisizione principale (sia direttamente sia per tramite di un SAS)
 - ii essere trasferiti a un TPL (Terminale Portatile di Lettura).

Articolo 15 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo C

Nel seguito, si riportano i requisiti tecnici di connessione non-exhaustive previsti nel Regolamento RfG nonché degli ulteriori requisiti di connessione previsti a livello nazionale per i gruppi di generazione di tipo C e la loro implementazione in Italia con riferimento a tutte le altre tipologie di impianti di potenza pari o superiore (C e D).

Punto 15.1

I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i requisiti di cui agli articoli 13 e 14, ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e del paragrafo 6 dell'articolo 13 e del paragrafo 2 dell'articolo 14.

Al riguardo si precisa quindi che restano fermi i parametri e le specificazioni previste per l'Italia ai paragrafi precedenti.

Punto 15.2

1. *I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della frequenza:*

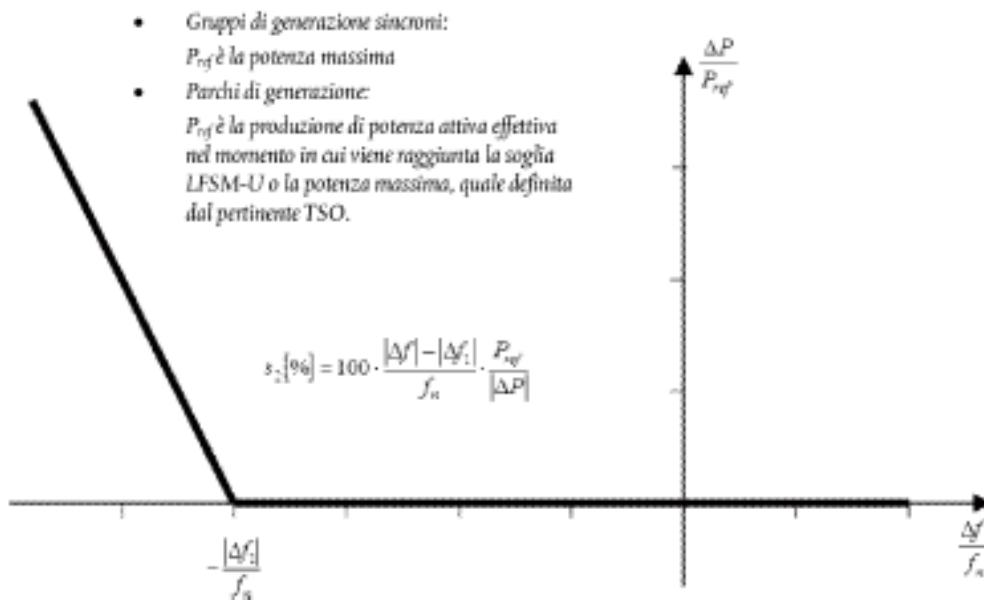
- a) *per quanto riguarda la capacità di regolazione della potenza attiva e l'intervallo di regolazione, il sistema di controllo del gruppo di generazione è in grado di regolare il setpoint della potenza attiva sulla base delle istruzioni fornite al titolare dell'impianto di generazione dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO.*

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

- b) *sono consentite misurazioni locali effettuate manualmente nel caso in cui i dispositivi di controllo remoto automatico siano fuori servizio. Il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO comunica all'autorità di regolamentazione i tempi richiesti per raggiungere il setpoint insieme alla tolleranza per la potenza attiva;*

- c) oltre ai requisiti di cui all'articolo 13, paragrafo 2, ai gruppi di generazione di tipo C si applicano i seguenti requisiti in relazione alla modalità *Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency (LFSM-U)*:
- il gruppo di generazione è in grado di attivare la fornitura della risposta frequenza/potenza attiva con una soglia di frequenza e uno statismo specificati dal pertinente TSO, in coordinamento con i TSO della stessa area sincrona, nel modo seguente:
 - la soglia di frequenza specificata dal TSO è compresa tra 49,8 Hz e 49,5 Hz inclusi;
 - le impostazioni dello statismo specificate dal TSO sono comprese tra il 2 e il 12 %.
 Tali valori sono rappresentati graficamente nella Figura 11;
 - la fornitura effettiva della risposta frequenza/potenza attiva nella modalità LFSM-U tiene conto dei seguenti fattori:
 - condizioni ambientali per l'attivazione della risposta,
 - condizioni operative del gruppo di generazione, in particolare limitazioni relative al funzionamento con una capacità prossima a quella massima a basse frequenze e rispettivo impatto delle condizioni ambientali di cui all'articolo 13, paragrafi 4 e 5, e disponibilità delle fonti energetiche primarie;
 - l'attivazione della risposta frequenza/potenza attiva da parte del gruppo di generazione non subisce indebiti ritardi. Il titolare dell'impianto di generazione è tenuto a giustificare al pertinente TSO eventuali ritardi superiori a due secondi;
 - nella modalità LFSM-U il gruppo di generazione è in grado di fornire un incremento della potenza prodotta fino alla sua potenza massima;
 - è assicurato il funzionamento stabile del gruppo di generazione in modalità LFSM-U;

Figura 11: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-U



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

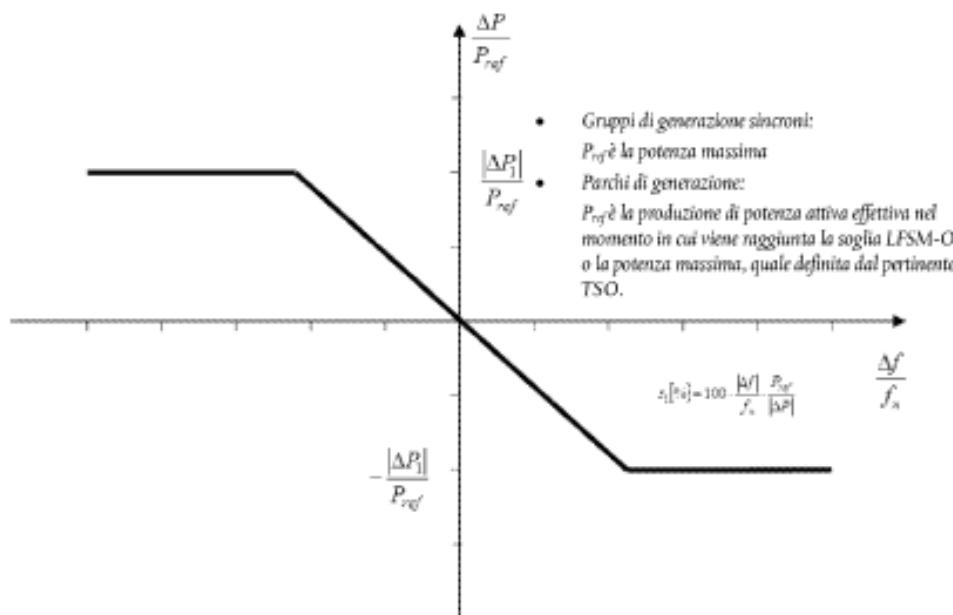
- d) oltre al paragrafo 2, lettera c), quando è attiva la modalità *Frequency Sensitive Mode (“FSM”)* si applicano le seguenti condizioni cumulative:
- il gruppo di generazione è in grado di fornire una risposta frequenza/potenza attiva conforme ai parametri specificati da ciascun pertinente TSO entro gli intervalli riportati nella Tabella 9. Nello specificare tali parametri, il pertinente TSO tiene conto dei seguenti fattori:

- in caso di sovrafrequenza, la risposta frequenza/potenza attiva è limitata dal livello minimo di regolazione,
- in caso di sottofrequenza, la risposta frequenza/potenza attiva è limitata dalla potenza massima,
- la fornitura effettiva della risposta frequenza/potenza attiva dipende dalle condizioni di esercizio e ambientali del gruppo di generazione nel momento in cui la risposta viene attivata, in particolare dalle limitazioni relative al funzionamento con una potenza prossima a quella massima a basse frequenze, conformemente all'articolo 13, paragrafi 4 e 5, e dalle fonti energetiche primarie disponibili;

Tabella 9: Parametri per la risposta frequenza/potenza attiva in modalità FSM (spiegazione della Figura 12)

Parametri	Intervalli
Rapporto potenza attiva/potenza massima $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5 — 10 %
Insensibilità della risposta in frequenza	$ \Delta f_1 $ 10 — 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_1 }{f_n}$ 0,02 — 0,06 %
Banda morta della risposta in frequenza	0 — 500 mHz
Statismo s_1	2 — 12 %

Figura 12: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità FSM che illustra il caso con banda morta e insensibilità pari a zero



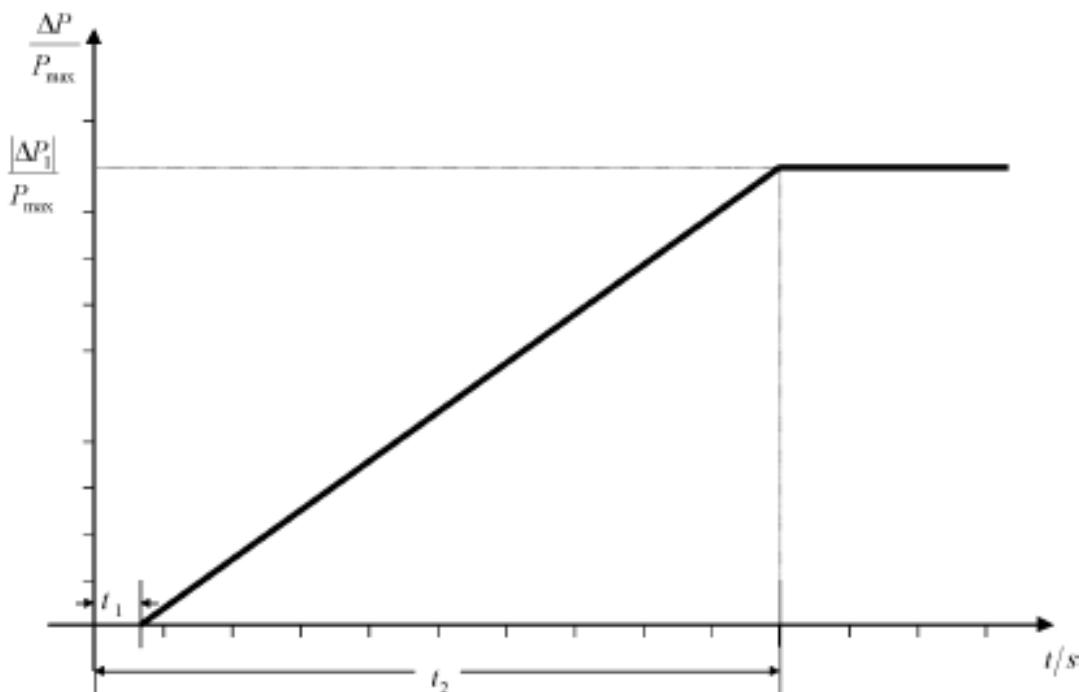
Pref è la potenza attiva di riferimento alla quale si riferisce ΔP . ΔP è la variazione nella produzione di potenza attiva del gruppo di generazione. f_n è la frequenza nominale (50 Hz) nella rete e Δf è la deviazione della frequenza nella rete.

- ii la banda morta della risposta in frequenza in caso di deviazioni della frequenza e lo statismo devono poter essere riselectonati ripetutamente;
- iii in caso di variazioni a gradino di frequenza, il gruppo di generazione è in grado di attivare la risposta frequenza/potenza attiva completa, in corrispondenza o al di sopra della linea piena mostrata nella Figura 13, conformemente ai parametri specificati da ciascun TSO (che sono intesi ad evitare le oscillazioni della potenza attiva per il gruppo di generazione) entro gli intervalli riportati nella Tabella 10. Nella scelta della combinazione dei parametri specificati dal TSO si tiene conto di eventuali limitazioni correlate alla tecnologia;
- iv l'attivazione iniziale della risposta frequenza/potenza attiva richiesta non subisce indebiti ritardi.

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

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

Figura 13: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva. P_{max} è la potenza massima alla quale si riferisce ΔP



ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva da parte del gruppo di generazione. Il gruppo di generazione deve fornire la produzione di potenza attiva ΔP fino al punto ΔP_1 , nel rispetto dei tempi t_1 e t_2 , dove i valori ΔP_1 , t_1 e t_2 sono specificati dal pertinente TSO sulla base della Tabella 10. t_1 è il ritardo iniziale. t_2 è il tempo per l'attivazione completa.

- v il gruppo di generazione è in grado di fornire la piena risposta frequenza/potenza attiva per un periodo compreso tra 15 e 30 minuti specificato dal pertinente TSO. Nello specificare il periodo, il TSO tiene conto del margine di potenza attiva e della fonte energetica primaria del gruppo di generazione;

- vi entro i limiti di tempo di cui al paragrafo 2, lettera d), punto v), il controllo della potenza attiva non deve avere alcun impatto negativo sulla risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione;
- vii i parametri specificati dal pertinente TSO conformemente ai punti i), ii), iii) e v) sono comunicati alla pertinente autorità di regolamentazione. Le modalità di tale comunicazione sono specificate nel rispetto del quadro regolamentare nazionale applicabile;

Tabella 10: Parametri per la piena attivazione della risposta frequenza/potenza attiva in esito a variazioni a gradino della frequenza (spiegazione della Figura 13)

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

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

Punto 15.2.BIS

Con riferimento all'articolo 15.2.a del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI 0-16 [3] per la definizione delle prestazioni del sistema di controllo della potenza attiva del gruppo.

Il sistema di controllo di un gruppo di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione deve controllare la potenza attiva del gruppo attorno al valore di setpoint (riferimento) con una tolleranza non superiore a $\pm 2\%$ della sua potenza nominale per un funzionamento a regime, ossia quando il segnale di riferimento è costante,

In caso di variazione del segnale di riferimento, durante il transitorio di variazione del segnale, è permesso un errore di controllo massimo del $\pm 5\%$ della potenza nominale del gruppo di generazione; entro 20s dalla fine del transitorio di variazione del segnale di riferimento, l'errore di controllo deve ritornare sotto il valore di tolleranza a regime

Questi valori sulla tolleranza del controllo non si intendono applicabili per servizi specifici di rete (ad esempio, la regolazione di frequenza) qualora altri valori di tolleranza siano specificati.

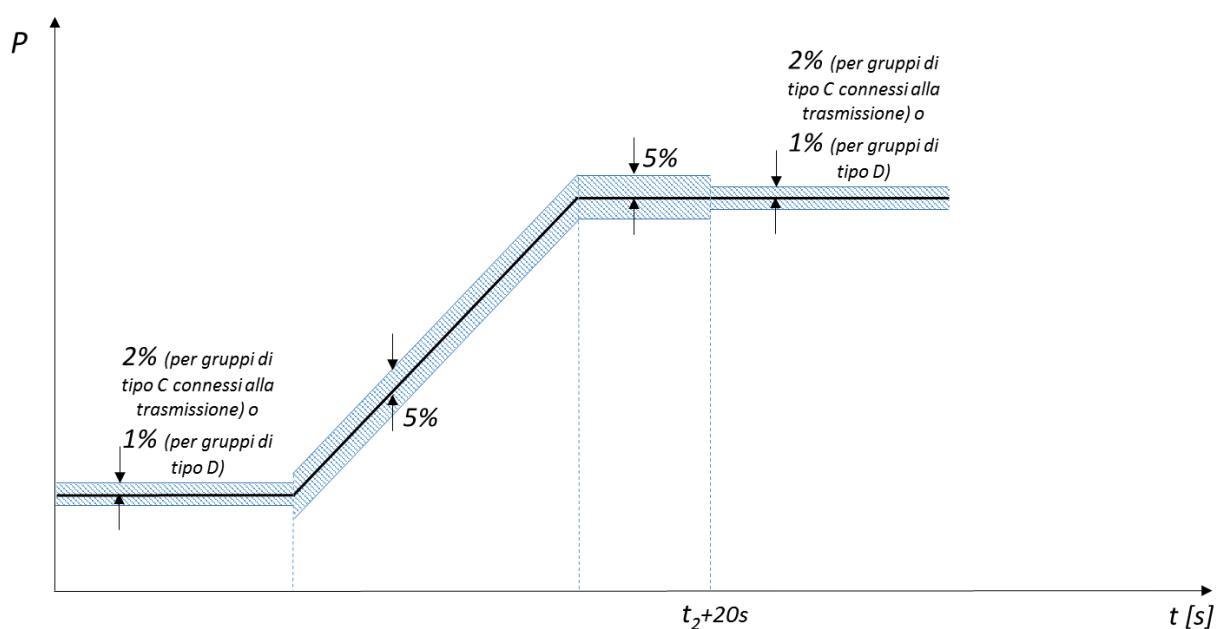
 il sistema di controllo di un gruppo di generazione di tipo C connesso alla rete di trasmissione o di tipo D deve controllare la potenza attiva del gruppo (misurata come media sul secondo) attorno al valore di setpoint (riferimento), per un funzionamento a regime, ossia quando il segnale di riferimento è costante con un errore massimo pari a:

- $\pm 2\%$ della potenza nominale del gruppo per i gruppi di generazione di tipo C connesso alla rete di trasmissione
- $\pm 1\%$ della potenza nominale del gruppo per i gruppi di generazione di tipo D.

In caso di variazione del segnale di riferimento, durante il transitorio di variazione del segnale, è permesso un errore di controllo massimo del $\pm 5\%$ della sua potenza nominale del gruppo di generazione; entro 20s dalla fine del transitorio di variazione del segnale di riferimento, l'errore di controllo deve ritornare sotto il valore di tolleranza a regime, come illustrato in Figura 14.

Questi valori sulla tolleranza del controllo non si applicano a servizi specifici di rete (ad esempio, la regolazione di frequenza), nel caso in cui siano specificati altri valori di tolleranza.

Figura 14: Rappresentazione della tolleranza del discostamento tra la potenza attiva del gruppo, misurata come media al secondo, e il valore di riferimento



Punto 15.2.TER

Con riferimento all'articolo 15.2.c [Modalità LFSM-U] del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- i requisiti del presente articolo non si applicano ai gruppi di generazione di tipo C e D che possono dimostrare di essere privi, per propria natura, di capacità regolanti
- per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI [3] per la definizione delle prestazioni del sistema di controllo della potenza attiva del gruppo. In particolare:

Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione la potenza P_{ref} rappresenta:

- la potenza attiva nominale per i gruppi di generazione sincroni*
- la potenza attiva erogata all'istante di superamento della soglia di frequenza (valore memorizzato) per i parchi di generazione.*

La soglia di frequenza ha valore di default pari a 49,8Hz.

Lo statismo è pari a:

- 4% per i gruppi di generazione sincroni delle unità idroelettriche*
- 5% per i gruppi di generazione sincroni delle unità termoelettriche (anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore)*
- per i parchi di generazione, è funzione del margine di potenza a salire eventualmente disponibile ed è tale da esaurire tale margine al massimo entro un valore di frequenza specificato dal gestore di sistema (valore di default 49,5 Hz)*

Tempi di attuazione:

- nel caso di parchi di generazione eolica, l'incremento della potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato deve avvenire con tempi inferiori a 10s*
- nel caso di parchi di generazione fotovoltaica, l'incremento della potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato deve avvenire con tempi inferiori a 2s*
- per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione, la variazione di potenza deve essere eseguita con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto*

- Con riferimento alla Figura 11 e analogamente a quanto previsto all'articolo 13.2.BIS per la modalità LFSM-O dei gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, la potenza P_{ref} rappresenta,
 - la potenza attiva nominale per i gruppi di generazione sincroni*
 - la potenza attiva erogata all'istante di superamento della soglia di frequenza (valore memorizzato) per i parchi di generazione.*

La soglia di frequenza è comunicata da Terna con un valore di default pari a 49,8Hz.

Lo statismo da implementare è comunicato da Terna; analogamente a quanto previsto per la modalità LFSM-O, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, valgono le seguenti impostazioni di default, salvo diversa comunicazione da parte di Terna:

- per i gruppi di generazione sincroni delle unità idroelettriche, il grado di statismo di default è pari a 4%*
- per i gruppi di generazione sincroni delle unità termoelettriche, il grado di statismo di default è pari a 5%. Ciò vale per ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore*
- per i parchi di generazione, lo statismo è funzione del margine di potenza a salire eventualmente disponibile ed è tale da esaurire tale margine al massimo entro un valore di frequenza specificato da Terna (valore di default 49,5 Hz). Si rimanda alle successive Figura 12 e Tabella 9 per i parametri di regolazione coordinati con gli altri servizi di regolazione di frequenza previsti*

Per i tempi di attuazione della modalità LFSM-U (comprensivi dell'eventuale ritardo iniziale), secondo quanto previsto per la modalità LFSM-O, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, valgono le seguenti prescrizioni:

- nel caso di parchi di generazione eolica, l'incremento della potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato deve avvenire con tempi inferiori a 10s*
- nel caso di parchi di generazione fotovoltaica, l'incremento della potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato deve avvenire con tempi inferiori a 2s*

- iii per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione, la variazione di potenza deve essere eseguita con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto (certificato con prove di tipo per i gruppi di generazione di tipo D)

Punto 15.2.QUATER

Con riferimento all'articolo 15.2.d [Modalità FSM] del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- i requisiti del presente articolo non si applicano ai gruppi di generazione di tipo C e D che possono dimostrare di essere privi, per propria natura, di capacità regolanti.
- per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI [3] per la definizione delle prestazioni del sistema di controllo della potenza attiva del gruppo.

I valori di banda morta, statismo e insensibilità devono essere scelti come segue, se non diversamente comunicato dal pertinente gestore di sistema:

- Per i gruppi di generazione sincroni idroelettrici e i parchi di generazione:*
 - grado di statismo non superiore al 4%*
 - la banda morta intenzionale non superiore a ± 10 mHz.*
- Per i gruppi di generazione sincroni termoelettrici:*
 - la banda morta intenzionale non superiore a ± 10 mHz per le unità a vapore a ciclo semplice e a ± 20 mHz, per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati*
 - grado di statismo non superiore al 5% (anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore);*

L'insensibilità massima dei regolatori non deve essere superiore a ± 10 mHz.

Tempo massimo per la piena risposta:

- per i parchi di generazione fotovoltaici 2s*
- per i parchi di generazione eolici 10s*
- per i gruppi di generazione sincroni 30s (entro 15s erogata almeno la metà della potenza richiesta)*

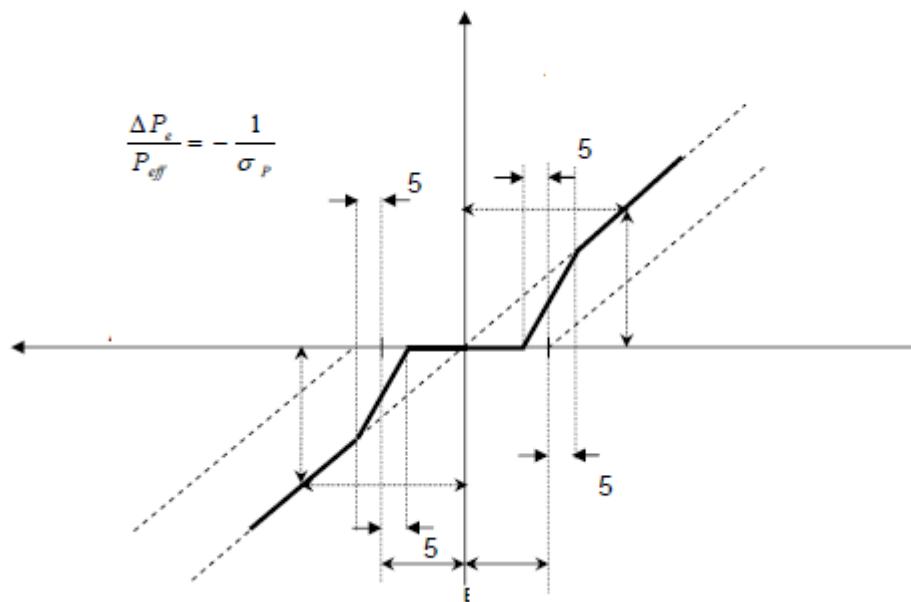
Il ritardo iniziale dei gruppi di generazione senza inerzia deve essere inferiore a 500ms. In caso di gruppi di generazione con inerzia deve essere inferiore a 2s.

Il gruppo di generazione deve essere in grado di fornire la piena risposta frequenza/potenza attiva per almeno 30 minuti consecutivi.

- per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, con riferimento alla Figura 12, la potenza P_{ref} , se non diversamente specificato da Terna, rappresenta la potenza attiva nominale del gruppo;
- per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, con riferimento alla Tabella 9 e alla Figura 12, i valori di banda morta, statismo e insensibilità devono essere scelti come segue, se non diversamente comunicato da Terna:
 - per i gruppi di generazione sincroni idroelettrici e i parchi di generazione:
 - deve essere impostato un grado di statismo non superiore al 4%
 - la banda morta intenzionale non deve essere superiore a ± 10 mHz
 - per i gruppi di generazione sincroni termoelettrici:
 - la banda morta intenzionale non deve essere superiore a ± 10 mHz per le unità a vapore a ciclo semplice e a ± 20 mHz, per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati
 - deve essere impostato un grado di statismo non superiore al 5%. A ciò deve attenersi anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore
- per tutti i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, l'insensibilità massima dei regolatori, cioè il limite tecnologico dei regolatori stessi, non deve essere superiore a ± 10 mHz
- per tutti i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, con riferimento al metodo di implementazione nel regolatore della banda morta, si precisa che in

caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria deve essere recuperato, secondo uno schema simile a quello riportato in Figura 15.

Figura 15: Modalità di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori



- g) Per tutti i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, con riferimento all'articolo 15.2.d.iii, le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:
- Per i parchi di generazione di tipo fotovoltaico, la variazione di potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato deve avvenire con tempi inferiori a 2s e l'attivazione del servizio deve avvenire senza ritardi intenzionali.
 - Per i parchi di generazione di tipo eolico, la variazione di potenza immessa in rete secondo lo statismo impostato deve avvenire con tempi inferiori a 2s e l'attivazione del servizio deve avvenire senza ritardi intenzionali.
 - Per tutti gli altri tipi di gruppi di generazione, il contributo deve essere fornito in accordo con quanto segue:
 - entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della ΔP_e richiesta,
 - entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la ΔP_e richiesta,
 - per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, non è consentita alcuna ulteriore limitazione di ampiezza alla fornitura della riserva primaria diversa da quelle definite nel presente articolo.
 - Tenuto conto degli statismi definiti all'articolo 15.2.QUATER.c, il tempo di attivazione completa t2 ed il rapporto potenza attiva/potenza massima definiti nella Tabella 10 vengono scelti come segue:

Tabella 11: Parametri per la risposta in frequenza FSM

Tipologie di generatori	Parchi di generazione fotovoltaica	Parchi di generazione eolica	Gruppo di generazione idroelettrico	Gruppo di generazione termoelettrico
Statismo	4%	4%	4%	5%
Aampiezza della risposta ($ \Delta P_1 /P_{max}^9$)	10%	10%	10%	8%
Tempo di attivazione completa t2 della Figura 13	2s	2s	30s	30s

- h) Con riferimento all'articolo 15.2.d.iv del Regolamento RfG, il ritardo iniziale della risposta dei parchi di generazione deve essere inferiore a 500ms.
- i) Con riferimento all'articolo 15.2.d.vi del Regolamento RfG, una volta attuata la variazione di potenza richiesta dalla regolazione primaria, il gruppo di generazione deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza per almeno 30 minuti consecutivi se non intervengono ulteriori variazioni di frequenza; nel caso intervengano ulteriori variazioni di frequenza, il gruppo deve continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza e dello statismo impostato.

Punto 15.2.QUINQUIES

Con riferimento all'articolo 15.2.e del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

la regolazione secondaria di frequenza è effettuata dai gruppi di generazione (o unità di produzione) abilitati al servizio, come disciplinato dal capitolo 4 del CdR, mediante l'acquisizione e l'elaborazione di un segnale, il *Livello di Regolazione*, inviato da un dispositivo automatico centralizzato, il Regolatore di Rete. I regolatori dei gruppi di generazione (o unità di produzione) acquisiscono il segnale di livello elaborato da Terna e modificano la loro produzione all'interno di una banda di regolazione messa a disposizione del Sistema.

I regolatori di velocità/carico dei gruppi di generazione (o unità di produzione) che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza, devono:

- a) essere in grado di ricevere dal regolatore centralizzato di rete, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento di potenza, sotto forma di livello percentuale, variabile tra 0 e 100%, riferito alla riserva di regolazione secondaria disponibile
- b) nel caso di impianti formati da più Unità di Produzione, essere dotati di un dispositivo in grado di ripartire la potenza attiva fra le UP in regolazione.
- c) mettere a disposizione di Terna il telesegnale di stato della regolazione secondaria;
- d) il gradiente di variazione di potenza per l'erogazione della riserva secondaria deve essere non inferiore alla velocità di variazione del segnale di livello di teleregolazione. Tale velocità di variazione è comunicata da Terna ed è funzione della costante di tempo integrale T impostata nel regolatore di rete.
- e) la riserva secondaria richiesta deve poter essere erogata con continuità per un tempo massimo non inferiore a 2 ore.

Punto 15.2.SEXIES

Con riferimento all'articolo 15.2.f, si applica quanto segue:

- a) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, in accordo con quanto previsto al paragrafo “Caratteristiche generali del piano di alleggerimento” dell’allegato A12 al CdR [11], non è richiesta la definizione di soglie di frequenza specifiche per la disconnessione dei gruppi in funzionamento da carico, poiché il piano di alleggerimento dal regime di sotto-frequenza viene attuato da apparati EAC, installati prevalentemente presso le Cabine Primarie delle reti di distribuzione

9 Per potenza massima Pmax si intende per i parchi la potenza nominale disponibile dell'impianto

- b) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, le soglie di sottofrequenza per il distacco del carico degli impianti di generazione di energia in funzionamento da carico, compresi gli impianti idroelettrici con accumulo per pompaggio, sono comunicate da Terna e riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto; i valori da implementare sono identificati da Terna sulla base di considerazioni sui possibili scenari di transitori di rete. I criteri ed i valori delle soglie individuate sono riportati nell'Allegato A.12 al CdR [10].

Punto 15.2.SEPTIES

Con riferimento all'articolo 15.2.g, si applica quanto segue:

- a) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, allo stato attuale, le prescrizioni per il monitoraggio in tempo reale della modalità FSM sono ancora allo studio
- b) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, il monitoraggio in tempo reale della modalità FSM viene effettuato da Terna sfruttando le misure scambiate nell'ambito del più ampio di monitoraggio della sicurezza dell'esercizio della rete già oggetto degli articoli 14.5.d e 14.5.QUINQUIES. Le modalità d'interfacciamento di questi gruppi di generazione con i sistemi di Terna sono riportate nell'Allegato A.6 al CdR [5]. Inoltre, l'elenco delle informazioni scambiate tra Terna e il gruppo di generazione deve essere riportato nel Regolamento di Esercizio.
- c) per il monitoraggio in tempo reale della modalità FSM dei gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, è richiesto uno scambio dati tra Terna e il Titolare dell'impianto di generazione (attraverso il medesimo sistema utilizzato per il telecontrollo del gruppo di generazione o dell'Unità di Produzione da parte di Terna) che comprenda almeno le seguenti telemisure:
 - Potenza attiva del gruppo di generazione (o dell'Unità di Produzione, se del caso)
 - Frequenza dal canale del regolatore di velocità dei gruppi di generazione
 - Frequenza di rete
 - Riferimento di potenza¹⁰

Limitatamente al dettaglio delle caratteristiche delle telemisure sopra riportate vale quanto specificato al paragrafo “Tipologie e caratteristiche dello scambio dati” dell'Allegato A.73 al CdR [31]

Punto 15.3

Per quanto riguarda la stabilità della tensione, i gruppi di generazione di tipo C sono in grado di disconnettersi automaticamente quando la tensione nel punto di connessione raggiunge i livelli specificati dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO.

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

Punto 15.3.BIS

Con riferimento all'articolo 15.3 del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) i requisiti del presente articolo non valgono per i gruppi di generazione di tipo D secondo quanto previsto dall'articolo 16.1 del Regolamento RfG
- b) relativamente ai termini e alle impostazioni per l'effettiva disconnessione dei gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione si rimanda alla normativa CEI 0-16 [6] di riferimento e, in particolare, ai paragrafi:
 - i “Dispositivo di Interfaccia (DDI)” della CEI 0-16 [6] per la definizione dei requisiti del DDI e
 - ii “Sistemi di protezione” CEI 0-16 [6] per quelli del SPI.

¹⁰ Corrisponde alla potenza linda impostata nel regolatore di carico del gruppo, al netto dell'eventuale contributo di regolazione primaria ma comprensivo dell'eventuale contributo di regolazione secondaria e a valle del limitatore finale di gradiente d'impianto.

La taratura delle protezioni di interfaccia deve essere aggiornata in funzione delle curve LVRT definite all'articolo 14 per generatori sincroni e parchi. In particolare, le tarature della protezione di interfaccia devono essere allineate ai seguenti valori

SINCRONI

- min tensione (soglia I): 0.85 pu (dopo 1,5 s);
- min tensione (soglia II): 0.7 pu (dopo 0,15 s);
- max tensione (soglia I): 1.1 pu (dopo 603 s);
- max tensione (soglia II): 1.2 pu (dopo 0,6 s).

PARCHI

- min tensione (soglia I): 0.85 pu (dopo 1,5 s);
- min tensione (soglia II): 0.15 pu (dopo 0,2 s);
- max tensione (soglia I): 1.1 pu (dopo 603 s);
- max tensione (soglia II): 1.2 pu (dopo 0,6 s).

- c) per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione si rimanda alle prescrizioni dell'Allegato A.11 del CdR [10]

Punto 15.4

I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla robustezza:

- a) in caso di oscillazioni della potenza, i gruppi di generazione mantengono la stabilità statica in qualsiasi punto di funzionamento del diagramma di capability P-Q;
- b) fatto salvo l'articolo 13, paragrafi 4 e 5, i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete e di funzionare senza alcuna riduzione di potenza, fintantoché la tensione e la frequenza restano entro i limiti specificati dal presente regolamento;
- c) i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete durante le richiusure automatiche monofase o trifase sulle linee delle reti magliate, ove applicabile per la rete alla quale sono connessi. I dettagli di tale capacità sono soggetti a coordinamento e accordi sugli schemi e le impostazioni di protezione di cui all'articolo 14, paragrafo 5, lettera b).

Punto 15.4.BIS

Con riferimento agli articoli 15.4.a e 15.4.b del Regolamento RfG, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D si applica quanto segue: i generatori ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino della rete. In tali condizioni l'impianto di produzione deve garantire:

- a) l'erogazione della potenza attiva programmata;
- b) la possibile partecipazione alla regolazione di frequenza, secondo le caratteristiche proprie dei gruppi;
- c) la possibile partecipazione alla regolazione di tensione, secondo le caratteristiche proprie dei gruppi.

Il sistema di regolazione del gruppo deve garantire il funzionamento stabile del gruppo per range di frequenza e intervalli di tempo riportati nell'articolo 13.1.BIS.

Punto 15.5

I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione al ripristino del sistema:

- a) per quanto riguarda la capacità di black start:
 - i la capacità di black start non è un requisito obbligatorio, fatta salva la facoltà degli Stati membri di introdurre norme obbligatorie a garanzia della sicurezza del sistema;
 - ii i titolari degli impianti di generazione di energia, su richiesta del pertinente TSO, presentano un preventivo per la fornitura della capacità di black start. Il pertinente TSO può fare tale richiesta qualora ritenga che la sicurezza del sistema sia a rischio a causa della mancata disponibilità della capacità di black start nell'area di controllo;

- iii un gruppo di generazione con capacità di black start può essere avviato dopo un arresto senza alcuna fornitura di energia elettrica esterna entro un intervallo di tempo specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
 - iv un gruppo di generazione con capacità di black start è in grado di sincronizzarsi entro i limiti di frequenza di cui all'articolo 13, paragrafo 1, lettera a), e, ove applicabile, entro i limiti di tensione specificati dal pertinente gestore di sistema o all'articolo 16, paragrafo 2;
 - v un gruppo di generazione con capacità di black start è in grado di regolare automaticamente brusche variazioni di tensione generate dalla connessione della domanda;
 - vi un gruppo di generazione con capacità di black start:
 - è in grado di regolare le connessioni di carico nel carico di blocco,
 - è in grado di funzionare in modalità LFSM-O e LFSM-U, come specificato al paragrafo 2, lettera c), e all'articolo 13, paragrafo 2,
 - controlla la frequenza in caso di sovrafrequenza e sottofrequenza nell'intero intervallo di produzione di potenza attiva tra il livello minimo di regolazione e la potenza massima, nonché in condizioni di funzionamento in rifiuto di carico,
 - è in grado di funzionare in parallelo con altri gruppi di generazione dentro un'isola, e
 - controlla la tensione automaticamente durante la fase di ripristino del sistema;
- b) per quanto riguarda la capacità di partecipare al funzionamento in isola:
- i i gruppi di generazione sono in grado di partecipare al funzionamento in isola se richiesto dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO e:
 - ii i limiti di frequenza per il funzionamento in isola sono quelli stabiliti conformemente all'articolo 13, paragrafo 1, lettera a),
 - iii i limiti di tensione per il funzionamento in isola sono quelli stabiliti conformemente all'articolo 15, paragrafo 3, o all'articolo 16, paragrafo 2, ove applicabile;
 - iv i gruppi di generazione supportano la modalità FSM durante il funzionamento in isola, secondo quanto specificato al paragrafo 2, lettera d).
 - v In caso di surplus di potenza, i gruppi di generazione sono in grado di ridurre la produzione di potenza attiva da un punto di funzionamento precedente a un nuovo punto di funzionamento nel diagramma di capability P-Q. A tale riguardo, il gruppo di generazione è in grado di ridurre la produzione di potenza attiva nella misura massima consentita dalle caratteristiche tecniche intrinseche, fino ad almeno il 55 % della sua potenza massima;
 - vi il metodo per rilevare il passaggio dal funzionamento come sistema interconnesso al funzionamento in isola è concordato tra il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO. Il metodo di rilevamento concordato non deve basarsi esclusivamente sui segnali di posizione dell'apparecchiatura di manovra del gestore di sistema;
 - vii i gruppi di generazione supportano le modalità LFSM-O e LFSM-U durante il funzionamento in isola, secondo quanto specificato al paragrafo 2, lettera c), e all'articolo 13, paragrafo 2.
- c) per quanto riguarda la capacità di risincronizzazione rapida:
- i qualora il gruppo di generazione si disconnetta dalla rete, esso è in grado di effettuare la risincronizzazione rapida in linea con la strategia di protezione concordata tra il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, e l'impianto di generazione;
 - ii un gruppo di generazione con tempo minimo di risincronizzazione superiore a 15 minuti dopo la sua disconnessione da una fonte esterna di alimentazione deve essere progettato in modo tale da attivare il funzionamento in rifiuto di carico da qualsiasi punto di funzionamento nel diagramma di capability P-Q. In questo caso, l'identificazione del funzionamento in rifiuto di carico non deve basarsi esclusivamente sui segnali di posizione dell'apparecchiatura di manovra del gestore di sistema;
 - iii gruppi di generazione sono in grado di continuare a funzionare dopo l'attivazione del funzionamento in rifiuto di carico, indipendentemente da un'eventuale connessione ausiliaria alla rete esterna. Il tempo di funzionamento minimo è specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, tenendo conto delle caratteristiche specifiche della tecnologia del motore primo.

Punto 15.5.BIS

Con riferimento all'articolo 15.5.a del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione non partecipano al ripristino del servizio elettrico di pertinenza di Terna, salvo diversa esigenza del pertinente gestore di sistema a cui sono direttamente connessi
- b) per quanto riguarda i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D secondo quanto previsto nell'Allegato A.19 al CdR [18], l'identificazione e la scelta delle centrali/gruppi di prima riaccensione sono fatte sulla base dei seguenti criteri:
 - i capacità di avviamento rapido e completamente autonomo;
 - ii significativa potenza concentrata su pochi gruppi;
 - iii possibilità di generare potenza attiva in regime di sovraeccitazione o di sottoeccitazione con buona regolazione della tensione;
 - iv possibilità di regolare la frequenza in servizio separato.

Le centrali di prima riaccensione hanno il compito di lanciare tensione sulle linee che compongono le direttive di riaccensione, regolando tensione e frequenza ai valori nominali ed entro ristretti limiti di variabilità.

Punto 15.5.TER

Con riferimento all'articolo 15.5.b del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, come disciplinato nella norma CEI 0-16 [3] il funzionamento in isola è normalmente ammesso sulla rete del Titolare dell'impianto di generazione, mentre il funzionamento in isola sulla rete del pertinente gestore di sistema non è ammesso, salvo casi regolamentati su specifica richiesta e secondo specifici accordi con il pertinente gestore di sistema e/o Terna.
- b) I regolatori dei gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D devono essere dotati della funzione ILF (Integrale Locale di Frequenza), come disciplinato nell'Allegato A.15 al CdR [14].

Punto 15.5.QUATER

Con riferimento all'articolo 15.5.c, si applica quanto segue:

- a) Con riferimento al punto (ii), un gruppo di generazione con tempo minimo di risincronizzazione superiore a 15 minuti dopo la sua disconnessione da una qualsiasi fonte esterna di alimentazione (ovvero in caso di mancanza della rete principale nel punto di connessione e su eventuale alimentazione secondaria per i servizi ausiliari d'impianto) deve essere progettato in modo tale da attivare il funzionamento in rifiuto di carico da qualsiasi punto di funzionamento nel diagramma di capability P-Q.
- b) Il tempo minimo di risincronizzazione di 15 minuti è inoltre da intendere come tempo minimo necessario al gruppo di generazione di tipo C o D, per risincronizzarsi con la rete una volta che è stata ripristinata l'alimentazione nel punto di connessione.
- c) Con riferimento al punto (iii), i gruppi di generazione termoelettrici di tipo D, fatte salve dimostrate impossibilità tecniche, debbono fornire il servizio di rifiuto del carico, consistente nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della disconnessione del gruppo di generazione dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari dai rispettivi trasformatori di unità per un tempo pari ad almeno 12 ore.

Il requisito relativo alle 12 ore potrà essere soggetto a revisione sulla base delle risultanze delle prove di conformità e delle esigenze di esecuzione della riaccensione.

Punto 15.6

I gruppi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla gestione del sistema:

- a) *per quanto riguarda la perdita di stabilità angolare o la perdita di controllo, un gruppo di generazione è in grado di disconnettersi automaticamente dalla rete per contribuire a preservare la sicurezza della rete o per prevenire danni al gruppo di generazione. Il titolare dell'impianto di*

generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, concordano i criteri per il rilevamento della perdita di stabilità angolare o della perdita di controllo;

b) per quanto riguarda la strumentazione:

- i gli impianti di generazione di energia sono muniti di un dispositivo che consente la registrazione dei guasti e il monitoraggio del comportamento dinamico del sistema. Tale impianto registra i seguenti parametri:
 - tensione,
 - potenza attiva,
 - potenza reattiva, e
 - frequenza.

Il pertinente gestore di sistema ha il diritto di specificare la qualità dei parametri da rispettare in materia di fornitura, a condizione di dare un preavviso ragionevole;

- ii le impostazioni delle apparecchiature per la registrazione dei guasti, inclusi i criteri di attivazione e la frequenza di campionamento, sono concordate tra il titolare dell'impianto di generazione e il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO;
- iii il monitoraggio del comportamento dinamico del sistema include un innesco dell'oscillazione che rileva le oscillazioni sottemorzate della potenza, specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO;
- iv i dispositivi per il monitoraggio della qualità dell'approvvigionamento e del comportamento dinamico del sistema prevedono modalità specifiche per l'accesso alle informazioni da parte del titolare dell'impianto di generazione, del pertinente gestore di sistema e del pertinente TSO. I protocolli di comunicazione per i dati registrati sono concordati tra il titolare dell'impianto di produzione di energia, il pertinente gestore di sistema e il pertinente TSO;

c) per quanto riguarda i modelli di simulazione:

- i su richiesta del pertinente gestore di sistema o del pertinente TSO, il titolare dell'impianto di generazione fornisce modelli di simulazione che rispecchiano in modo adeguato il comportamento del gruppo di generazione nelle simulazioni di regime stazionario e di regime dinamico (componente da 50 Hz) o nelle simulazioni di transitori elettromagnetici. Il titolare dell'impianto di generazione garantisce che i modelli forniti siano stati verificati a fronte dei risultati delle prove di conformità di cui ai capi 2, 3 e 4 del titolo IV e comunica i risultati della verifica al pertinente gestore di sistema o al pertinente TSO. Gli Stati membri possono richiedere che tale verifica sia effettuata da un certificatore autorizzato;
- ii i modelli forniti dal titolare dell'impianto di generazione includono i seguenti sottomodelli, a seconda della presenza dei singoli componenti:
 - alternatore e motore primo,
 - controllo della velocità e della potenza,
 - controllo della tensione, che include, se del caso, un sistema di stabilizzazione della potenza e un sistema di controllo dell'eccitazione,
 - modelli di protezione del gruppo di generazione, concordati tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione, e
 - modelli di convertitore per i parchi di generazione;
- iii la richiesta presentata dal pertinente gestore di sistema di cui al punto i) è coordinata con il pertinente TSO. Essa include:
 - il formato in cui sono forniti i modelli,
 - la documentazione sui diagrammi di struttura e i diagrammi a blocchi del modello,
 - una stima della potenza di corto circuito minima e massima nel punto di connessione, espressa in MVA, come equivalente della rete;
- iv il titolare dell'impianto di generazione fornisce al pertinente gestore di sistema o al pertinente TSO, su richiesta, le registrazioni relative alle prestazioni del gruppo di generazione. Il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO può farne richiesta al fine di confrontare la risposta dei modelli con le registrazioni;
- d) per quanto riguarda l'installazione di dispositivi per l'esercizio del sistema e dispositivi per la sicurezza del sistema, qualora il pertinente gestore di sistema o il pertinente TSO ritenga che sia necessario installare dispositivi aggiuntivi in un impianto di generazione al fine di preservare o ripristinare il funzionamento o la sicurezza del sistema, il pertinente gestore di sistema o il

pertinente TSO e il titolare dell'impianto di generazione esaminano la questione e concordano una soluzione adeguata;

- e) *il pertinente gestore di sistema specifica, in coordinamento con il pertinente TSO, i limiti minimi e massimi per il rapporto di variazione della produzione di potenza attiva (limiti di rampa), a salire e a scendere della variazione della potenza attiva, per un gruppo di generazione, tenendo conto delle caratteristiche specifiche della tecnologia del motore primo;*
- f) *la tipologia di attaccamento dello stato del neutro, lato connessione di rete, dei trasformatori elevatori è conforme alle specifiche del pertinente gestore di sistema.*

Punto 15.6.BIS

Con riferimento all'articolo 15.6.a del Regolamento RfG, si applica quanto segue:

- a) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla norma CEI 0-16 [3] per la determinazione dei criteri di rilevamento della perdita di stabilità angolare o di controllo di tali gruppi di generazione, e, in particolare, al paragrafo "Protezioni dei gruppi di generazione" della norma CEI 0-16 [3].
- b) I gruppi di generazione sincroni di tipo D, vale quanto indicato all'articolo Punto 14.5.

Punto 15.6.TER

Con riferimento all'articolo 15.6.b, si applica quanto segue:

- a) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla norma CEI 0-16 [3] di riferimento per la definizione della qualità delle misure, delle impostazioni delle apparecchiature e dei protocolli di comunicazione dei dispositivi di monitoraggio del comportamento dinamico del sistema. In particolare, si possono trovare informazioni correlate all'argomento nei seguenti paragrafi:
 - i "Disponibilità delle grandezze elettriche al punto di connessione" della norma CEI 0-16 [3],
 - ii "Sistemi di comunicazione" della norma CEI 0-16 [3],
 - iii "Controllore centrale di impianto" della norma CEI 0-16 [3],
 - iv "Segnali su protocollo CEI EN 61850" della norma CEI 0-16 [3],
- b) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi sulla rete di trasmissione e di tipo D, si applicano le seguenti prescrizioni:
 - i A seguito di un disservizio, il Titolare dell'impianto di generazione deve comunicare tempestivamente a Terna:
 - la disponibilità dell'impianto escluso durante il disservizio, le cause che ne hanno determinato l'esclusione e quelle che ne impediscono il rientro;
 - i tempi necessari al rientro.
 - ii Le informazioni dei registratori cronologici di eventi (RCE), presso l'impianto del Titolare dell'impianto di generazione e limitatamente ai confini tra rete di trasmissione ed impianto, devono pervenire al Terna entro 10 minuti dall'evento.
 - iii Per i dettagli tecnici sui segnali da registrare e sui requisiti dell'oscilloperturbografia si rimanda all' Allegato A.7 al CdR [6]
 - iv Per la ricostruzione dei disservizi il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto a rendere disponibili a Terna:
 - le registrazioni rilevate da oscilloperturbografi (relative ai valori istantanei di corrente e di tensione, ai segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di protezione, ecc...);
 - le registrazioni cronologiche di eventi complete;
 - le registrazioni di transitori elettromeccanici;
 - le segnalazioni locali.Tali informazioni devono essere conservate dal Titolare dell'impianto di generazione per un periodo non inferiore ai 10 anni.
 - I gruppi di generazione con potenza nominale uguale o superiore a 50 MVA, o impianti di produzione con potenza nominale complessiva uguale o superiore a 50 MVA, purché la relativa produzione sia riferibile ad un unico punto di immissione e allo stesso Titolare, devono essere equipaggiate con un oscilloperturbografo per l'acquisizione delle perturbazioni elettromeccaniche che si manifestano al loro interno e del relativo

comportamento degli apparati di protezione. Le specifiche di dettaglio di questi apparati sono riportate nell'allegato A7 del CdR [7].

- I segnali di osciloperturbografia, almeno per gli stalli AT di confine con la rete di trasmissione devono pervenire in maniera automatica al Terna entro 10 minuti dall'evento
- Per i gruppi di generazione di taglia superiore o uguale a 50 MVA è inoltre richiesta l'installazione di una PMU in corrispondenza delle sbarre AT della stazione di consegna. Le caratteristiche di dettaglio della PMU devono essere concordate con Terna. La PMU dovrà essere connessa direttamente al sistema di Terna.
- Per i gruppi di generazione di taglia superiore o uguale a 50 MVA è inoltre richiesta l'installazione di un sistema di monitoraggio continuo in grado di registrare le grandezze significative del generatore e del processo di generazione durante i transitori elettromeccanici rilevanti ai fini dell'integrità del sistema elettrico; tali registrazioni risultano di fondamentale rilevanza per lo svolgimento degli studi di ricostruzione degli eventi e di analisi della sicurezza dinamica del sistema; permettono inoltre di migliorare la strategia di controllo in condizioni di emergenza; le caratteristiche di dettaglio del sistema di monitoraggio e le grandezze da monitorare devono essere concordate con Terna sulla base delle informazioni riportate nell'Allegato A.7 del CdR.

15.6.QUATER

Con riferimento all'articolo 15.6.c, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D è richiesta la fornitura di modelli di simulazione con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:

- i Regime stazionario
- ii Regime elettromeccanico (RMS) considerato anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced)
- iii Regime elettromagnetico (EMT)
- iv Regime armonico (solo per i parchi di generazione), onde valutarne l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze.

Dovranno essere forniti:

- un modello dettagliato contenente i singoli generatori sincroni/aerogeneratori/inverter based, la rete interna MT ed il/i trasformatore/i MT/AT;
- per i parchi di generazione un modello aggregato equivalente composto da:
 - un gruppo equivalente per ogni tipologia connesso in MT, di taglia pari alla somma delle potenze dei singoli gruppi,
 - un ramo MT equivalente a tutta la rete interna in MT del parco di generazione
 - un trasformatore elevatore MT/AT (equivalente se presenti più trasformatori) per ogni gruppo equivalente di ogni tipologia

Il modello aggregato equivalente deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello dettagliato a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Tutti i modelli statici e dinamici dovranno essere forniti, completi di parametrizzazioni e limitazioni, come di seguito descritto. In ogni caso, Terna si riserva di richiedere ulteriori informazioni:

- il modello della regolazione primaria e secondaria della frequenza e della tensione;
- il modello delle protezioni di frequenza, tensione, perdita di passo;
- il modello dell'inverter per i parchi di generazione
- i modelli della turbina, del ciclo termico e della condotta forzata per i generatori rotanti;
- i modelli della parte meccanica per i generatori eolici: rotore, moltiplicatore di giri, sistema di controllo dell'inclinazione delle pale (pitch controller);
- i modelli delle capability P/Q in dipendenza della tensione del gruppo di generazione;
- i modelli del Plant Controller dei parchi di generazione;
- il modello del PSS se presente;

- il modello del modulo per il controllo dell'inerzia per i parchi di generazione;
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente.

I modelli possono essere forniti in free format ovvero fogli excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati i parametri utilizzati, le funzioni di trasferimento e le equazioni utilizzate. Terna può comunque richiedere i modelli dinamici completi utilizzati in formati standard su software di simulazione di larga diffusione.

Punto 15.6.QUINQUIES

Con riferimento all'articolo 15.6.d, si applica quanto segue:

- a) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI 0-16 [3] di riferimento per la specifica di ulteriori dispositivi utili per preservare o ripristinare il funzionamento o la sicurezza della rete di distribuzione, ed in particolare ai paragrafi:
 - i "Telescatto rapido per protezione"
 - ii "Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore"
 - iii "Dispositivi di controllo del parallelo"
 - iv Allegato M "Partecipazione ai piani di difesa"
 - v Allegato O "Controllore centrale di impianto"
 - vi Allegato T "Scambio informativo basato su standard CEI EN 61850" della norma per le modalità implementative del requisito.
- b) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D valgono le seguenti prescrizioni:
 - i Terna può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo e/o telecomando vengano installati nell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione e dedicati a funzioni particolari quali il telescatto e telecomando dei gruppi di generazione e/o al distacco di carico e alla trasmissione e ricezione dati. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni (ad esempio telescatto), la cui installazione è a carico del Titolare dell'impianto di generazione, può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle segnalazioni, relative all'Allegato A.9 "Piano di difesa" del CdR [8]. Gli Allegati A.52 "Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio specifiche funzionali e di comunicazione" [26] e A.69 "Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna" [29] del CdR, descrivono le caratteristiche tecniche funzionali dell'apparato UPDM e le modalità di connessione al sistema di difesa.
 - ii gli impianti di generazione in cui almeno un gruppo di generazione supera i 100MVA hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale. Inoltre, in accordo nell'Allegato A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione" [12] del CdR, questo obbligo significa che la centrale deve essere dotata di un SART che agisce sui singoli gruppi di generazione della centrale, in modo da far erogare o assorbire a ciascuno una potenza reattiva percentuale pari alla telemisura Qrif ricevuta. Le specifiche di dettaglio di funzionamento del sistema SART sono riportate nell'Allegato A.16 "Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" [15] del CdR.
Terna si riserva di richiedere l'installazione del SART anche ad impianti con singoli gruppi di taglia inferiore a 100MVA, qualora rivestano particolare importanza ai fini della regolazione della tensione.
 - iii i regolatori di velocità dei gruppi di generazione idroelettrici devono poter ricevere un segnale di stimolazione direttamente dalle sale controllo di Terna, o dai relativi punti di conduzione. La velocità di variazione della potenza conseguente alla ricezione del segnale di stimolazione deve essere almeno pari al 1% della Peff/sec per ogni UP. La prestazione ottenuta dal Titolare sarà definita durante la prova con Terna, da ripetere ogni 3 anni o in seguito a segnalazione di anomalie.
 - iv per adempiere alle prescrizioni di cui all'articolo 14.5.d, è richiesta l'installazione di una RTU per lo scambio di dati ed informazioni tra gli apparati dei titolari o gestori degli impianti di generazione suddetti ed i sistemi di Terna nell'ambito dei seguenti processi:
 - telecontrollo;
 - monitoraggio da remoto;

- teleconduzione, con esclusivo riferimento ad operazioni di teledistacco come previsto dalla normativa vigente;
- teleregolazione.

Le specifiche di dettaglio dell'RTU sono riportate nell'Allegato A.6 del CdR.

Punto 15.6.SEXIES

Con riferimento all'articolo 15.6.e, valgono le seguenti precisazioni:

- a) Per i generatori di tipo C connessi alle reti di distribuzione si rimanda alla normativa CEI 0-16 [3] di riferimento per la definizione dei valori minimi e massimi di rampa di variazione della potenza attiva, a salire e a scendere.

I valori minimi e massimi di rampa di variazione della potenza attiva dei gruppi, a salire e a scendere, devono essere concordati con il pertinente gestore di sistema. Qualora nessun range venga specificato e non ci siano limiti legati alle caratteristiche specifiche del gruppo di generazione e in particolare alla tecnologia del motore primo, si può utilizzare un range di variazione di default pari a 1÷20%/minuto.

- b) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, i limiti minimi e massimi di rampa di variazione di potenza attiva devono essere concordati con Terna per rispondere alle esigenze di esercizio del sistema elettrico nel rispetto delle caratteristiche specifiche delle tecnologie di questi gruppi di generazione; l'obiettivo principale è quello di evitare che delle variazioni di potenza attiva troppo veloci o troppo lente da parte dei gruppi di generazione possano in particolare degradare la qualità del servizio di regolazione della frequenza.

I limiti di rampa devono essere concordati tipicamente nel range 1÷20%/minuto tenendo conto delle caratteristiche specifiche del gruppo di generazione e in particolare della tecnologia del motore primo.

Punto 15.6.SEPTIES

Con riferimento all'articolo 15.6.f, si applica quanto segue:

- a) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI 0-16 [3] di riferimento per le indicazioni e/o requisiti relativi alla gestione del neutro lato connessione di rete, in particolare nei paragrafi “Caratteristiche delle reti AT” e “Caratteristiche delle reti MT”
- b) Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, Terna stabilisce un piano di collegamento a terra dei centri stella dei trasformatori in modo da assicurare che, nel rispetto delle caratteristiche d'isolamento delle macchine già installate, il neutro delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV rimanga, in ogni punto, collegato efficacemente a terra e che le correnti di corto circuito monofase non risultino superiori a quelle di corto circuito trifase
- c) Per tensioni uguali o superiori a 110 kV, i centri stella dei trasformatori elevatori di centrale devono essere predisposti per il collegamento francamente a terra, rendendo il neutro lato AT accessibile. Per consentire la circolazione della corrente omopolare, tali trasformatori dovranno avere un avvolgimento a triangolo.

Articolo 16 Requisiti generali per i gruppi di generazione di tipo D

Nel seguito, si riportano i requisiti tecnici di connessione non-exhaustive previsti nel Regolamento RfG nonché degli ulteriori requisiti di connessione previsti a livello nazionale per i gruppi di generazione del tipo D e la loro implementazione in Italia.

Punto 16.1

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

Al riguardo si precisa quindi che restano fermi i parametri e le specificazioni previste per l'Italia ai paragrafi precedenti.

Punto 16.2

I gruppi di generazione di tipo D soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla stabilità della tensione:

- a) per quanto riguarda gli intervalli di tensione:
 - i fatto salvo l'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e il paragrafo 3, lettera a), del presente articolo, un gruppo di generazione è in grado di restare connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli di tensione di rete nel punto di connessione, espressi come rapporto tra tensione nel punto di connessione e tensione di riferimento di 1 pu, e per gli intervalli di tempo specificati nella Tabella 12 e nella Tabella 13
 - ii il pertinente TSO può specificare periodi di tempo più brevi durante i quali i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete in caso di sovratensione e sottofrequenza simultanee o di sottotensione e sovrafrequenza simultanee;
 - iii fatte salve le disposizioni di cui al punto i), il pertinente TSO in Spagna può richiedere ai gruppi di generazione di essere in grado di restare connessi alla rete nell'intervallo di tensione tra 1,05 pu e 1,0875 pu per un periodo illimitato;
 - iv per il livello di tensione di rete 400 kV (comunemente denominato anche livello 380 kV), il valore di riferimento 1 pu è 400 kV; per altri livelli di tensione di rete, il valore di riferimento 1 pu può essere specifico a ciascun gestore di sistema nella stessa area sincrona;
 - v fatte salve le disposizioni di cui al punto i), i pertinenti TSO nell'area sincrona del Baltico possono richiedere ai gruppi di generazione di restare connessi alla rete a 400 kV nei limiti degli intervalli di tensione e per gli intervalli di tempo che si applicano all'area sincrona dell'Europa continentale.

Tabella 12

<i>Intervallo</i>	<i>Tempi</i>
0,85 – 0,90 pu	60 minuti
0,90 – 1,118 pu	Illimitato
1,118 – 1,15 pu	Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti

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

Tabella 13

<i>Intervallo</i>	<i>Tempi</i>
0,85 – 0,90 pu	60 minuti
0,90 – 1,05 pu	Illimitato
1,05 – 1,10 pu	Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti

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

- b) *il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione, in coordinamento con il pertinente TSO, possono concordare intervalli di tensione più ampi o intervalli minimi di tempo di funzionamento più lunghi. Se gli intervalli di tensione più ampi o gli intervalli minimi di tempo di funzionamento più lunghi sono possibili sul piano economico e tecnico, il titolare dell'impianto di generazione non si oppone senza valido motivo;*
- c) *fatta salva la lettera a), il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ha il diritto di specificare le tensioni nel punto di connessione alle quali un gruppo di generazione è in grado di effettuare la disconnessione automatica. I termini e le condizioni per la disconnessione automatica sono concordati tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione.*

Punto 16.2.BIS

Con riferimento all'articolo 16.2.a, si applica quanto segue:

- a) *I gruppi di generazione di tipo D ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete.*
- b) *Il Titolare dell'impianto di generazione è responsabile della protezione del proprio macchinario e delle proprie apparecchiature contro danni causati da eventuali regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori del campo di variazione in condizioni di emergenza o di ripristino della rete. Modalità di separazione dalla rete in regimi di tensione al di fuori dei limiti espressi e modalità di rientro in servizio sono concordate con Terna e riportate nel Regolamento di Esercizio.*

Punto 16.2.TER

Con riferimento all'articolo 16.2.b, si precisa che per i gruppi di generazione di tipo D valgono gli intervalli di tensione e i tempi di funzionamento minimi riportati all'articolo 13.1.BIS.

Punto 16.2.QUATER

Con riferimento all'articolo 16.2.c, per le tarature delle protezioni di massima e minima tensione che assicurano la disconnessione a fronte di guasti esterni si rimanda alle prescrizioni dell'Allegato A.11 del CdR [10]

Punto 16.3

I gruppi di generazione di tipo D soddisfano i seguenti requisiti in relazione alla robustezza:

- a) *per quanto riguarda la fault-ride-through capability:
 - i *i gruppi di generazione sono in grado di restare connessi alla rete e di continuare a funzionare stabilmente in seguito a guasti del sistema estinti. Tale capacità è rispondente al profilo tensione-tempo nel punto di connessione per le condizioni di guasto specificate dal pertinente TSO. Il profilo tensione-tempo esprime il limite inferiore dell'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di rete nel punto di connessione durante un guasto simmetrico, in funzione del tempo prima, durante e dopo il guasto; Tale limite inferiore è specificato dal pertinente TSO, utilizzando i parametri della Figura 6, e rientra negli intervalli riportati nelle Tabella 14 e Tabella 15 per i gruppi di generazione di tipo D connessi a un livello corrispondente o superiore a 110 kV. Tale limite inferiore è specificato anche dal pertinente TSO, utilizzando i parametri della Figura 6, e rientra negli intervalli riportati nelle Tabella 2 e Tabella 3 per i gruppi di generazione di tipo D connessi a un livello inferiore a 110 kV;*
 - ii *ogni TSO specifica le condizioni pre-guasto e post-guasto per la fault-ride-through capability di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), punto iv). Le condizioni pre-guasto e post-guasto specificate per la fault-ride-through capability sono rese pubbliche;**

Tabella 14: Parametri relativi alla Figura 6 per la fault-ride-through capability dei gruppi di generazione sincroni

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

Tabella 15: Parametri relativi alla Figura 6 per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione

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

- b) su richiesta del titolare di un impianto di generazione, il pertinente gestore di sistema comunica le condizioni pre-guasto e post-guasto da considerare per la fault-ride-through capability come risultato dei calcoli al punto di connessione di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), punto iv), concernenti:
 - i la potenza di corto circuito minima pre-guasto in ciascun punto di connessione, espressa in MVA;
 - ii il punto di funzionamento pre-guasto del gruppo di generazione espresso come valore di produzione di potenza attiva e di potenza reattiva nel punto di connessione e tensione nel punto di connessione; e
 - iii la potenza di corto circuito minima post-guasto in ciascun punto di connessione espressa in MVA;
- c) ciascun TSO specifica la fault-ride-through capability in caso di guasti asimmetrici.

Punto 16.3.BIS

Con riferimento all'articolo 16.3.a, si applica quanto segue:

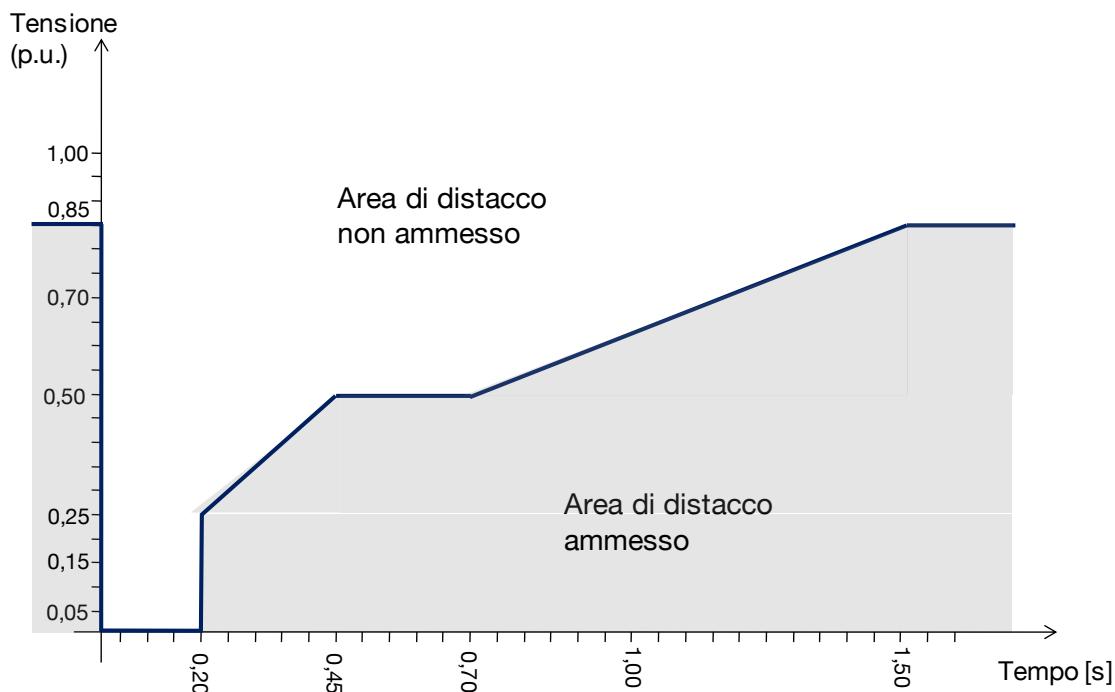
- a) Generatori sincroni:
 - i Il gruppo sincrono deve rimanere connesso alla rete di trasmissione a seguito di un guasto simmetrico secondo le ampiezze ed i tempi indicati nella curva di tensione-tempo definita dai valori di Tabella 16 e rappresentato in Figura 16.
 - ii L'area superiore alla curva tensione-tempo in Figura 16 rappresenta la zona minima in cui il gruppo di generazione deve garantire la connessione alla rete
 - iii L'area al di sotto della curva tensione-tempo in Figura 16 rappresenta la zona in cui è consentita la disconnessione del generatore a seguito dell'intervento di protezioni di generatore contro i guasti interni e contro i guasti esterni descritte negli allegati A.4 [9] e A.11 [10] del CdR.
 - iv Non è invece consentita l'installazione di protezioni di minima tensione ad-hoc che implementino la curva minima descritta.

- v Il sistema di eccitazione (per le eccitatrici statiche ad alimentazione diretta) deve funzionare regolarmente anche con tensione di alimentazione pari al 20% della propria tensione nominale.

Tabella 16: Parametri per la fault-ride-through capability dei generatori sincroni di tipo D

U_{ret}	0	T_{clear}	0,2 s
U_{clear}	0,25	T_{rec1}	0,45 s
U_{rec1}	0,5	T_{rec2}	0,7 s
U_{rec2}	0,85	T_{rec3}	1,5 s

Figura 16: Profilo di fault-ride-through per guasti simmetrici dei gruppi di generazione sincroni di tipo D



b) Parchi di generazione

- i. Il parco deve essere in grado di rimanere connesso alla rete di trasmissione a seguito di un qualsiasi tipo di guasto, monofase e polifase (con e senza terra), secondo le ampiezze della tensione ed i tempi indicati nella curva di tensione-tempo definita dai valori di Tabella 17 e rappresentata in Figura 17.
- ii. Le tensioni considerate sono le tensioni concatenate al punto di connessione¹¹. La logica di distacco è del tipo 1 su 3: deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in

¹¹ La caratteristica di distacco dalla rete indicata in Figura può essere riprodotta in maniera assimilabile ai morsetti dell'aerogeneratore/inverter. Nel caso degli eolici è possibile in ogni circostanza ricondurre la tensione ai morsetti dell'aerogeneratore a valori prossimi alla tensione nominale e comunque interni alla fascia $V_n \pm 10\% V_n$ in un tempo inferiore ai 60s utilizzando il commutatore sotto carico (CSC) dei trasformatori elevatori.

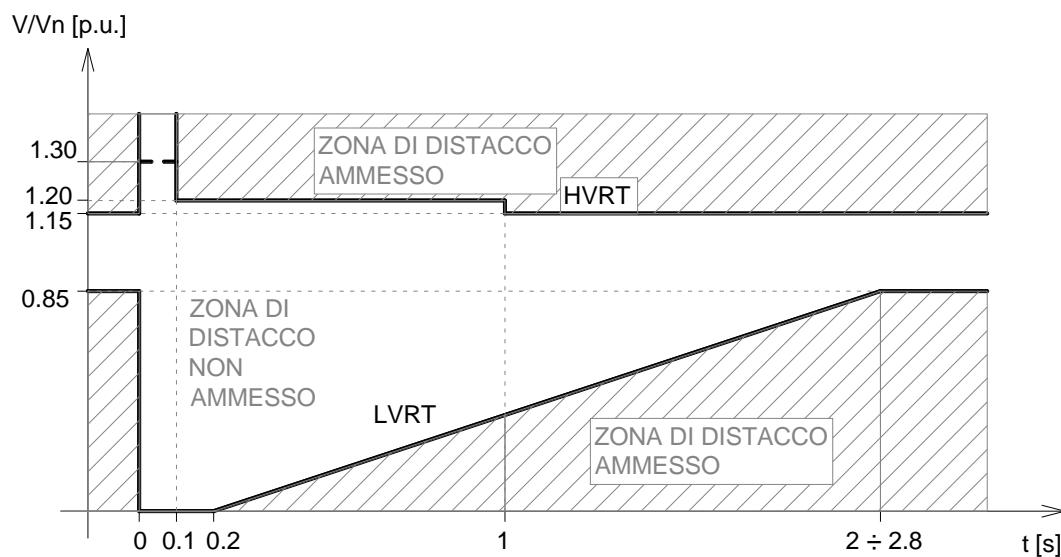
altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso. La curva completa di Fault Ride Through per i parchi di generazione è riportata in Figura 16.

- iii. L'area superiore alla curva tensione-tempo in Figura 16 rappresenta la zona minima in cui il parco di generazione deve garantire la connessione alla rete
- iv. L'area al di sotto della curva tensione-tempo in Figura 16 rappresenta la zona in cui è consentita la disconnessione del generatore a seguito dell'intervento di protezioni di generatore contro i guasti interni e contro i guasti esterni descritte negli allegati A.4 [9] e A.11 [10] del CdR.
- v. Non è invece consentita l'installazione di protezioni di minima tensione ad-hoc che implementino la curva minima descritta.
- vi. In ogni caso è richiesto che l'eventuale riduzione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con Terna. Il comportamento previsto degli aerogeneratori/inverter in tale modalità di funzionamento dovrà essere descritto nei modelli forniti.

Tabella 17: Parametri per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione di tipo D

U_{ret}	0,05	T_{clear}	0,2 s
U_{clear}	0,05	T_{rec1}	0,2 s
U_{rec1}	0,05	T_{rec2}	0,2 s
U_{rec2}	0,85	T_{rec3}	2,0 s ($V_n \leq 150$ kV) 2,8 s (150 kV < $V_n \leq 220$ kV)

Figura 17: Profilo di fault-ride-through dei parchi di generazione di tipo D



Punto 16.3.TER

Con riferimento all'articolo 16.3.c, si applica quanto segue:

a) Parchi di generazione

- i le caratteristiche di Low Voltage Ride Through (LVRT) sono le medesime per guasti simmetrici e guasti asimmetrici.
- ii L'area superiore alla curva tensione-tempo in Figura 16 rappresenta la zona minima in cui il parco di generazione deve garantire la connessione alla rete
- iii L'area al di sotto della curva tensione-tempo in Figura 16 rappresenta la zona in cui è consentita la disconnessione del generatore a seguito dell'intervento di protezioni di generatore contro i guasti interni e contro i guasti esterni descritte negli allegati A.4 [9] e A.11 [10] del CdR.
- iv Non è invece consentita l'installazione di protezioni di minima tensione ad-hoc che implementino la curva minima descritta.
- v In ogni caso è richiesto che l'eventuale riduzione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con Terna. Il comportamento previsto degli aerogeneratori/inverter in tale modalità di funzionamento dovrà essere descritto nei modelli forniti.

b) Generatori sincroni:

- i per i generatori sincroni la caratteristica di Low Voltage Ride Through (LVRT) per guasti asimmetrici è la medesima a quella indicata per i parchi di generazione ad eccezione del valore di T_{rec3} che dipende dal livello di tensione del punto di connessione:
 - 2,0 s ($V_n \leq 150$ kV)
 - 2,8 s (150 kV $< V_n \leq 220$ kV)
 - 4,0 s ($V_n > 220$ kV)
- ii L'area superiore alla curva tensione-tempo individuata rappresenta la zona minima in cui il parco di generazione deve garantire la connessione alla rete
- iii L'area al di sotto della curva tensione-tempo individuata rappresenta la zona in cui è consentita la disconnessione del generatore a seguito dell'intervento di protezioni di generatore contro i guasti interni e contro i guasti esterni descritte negli allegati A.4 [9] e A.11 [10] del CdR.
- iv Non è invece consentita l'installazione di protezioni di minima tensione ad-hoc che implementino la curva minima descritta.
- c) ogni gruppo di generazione di tipo D deve tollerare, senza scollegarsi, la corrente di sequenza inversa causata da guasti dissimmetrici, eliminati dalle protezioni di riserva della rete di trasmissione con i seguenti tempi:
 - 2,0 s ($V_n \leq 150$ kV)
 - 2,8 s (150 kV $< V_n \leq 220$ kV)
 - 4,0 s ($V_n > 220$ kV)

Punto 16.3.QUATER

Con riferimento all'articolo 16.3, per fronteggiare aumenti di tensione che accompagnano la rimozione di un cortocircuito, i parchi di generazione di tipo D devono inoltre garantire il mantenimento della connessione del generatore alla rete per sopraelevazioni della tensione durante i transitori High Voltage Ride Through (HVRT). In particolare, deve essere garantito il mantenimento della connessione alla rete per sopraelevazioni della tensione di valore pari ad almeno $1,3 V_n$ con durata non inferiore a 100 ms e di valore pari a $1,2 V_n$ con durata non inferiore a 1s come rappresentato in Figura 15.

Punto 16.4

I gruppi di generazione di tipo D soddisfano i seguenti requisiti generali in relazione alla gestione del sistema:

- a) per quanto riguarda la sincronizzazione, all'avvio di un gruppo di generazione, il titolare dell'impianto di generazione esegue la sincronizzazione solo dopo aver ricevuto l'autorizzazione dal pertinente gestore di sistema;
- b) il gruppo di generazione è dotato dei necessari dispositivi di sincronizzazione;
- c) la sincronizzazione dei gruppi di generazione è possibile alle frequenze comprese negli intervalli riportati nella Tabella 1;
- d) il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione concordano le impostazioni dei dispositivi di sincronizzazione da configurare prima della messa in funzione del gruppo di generazione. Tale accordo riguarda:
 - i la tensione;
 - ii la frequenza;
 - iii l'intervallo dell'angolo di fase;
 - iv la sequenza di fase;
 - v la deviazione della tensione e della frequenza

Punto 16.4.BIS

Con riferimento all'articolo 16.4.d, per le impostazioni del dispositivo di sincronizzazione si rimanda all'Allegato A.11 del CdR [10].

Punto 16.5.BIS

In condizioni normali di funzionamento della rete di trasmissione, la connessione di un gruppo di generazione di tipo D non deve causare un degrado delle prestazioni della rete di trasmissione nel punto di connessione oltre i seguenti livelli, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

i) grado di dissimmetria

Il grado di dissimmetria della tensione, in assenza di interruzioni di fase, deve essere inferiore all'1% per le reti con tensione nominale inferiore od uguale a 150 kV ed inferiore allo 0.8% per le reti con tensione superiore od uguale a 220 kV. Il massimo valore di corrente di sequenza inversa che il generatore/parco di generazione può immettere in rete è assegnato in accordo al rapporto tecnico IEC/TR 61000-3-13 [41]:

- nessuna prescrizione è assegnata per gruppi (o parchi) di generazione connessi in nodi con potenza di corto circuito maggiore od uguale a 500 volte la potenza massima del gruppo (o del parco) di generazione.
- Nel caso non sia verificata la condizione di cui al punto precedente, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel punto di connessione vale:

$$I_{2p.u.} = E_{ui} \cdot \frac{S_{cc}}{P_n}$$

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale del generatore/parco di generazione, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di corto circuito trifase al nodo di connessione, P_n la potenza nominale del generatore/parco di connessione.

Il parametro E_{ui} è calcolato da Terna in base alle caratteristiche della rete nel punto di connessione:

$$E_{ui} = \max \left[0.002, L \cdot \sqrt[1.4]{\frac{k_{uE} \cdot P_n}{S_t}} \right]$$

dove k_{uE} è in genere pari a 0.7.

Il parametro L è pari a 0.008 per impianti connessi alla rete a 220 kV o 380 kV e pari ad 0.01 per impianti connessi a reti con tensione inferiore od uguale a 150 kV.

Il parametro S_t è pari a:

- 50 MVA per reti con tensione nominale inferiore a 110 kV;
- 225 MVA per reti con tensione superiore od uguale a 110 kV ed inferiore a 220 kV;
- 350 MVA per reti con tensione nominale di 220 kV;
- 1000 MVA per reti con tensione nominale di 380 kV.

ii) distorsione della tensione

Le emissioni di armoniche del gruppo (o del parco) di generazione devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THD_V) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione del gruppo di generazione non superi i seguenti valori, in accordo alla norma IEEE 519 [42]:

- THD_V ≤ 2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THD_V ≤ 1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

iii) distorsione della corrente

Le emissioni di armoniche del gruppo (o del parco) di generazione devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THD_I), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale del generatore o del parco di generazione¹²⁾ nel Punto di Connessione del gruppo di generazione non superi i valori indicati nelle Tabelle¹³⁾ di seguito riportate, in relazione al livello di tensione e in accordo alla norma IEEE 519 [42].

Ordine armonico ⁽¹⁴⁾						
I_{cc}/I_L ⁽¹⁵⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
<20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10

Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹⁶⁾

Tabella 18: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV.

¹² Questo parametro è indicato nella norma IEEE 519 [42] come TDD

¹³ Le Tabelle sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

¹⁴ Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

¹⁵ I_{cc} è la massima corrente di corto-circuito nel Punto di Connessione del gruppo di generazione (o parco di generazione).

¹⁶ I_L è la corrente nominale del gruppo di generazione (o del parco di generazione) connesso nel Punto di Connessione.

Ordine armonico ⁽¹⁴⁾ più sopra						
I _{co} /I _L ⁽¹⁵⁾	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h ≤ 50	THD _I
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Massima distorsione armonica della corrente in percento della I _L ⁽¹⁶⁾
--

Tabella 19: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV.

iv) effetto flicker

- a) l'indice di severità del flicker a breve termine (Pst) e a lungo termine (Plt) devono essere contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione (kV)	P _{st}	P _{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

- b) le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della potenza scambiata con la rete non devono superare le soglie riportate nella tabella sotto:

Number of changes n	ΔU/U _N %	
	MV	HV/EHV
n ≤ 4 per day	5-6	3-5
n ≤ 2 per hour and > 4 per day	4	3
2 < n ≤ 10 per hour	3	2,5

Tabella 20: Livello di planning delle RVC - IEC/TR 61000-3-7 [40]

- c) le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo gruppo di generazione sono fissate da Terna tenendo conto dei limiti di emissione sopra, dei valori prefissati della potenza di cortocircuito nel nodo di connessione in condizioni normali di esercizio del SEN, delle emissioni degli altri Utenti già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi Utenti che hanno già iniziato l'iter di richiesta di connessione;
- d) nelle porzioni di rete dove i limiti di pianificazione sono già superati non è ammesso l'allacciamento di nuovi impianti disturbanti, senza interventi tali da far rientrare i valori nei limiti sopra;
- e) la valutazione dell'impatto sulla rete di trasmissione del nuovo gruppo di generazione è fatta da Terna sulla base dei seguenti dati:
- i i dati caratteristici dell'impianto;
 - ii i parametri caratteristici della rete nel nodo di allacciamento;

- iii i limiti di emissione tipici dell'impianto, in relazione alla taglia dichiarata dal Titolare;
iv le emissioni dell'impianto del Titolare, valutate da Terna supponendo l'impianto stesso già connesso e tenendo conto del disturbo già preesistente.
- f) nella valutazione dei limiti di emissione dell'impianto del Titolare si possono verificare le seguenti alternative:
- i le emissioni non superano i valori di pianificazione; in tale caso, l'impianto può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;
 - ii le emissioni dell'impianto sono superiori ai limiti di pianificazione; in questo caso, la connessione è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da rientrare nei limiti del 70% dei valori sopra indicati.

Terna si riserva di richiedere al Titolare dell'impianto di generazione, in funzione del sito di connessione, l'installazione di ulteriori sistemi al fine di garantire gli standard qualitativi richiesti dalla rete.

Punto 16.6.BIS

Il Titolare dell'impianto di generazione dovrà documentare eventuali carichi presenti ed alimentati in modo da indurre dissimmetrie nelle tensioni.

PARAGRAFO 2- Requisiti per i gruppi di generazione sincroni (artt. 17-19 del Regolamento RfG)

Articolo 17 Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo B

Punto 17.1

I gruppi di generazione sincroni di tipo B soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, eccettuato il paragrafo 2, lettera b), e all'articolo 14.

Al riguardo si precisa quindi che restano fermi i parametri e le specificazioni previste per l'Italia ai paragrafi precedenti.

Punto 17.2

I gruppi di generazione sincroni di tipo B soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:

- a) *per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare la capacità di un gruppo di generazione sincrono di fornire potenza reattiva;*
- b) *per quanto riguarda il sistema di controllo della tensione, un gruppo di generazione sincrono è dotato di un sistema permanente di controllo automatico dell'eccitazione in grado di fornire tensione costante sui morsetti dell'alternatore seguendo un setpoint selezionabile senza instabilità sull'intero range operativo del gruppo di generazione sincrono.*

Punto 17.2.BIS

Con riferimento all'articolo 17.2.a, si applica quanto segue:

- a) i requisiti del presente articolo non valgono per i gruppi di generazione di tipo C e di tipo D in accordo con quanto previsto dagli articoli 18.1 e 19.1.
- b) i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva dei gruppi di generazione di tipo B sono definiti nelle norma CEI di riferimento ed in particolare nei paragrafi:
 - i “Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva (riferita alla tensione nominale)” della norma CEI 0-21 [2]
 - ii “Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)” della norma CEI 0-16 [3].

In particolare, i gruppi di generazione sincroni di tipo B connessi in bassa tensione devono avere una capability triangolare con fattore di potenza regolabile fino a $\cos\phi=0,95$ (sia in assorbimento che in erogazione).

Per i gruppi di generazione sincroni di tipo B $\leq 400\text{kW}$ connessi in media tensione, la capability di riferimento è descritta nella norma CEI 0-16, con $\cos\phi \geq 0,98$ regolabile in assorbimento e $\cos\phi \geq 0,9$ regolabile in erogazione a potenza nominale (P_n).

Per i gruppi di generazione sincroni di tipo B $> 400\text{kW}$ connessi in media tensione, la capability di riferimento è descritta nella norma CEI 0-16, con $\cos\phi \geq 0,98$ regolabile in assorbimento e $\cos\phi \geq 0,8$ regolabile in erogazione a potenza nominale (P_n).

Punto 17.2.TER

Con riferimento all'articolo 17.2.b, si applica quanto segue:

- a) i requisiti del presente articolo non valgono per i gruppi di generazione di tipo D in accordo con quanto previsto all'articolo 19.1
- b) per i gruppi di generazione di tipo B, si rimanda alla normativa CEI di riferimento [2] [3] per ulteriori precisazioni in merito al controllo di tensione ed in particolare ai paragrafi:
 - i "Partecipazione al controllo della tensione" della norma CEI 0-21 [2]
 - ii "Partecipazione al controllo della tensione" della norma CEI 0-16 [3].

Punto 17.3

Per quanto riguarda la robustezza, i gruppi di generazione sincroni di tipo B sono in grado di fornire il ripristino della potenza attiva post-guasto. Il pertinente TSO specifica l'ampiezza e i tempi per il ripristino della potenza attiva.

Punto 17.3.BIS

Con riferimento all'articolo 17.3, il ripristino della potenza attiva post-guasto deve avvenire nel minore tempo possibile compatibilmente con la stabilità del generatore.

Articolo 18 Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo C

Punto 18.1

I gruppi di generazione sincroni di tipo C soddisfano i requisiti di cui agli articoli 13, 14, 15 e 17, ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e del paragrafo 6 dell'articolo 13, del paragrafo 2 dell'articolo 14 e del paragrafo 2, lettera a), dell'articolo 17.

Punto 18.2

I gruppi di generazione sincroni di tipo C soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:

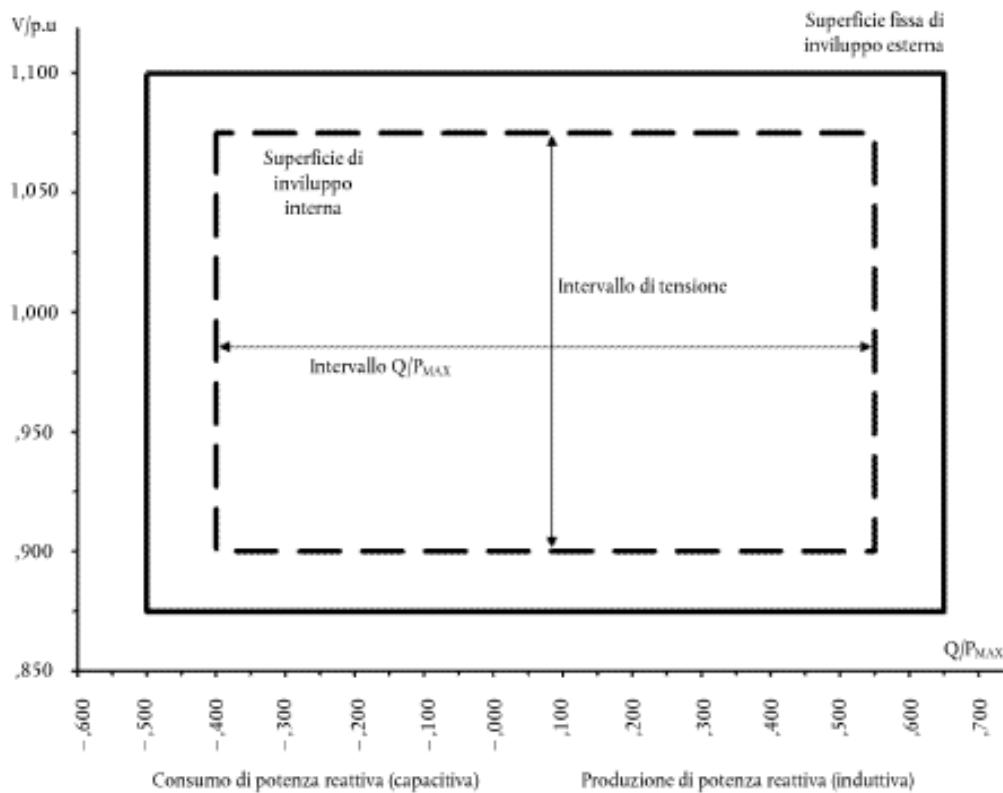
- a) *per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema può specificare una compensazione supplementare di potenza reattiva da fornire laddove il punto di connessione di un gruppo di generazione sincrono non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti dell'alternatore, qualora sia presente un trasformatore elevatore del gruppo di generazione. Tale potenza reattiva supplementare compensa la domanda di potenza reattiva della linea o del cavo ad alta tensione tra i morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore del gruppo di generazione sincrono o i morsetti dell'alternatore, in assenza di trasformatore elevatore, e il punto di connessione ed è fornita dal titolare responsabile della linea o del cavo.*
- b) *per quanto riguarda la capability della potenza reattiva alla potenza massima*
i il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability della potenza reattiva in presenza di tensione variabile. A tal fine, il pertinente gestore di sistema specifica un profilo U-Q/P_{max} entro i cui limiti il gruppo di

generazione sincrono è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza massima. Il profilo U-Q/P_{max} specificato può assumere qualsiasi forma, tenendo conto dei potenziali costi associati alla capacità di fornire la produzione di potenza reattiva con valori di tensione elevati e il consumo di potenza reattiva con valori di tensione bassi;

ii) il profilo U-Q/P_{max} è specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, nel rispetto dei seguenti principi:

- il profilo U-Q/P_{max} non si trova al di fuori della rispettiva superficie di inviluppo, rappresentata nella Figura 18;
- le dimensioni della superficie di inviluppo del profilo U-Q/P_{max} (intervallo Q/P_{max} e intervallo dei valori di tensione) sono comprese nell'intervallo specificato per ogni area sincrona nella Tabella 21, e
- la posizione della superficie di inviluppo del profilo U-Q/P_{max} è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di inviluppo esterna della Figura 18;

Figura 18: Profilo U-Q/P_{max} di un gruppo di generazione sincrono



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

Tabella 21: Parametri per la superficie di inviluppo interna della Figura 18

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

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

Punto 18.2.BIS

Con riferimento all'articolo 18.2.a, si applica quanto segue: Per quanto riguarda la capability della potenza reattiva Terna può specificare una compensazione supplementare di potenza reattiva da fornire laddove il punto di connessione di un gruppo di generazione sincrono non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti dell'alternatore, qualora non sia presente un trasformatore elevatore del gruppo di generazione.¹⁷

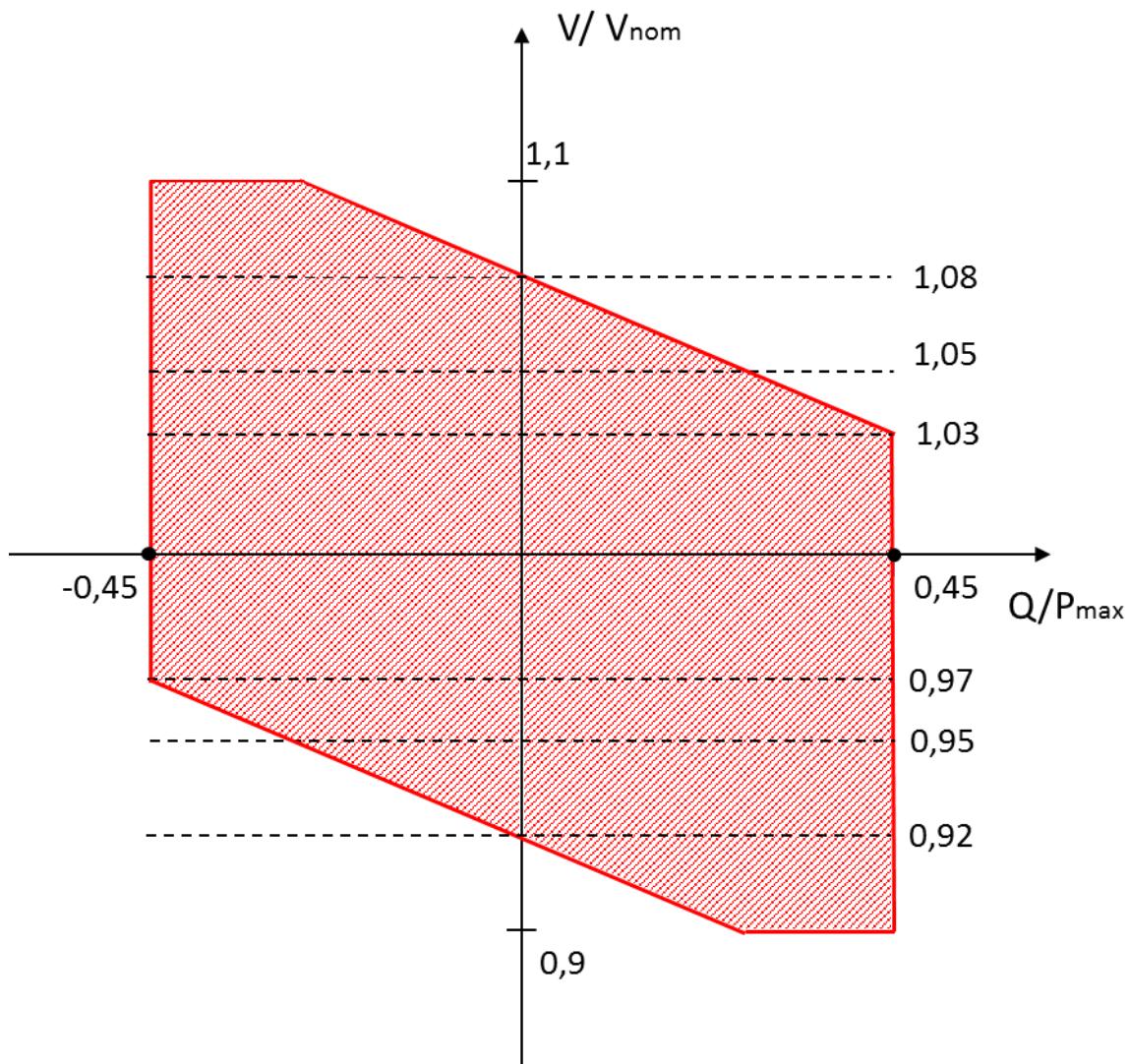
Punto 18.2.TER

Con riferimento all'articolo 18.2.b, si applica quanto segue:

- a) in riferimento al punto ii), il profilo U-Q/P_{max} non si trova al di fuori della rispettiva superficie di inviluppo interna.
- b) Per i gruppi di generazione sincroni di tipo C connessi alla rete di distribuzione, si rimanda alla norma CEI 0-16 [3] di riferimento, al paragrafo “Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)”, per la definizione dei requisiti relativi alla capability di potenza reattiva alla potenza massima;
- c) I gruppi di generazione sincroni di tipo C connessi alla rete di trasmissione devono essere in grado di funzionare con un fattore di potenza regolabile compreso tra cosphi=0,98 in assorbimento e cosphi=0,80 in erogazione di potenza reattiva.
- d) Per i gruppi di generazione sincroni di tipo D, il profilo U-Q/P_{max} entro i cui limiti i gruppi di generazione sincroni sono in grado di fornire potenza reattiva alla loro potenza massima è definito nella Figura 19.

¹⁷ In accordo con la versione inglese del regolamento 2016/631

Figura 19: Profilo U-Q/Pmax di un gruppo di generazione sincrono di tipo D connesso alla rete di trasmissione



Punto 18.2.QUATER

Con riferimento all'articolo 18.2.c, si applica quanto segue:

- Per i gruppi di generazione sincroni di tipo C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI 0-16 [3] di riferimento per la definizione dei requisiti relativi alla capability di potenza reattiva al di sotto della potenza massima, ed in particolare al paragrafo “Requisiti costruttivi dei gruppi di generazione: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)”.
- Per i gruppi di generazione sincroni di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, la documentazione relativa alle curve di capability del generatore per diversi valori di tensione e di temperatura deve essere fornita dal Titolare dell'impianto di generazione durante la fase di prima connessione dell'impianto. Tale documentazione dovrà inoltre essere aggiornata per ogni successiva modifica dell'impianto che comporti delle variazioni della capability di potenza reattiva del gruppo rispetto a quanto comunicato in precedenza.

Articolo 19 Requisiti per i gruppi di generazione sincroni di tipo D

Punto 19.1

I gruppi di generazione sincroni di tipo D soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13 ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e dei paragrafi 6 e 7, all'articolo 14 ad eccezione del paragrafo 2, all'articolo 15 ad eccezione del paragrafo 3, all'articolo 16, all'articolo 17 ad eccezione del paragrafo 2 e all'articolo 18.

Punto 19.2

I gruppi di generazione sincroni di tipo D soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:

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

Punto 19.2.BIS

Con riferimento all'articolo 19.2.b, si applica quanto segue:

- a) Deve essere presente un sistema automatico di controllo dell'eccitazione, ad azione continua, che deve regolare la tensione ai morsetti del gruppo di generazione, con un errore non superiore al $\pm 0,5\%$ del valore di riferimento impostato. Il sistema di eccitazione dovrà essere dotato di limitatori di sovraeccitazione e sottoeccitazione per il rispetto delle curve di prestazione della macchina e dovrà possedere i requisiti descritti nel seguente.

Errore di tensione massimo ammissibile	$\pm 0,5\%$
Riferimento di tensione	Tarabile tra 80% V_n e 110% V_n
Ceiling a funzionamento nominale	Eccitatrici statiche: 200 %
	Altre eccitatrici: 160 %
Tempo di mantenimento del ceiling in caso di corto circuito vicino (per generatori di potenza > 100 MVA)	2s per rete 132-150KV 2,8s per rete 220kV 4s per rete 380kV

Corrente di campo massima per 10 s (per generatori di potenza > 100 MVA)	150%
Compound positivo (per generatori di potenza > 50 MVA)	70%-80% della c.d.t. sul trasformatore elevatore

Non sono previste, in generale, la regolazione a potenza reattiva costante e quella a fattore di potenza costante. In casi particolari, Terna ed il Titolare dell'impianto di generazione potranno concordare l'adozione di una di tali modalità, citandola espressamente nella documentazione di connessione nel Regolamento di Esercizio.

Il limite di sovraeccitazione deve essere temporaneamente superabile per consentire il forzamento della corrente di campo in caso di guasto nella rete di trasmissione.

Il sistema di eccitazione (per le eccitatrici statiche) deve funzionare regolarmente anche con tensione di alimentazione pari al 20% della propria tensione nominale (purché le singole tensioni di fase si mantengano simmetriche).

- b) Tutti i gruppi di generazione devono contribuire alla regolazione primaria di tensione (Allegati A.14 [13] e A.16 [15]). Le modalità richieste di regolazione (di gruppo ovvero di sbarra AT o AAT), eventuali profili di tensione da conseguire o programma di erogazione della potenza reattiva da attuare sono definiti nel Regolamento di Esercizio. Terna invia al Titolare dell'impianto di generazione i livelli di riferimento di tensione o potenza reattiva da adottare mediante il Sistema Comandi di cui all'Allegato A.34 [21] o con sistemi analoghi per i gruppi (o UP) non abilitati.
- c) Per generatori di tipo D, o qualora richiesto da Terna, devono essere previsti dispositivi di stabilizzazione (“Power System Stabilizer” dual input, PSS) che agiscano sul sistema di eccitazione, processando la potenza attiva e frequenza, in modo da smorzare le pendolazioni di potenza causate da disturbi sulla rete di trasmissione. Il modello e le tarature di tali dispositivi devono essere concordati con Terna nell'ambito della documentazione di connessione del Regolamento di Esercizio.

Punto 19.3

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

PARAGRAFO 3- Requisiti per i parchi di generazione (artt. 20-22 del Regolamento RfG)

Articolo 20 Requisiti per i parchi di generazione di tipo B

Punto 20.1

I parchi di generazione di tipo B soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13, eccettuato il paragrafo 2, lettera b), e all'articolo 14.

Punto 20.2

I parchi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:

- a) *per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare la capability di un parco di generazione di fornire potenza reattiva;*

- b) il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ha la facoltà di specificare che un parco di generazione deve essere in grado di fornire corrente di guasto rapido nel punto di connessione in caso di guasti (trifase) simmetrici, nelle seguenti condizioni:
 - i il parco di generazione è in grado di attivare la fornitura di corrente di guasto rapido:
 - assicurando la fornitura di corrente di guasto rapido nel punto di connessione, oppure
 - misurando le deviazioni della tensione ai morsetti delle singole unità del parco di generazione e fornendo corrente di guasto rapido sui morsetti di tali unità;
 - ii il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica:
 - come e quando stabilire la presenza di una deviazione della tensione e la fine di tale deviazione,
 - le caratteristiche della corrente di guasto rapido, incluso l'intervallo di tempo per misurare la deviazione della tensione e la corrente di guasto rapido, per cui è possibile misurare la corrente e la tensione in modo diverso rispetto al metodo specificato nell'articolo 2,
 - i tempi e l'accuratezza della corrente di guasto rapido, che può includere diverse fasi durante un guasto e dopo la sua risoluzione;
- c) per quanto riguarda la fornitura di corrente di guasto rapido in caso di guasti (monofase o bifase) asimmetrici, il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, ha la facoltà di specificare un requisito per l'immissione di corrente asimmetrica.

Punto 20.2.BIS

Con riferimento all'articolo 20.2.a, si applica quanto segue:

- a) i requisiti del presente articolo non valgono
 - i per i parchi di generazione di tipo C in accordo con quanto previsto all'articolo 21.1,
 - ii per i parchi di generazione di tipo D in accordo con quanto previsto all'articolo 22.1,
- b) per i parchi di generazione di tipo B, i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva sono definiti nelle norme CEI di riferimento [2] [3], ed in particolare nei paragrafi:
 - i "Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva (riferita alla tensione nominale)" della norma CEI 0-21 [2] per i parchi connessi ad una rete di distribuzione BT
 - ii "Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)" della norma CEI 0-16 [3] per i parchi connessi ad una rete di distribuzione MT.

Per i parchi di generazione di tipo B connessi in BT è richiesta una capability reattiva rettangolare con Qmax pari a $\pm 48.43\%Pn$.

Per i parchi eolici di tipo B connessi in MT è richiesta una capability reattiva rettangolare con Qmax pari a $\pm 31.2\%Pn$.

Per i parchi fotovoltaici di tipo B connessi in MT è richiesta una capability reattiva circolare (limitata a Qmax pari a $\pm 43.6\%Sn$ se $Pn < 400kW$).

Punto 20.2.TER

Con riferimento agli articoli 20.2.b e 20.2.c, si applica quanto segue:

- a) Per i parchi di generazione di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione, le indicazioni relative alla fornitura di corrente di guasto rapido sono riportate nella normativa CEI di riferimento [3], ed in particolare nell' Allegato L "Sostegno alla tensione durante un cortocircuito" della norma CEI 0-16 [3];
- b) Per i parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, i requisiti di dettaglio sulla fornitura di corrente di guasto rapido sono al momento allo studio.

Punto 20.3

I parchi di generazione di tipo B soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla robustezza:

- a) il pertinente TSO specifica il ripristino della potenza attiva successivo al guasto che il parco di generazione è in grado di fornire e specifica:
 - i quando viene avviato il ripristino della potenza attiva successivo al guasto, in base a un criterio relativo alla tensione;

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

Punto 20.3.BIS

Con riferimento all'articolo 20.3, si applica quanto segue:

- a) per i parchi di tipo B e C connessi alla rete di distribuzione, i requisiti sono definiti nelle norme CEI di riferimento [2] [3], ed in particolare nei paragrafi:
 - i “Insensibilità agli abbassamenti di tensione” della norma CEI 0-21 [2]
 - ii “Insensibilità alle variazioni di tensione” della norma CEI 0-16 [3].
- b) Per i parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e D, all'interno dell'area di distacco non ammesso, non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a 0,85 Vn o superiore a 1,15 Vn. Al rientro all'interno di tale intervallo, dovranno essere comunque ripristinate in un tempo non superiore a 2 s per i parchi eolici e 500 ms per i parchi fotovoltaici la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata, con una tolleranza massima del $\pm 10\%$ della potenza nominale disponibile del parco di generazione.

Articolo 21 Requisiti per i parchi di generazione di tipo C

Punto 21.1

I parchi di generazione di tipo C soddisfano i requisiti di cui all'articolo 13 ad eccezione del paragrafo 2, lettera b), e del paragrafo 6, all'articolo 14 ad eccezione del paragrafo 2, all'articolo 15 e all'articolo 20 ad eccezione del paragrafo 2, lettera a), se non diversamente specificato al paragrafo 3, lettera d), punto v).

Punto 21.2

I parchi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della frequenza:

- a) il pertinente TSO ha la facoltà di specificare che i parchi di generazione devono essere in grado di fornire inerzia sintetica durante deviazioni della frequenza molto rapide;
- b) il principio di funzionamento dei sistemi di controllo installati per fornire inerzia sintetica e i parametri associati relativi alle prestazioni sono specificati dal pertinente TSO.

Punto 21.2.BIS

Con riferimento all'articolo 21.2, la richiesta di fornire inerzia sintetica ai parchi di generazione si rende necessario in scenari di forte penetrazione della generazione eolica e solare per contrastare la diminuzione di inerzia meccanica per effetto della progressiva sostituzione dei gruppi di generazione sincroni a favore dei parchi di generazione.

I parchi di generazione eolici di tipo D devono essere predisposti per poter fornire su richiesta di Terna un servizio di inerzia attivo in caso di transitori di sotto-frequenza. Il sistema di controllo degli aerogeneratori dovrà prevedere un anello di regolazione che permetta, in funzione dello scostamento di frequenza (opzionalmente anche della sua derivata negativa), l'erogazione di una risposta inerziale modificando le logiche di regolazione. Per un tempo predefinito dovranno essere erogati valori di potenza più elevati a spese di una minore velocità di rotazione (zona MPPT) o variando l'angolo di pitch (zona a P costante).

È richiesto che tale sistema inizi ad operare in caso di riduzione della frequenza al di sotto di un valore di riferimento regolabile nell'intervallo [49,5 Hz; 50 Hz] con passo 0,05 Hz e valore di default pari a 49,8 Hz.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui setpoint e limitazioni impostati e sulle altre regolazioni della frequenza.

L'attivazione del servizio deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali.

In ragione a possibili vincoli meccanici ed elettrici, tale funzione sarà attivabile qualora la potenza erogata al momento dell'inizio del transitorio sia superiore ad un valore limite indicato dal costruttore dell'aerogeneratore e comunque non superiore al 30% della potenza erogabile P_e .

È richiesta l'erogazione di un surplus di potenza pari almeno al 10% del valore erogato pre-evento.

A seguito dell'erogazione del surplus di potenza, in caso di funzionamento in area MPPT occorre ripristinare le condizioni di ottimo riaccelerando il rotore della turbina eolica. Tale processo (recovery) deve avvenire in maniera graduale al verificarsi di una delle seguenti condizioni:

- a) ritorno della frequenza al di sopra del valore di attivazione
- b) al superamento di un tempo limite regolabile dall'inizio del transitorio (tempo di recovery). Tale tempo deve essere regolabile tra i valori [10s;30s]; il valore di default è 15 s. Il tempo indicato è coerente con i tempi di erogazione della regolazione primaria di frequenza dei gruppi convenzionali [Allegato A.15].

In caso di funzionamento degli aerogeneratori nella zona a potenza costante, non è necessario il recovery. La maggior produzione deve essere quindi sostenuta quanto più possibile dai dimensionamenti elettrici e termici degli aerogeneratori, ma comunque per un tempo di almeno 60s.

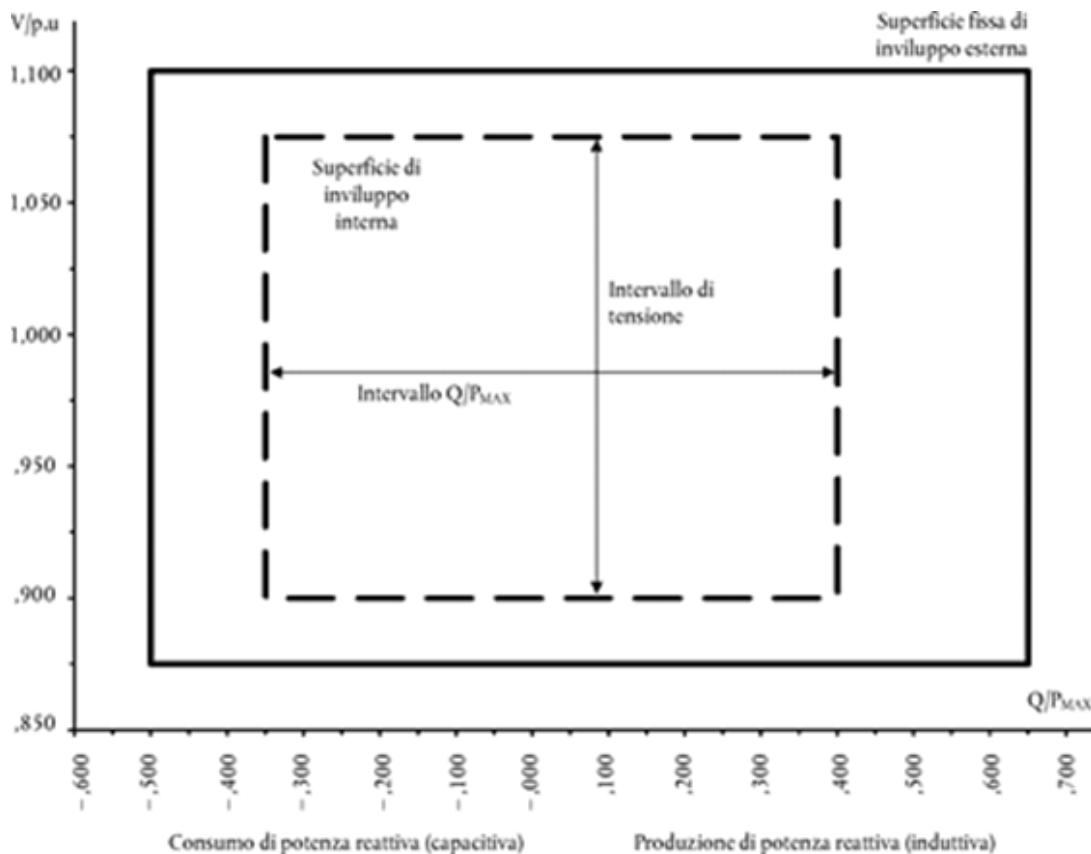
Per l'implementazione di tale funzione è necessario un opportuno sistema di filtraggio della frequenza.

Punto 21.3

I parchi di generazione di tipo C soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi in relazione alla stabilità della tensione:

- a) *per quanto riguarda la capability della potenza reattiva, il pertinente gestore di sistema può specificare una compensazione supplementare di potenza reattiva da fornire laddove il punto di connessione di un parco di generazione non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti del convertitore, qualora non sia presente un trasformatore elevatore. Tale potenza reattiva supplementare compensa la domanda di potenza reattiva della linea o cavo ad alta tensione tra i morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore del parco di generazione o i morsetti del convertitore, in assenza di trasformatore elevatore, e il punto di connessione ed è fornita dal titolare responsabile della linea o del cavo.*
- b) *per quanto riguarda la capability della potenza reattiva alla potenza massima:*
 - i *il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capability della potenza reattiva in presenza di tensione variabile. A tal fine, specifica un profilo U-Q/P_{max} che può assumere qualsiasi forma ed entro i cui limiti il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva alla sua potenza massima;*
 - ii *il profilo U-Q/P_{max} è specificato dal pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, nel rispetto dei seguenti principi:*
 - il profilo U-Q/P_{max} non si trova al di fuori della rispettiva superficie di inviluppo, rappresentata nella Figura 20,*
 - le dimensioni della superficie di inviluppo del profilo U-Q/P_{max} (intervallo Q/P_{max} e intervallo dei valori di tensione) sono comprese nei valori specificati per ogni area sincrona nella Tabella 22,*
 - la posizione della superficie di inviluppo del profilo U-Q/P_{max} è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di inviluppo esterna di cui alla Figura 20; e*
 - il profilo U-Q/P_{max} specificato può assumere qualsiasi forma, tenendo conto dei potenziali costi associati alla capacità di fornire la produzione di potenza reattiva con valori di tensione elevati e il consumo di potenza reattiva con valori di tensione bassi;*

Figura 20: Profilo U-Q/Pmax di un parco di generazione



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

Tabella 22: Parametri per la superficie di inviluppo interna della Figura 20

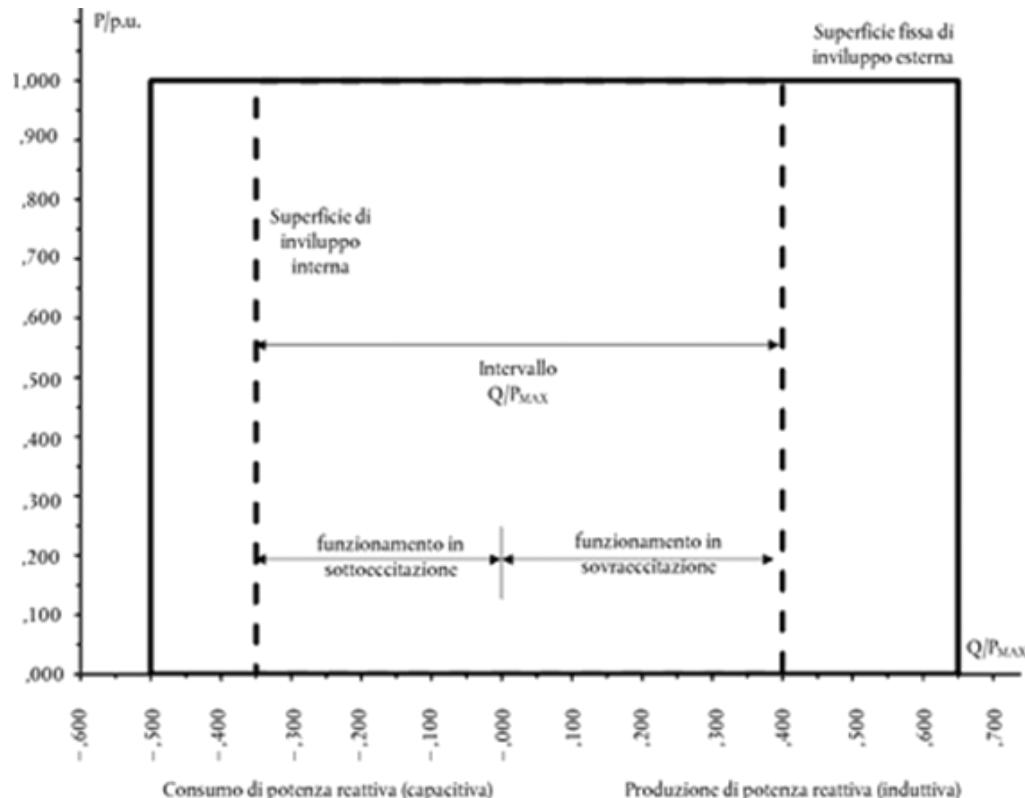
Area sincrona	Intervallo massimo di Q/P_{\max}	Intervallo massimo dei valori della tensione di regime stazionario in pu
Europa continentale	0,75	0,225
Area nordica	0,95	0,150
Gran Bretagna	0,66	0,225
Irlanda e Irlanda del Nord	0,66	0,218
Baltico	0,80	0,220

iii il requisito relativo alla capacità di fornire potenza reattiva si applica al punto di connessione. Nel caso dei profili che hanno una forma non rettangolare, l'intervallo di tensione è dato dal

valore massimo e da quello minimo. L'intero intervallo della potenza reattiva non è pertanto richiesto su tutto l'intervallo di tensioni di regime stazionario;

- c) per quanto riguarda la capability della potenza reattiva al di sotto della potenza massima:
 - i il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica i requisiti relativi alla capacità di fornire potenza reattiva e specifica altresì un profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ che può assumere qualsiasi forma ed entro i cui limiti il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva al di sotto della potenza massima;
 - ii il profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ è specificato da ciascun pertinente gestore di sistema in coordinamento con il pertinente TSO, nel rispetto dei seguenti principi:
 - il profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ non si trova al di fuori della rispettiva superficie di inviluppo, rappresentata nella Figura 21,
 - l'intervallo Q/P_{max} della superficie di inviluppo del profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ è specificato per ogni area sincrona nella Tabella 22,
 - l'intervallo della potenza attiva della superficie di inviluppo del profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ con potenza reattiva pari a zero corrisponde a 1 pu,
 - il profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ può assumere qualsiasi forma e include le condizioni per la capability della potenza reattiva con potenza attiva pari a zero, e
 - la posizione della superficie di inviluppo del profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ è compresa entro i limiti rappresentati dalla superficie fissa di inviluppo esterna della Figura 21;
 - iii in condizioni di funzionamento che presentano una produzione di potenza attiva inferiore alla potenza massima ($P < P_{max}$), il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva in qualsiasi punto di funzionamento all'interno del rispettivo profilo $P\text{-}Q/P_{max}$, se tutte le unità del parco di generazione che generano energia sono tecnicamente disponibili, ossia se non sono fuori servizio per operazioni di manutenzione o a causa di guasti, altrimenti è ammessa una capability della potenza reattiva inferiore, tenendo conto delle disponibilità tecniche;

Figura 21: Profilo $P\text{-}Q/P_{max}$ di un parco di generazione



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

- iv *il parco di generazione è in grado di passare, in tempi adeguati, a qualsiasi punto di funzionamento nel suo profilo P-Q/Pmax, in base ai valori di riferimento richiesti dal pertinente gestore di sistema;*
- d) *per quanto riguarda le modalità di controllo della potenza reattiva:*
 - i *il parco di generazione è in grado di fornire potenza reattiva automaticamente con la modalità di controllo della tensione, la modalità di controllo della potenza reattiva o la modalità di controllo del fattore di potenza;*
 - ii *in riferimento alla modalità di controllo della tensione, il parco di generazione è in grado di contribuire al controllo della tensione al punto di connessione mediante scambio di potenza reattiva con la rete con un setpoint di tensione compreso tra 0,95 e 1,05 pu con gradini non superiori a 0,01 pu e con una pendenza compresa almeno tra il 2 e il 7 %, con gradini non superiori allo 0,5 %. La produzione della potenza reattiva è pari a zero quando il valore della tensione di rete nel punto di connessione è uguale al setpoint della tensione;*
 - iii *il setpoint può essere azionato con o senza una banda morta selezionabile nell'intervallo compreso tra zero e ± 5 % della tensione di riferimento di 1 pu della rete, in gradini non superiori allo 0,5 %;*
 - iv *a seguito di una variazione a gradino della tensione, il parco di generazione è in grado di raggiungere una variazione della produzione di potenza reattiva pari al 90 % entro un intervallo di tempo t , specificato dal pertinente gestore di sistema, compreso tra 1 e 5 secondi, e deve assestarsi sul valore specificato dalla pendenza entro un intervallo di tempo t , specificato dal pertinente gestore di sistema, compreso tra 5 e 60 secondi, con una tolleranza della potenza reattiva in regime stazionario non superiore al 5 % della potenza reattiva massima. Le specifiche relative ai tempi sono specificate dal pertinente gestore di sistema;*
 - v *nella modalità di controllo della potenza reattiva, il parco di generazione è in grado di impostare il setpoint della potenza reattiva su qualsiasi valore compreso nell'intervallo della potenza reattiva, quale specificata all'articolo 20, paragrafo 2, lettera a), e all'articolo 21, paragrafo 3, lettere a) e b), con una risoluzione non superiore a 5 MVAr o al 5 % (a seconda di quale sia il valore inferiore) della potenza reattiva totale, controllando la potenza reattiva nel punto di connessione con un'accuratezza compresa tra ± 5 MVAr o ± 5 % (a seconda di quale sia il valore inferiore) della potenza reattiva totale;*
 - vi *nella modalità di controllo del fattore di potenza, il parco di generazione è in grado di controllare il fattore di potenza nel punto di connessione nell'intervallo richiesto della potenza reattiva, specificata dal pertinente gestore di sistema a norma dell'articolo 20, paragrafo 2, lettera a), o quale definita all'articolo 21, paragrafo 3, lettere a) e b), con un fattore di potenza target in gradini non superiori a 0,01. Il pertinente gestore di sistema specifica il valore del fattore di potenza target, la sua tolleranza e il periodo di tempo per il raggiungimento del fattore di potenza target in seguito a un'improvvisa variazione della produzione di potenza attiva. La tolleranza del fattore di potenza target è espressa attraverso la tolleranza della corrispondente potenza reattiva. Tale tolleranza della potenza reattiva è espressa mediante un valore assoluto o mediante una percentuale della potenza reattiva massima del parco di generazione;*
 - vii *il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO e con il titolare del parco di generazione, specifica quale modalità di controllo della potenza reattiva, tra le tre modalità sopra elencate, e quale setpoint associato applicare, nonché l'ulteriore apparecchiatura necessaria per poter regolare a distanza il setpoint pertinente;*
- e) *per quanto riguarda la priorità da attribuire al contributo della potenza attiva o reattiva, il pertinente TSO specifica se, durante i guasti per i quali è richiesta la fault-ride-through capability, ad avere la priorità è il contributo della potenza attiva o il contributo della potenza reattiva. Se si attribuisce la priorità al contributo della potenza attiva, si stabilisce che la potenza attiva deve essere fornita entro 150 ms dall'inizio del guasto;*
- f) *per quanto riguarda il controllo dello smorzamento delle oscillazioni di potenza, se specificato dal pertinente TSO un parco di generazione è in grado di contribuire a tale smorzamento. Le*

caratteristiche dei parchi di generazione relative al controllo della tensione e della potenza reattiva non devono pregiudicare lo smorzamento delle oscillazioni di potenza.

Punto 21.3.BIS

Con riferimento all'articolo 21.3.a valgono le seguenti prescrizioni ulteriori relative ai parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D:

- a) il/i trasformatore/i MT/AT sia/siano opportunamente dimensionato/i per consentire il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima, e comunque con una potenza apparente complessiva pari almeno al 110% della P_n dell'impianto;
- b) analogamente i trasformatori di macchina BT/MT siano opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima;
- c) in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, il parco di generazione dovrà essere progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitativa prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a V_n . Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt; in presenza di parchi di generazione molto estesi, dovrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire la compensazione indicata a fronte di fuori servizio di parte del campo eolico/fotovoltaico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla centrale eolica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli aerogeneratori/inverter e del/dei trasformatore/i elevatore/i MT/AT del parco di generazione.
- d) in funzione delle necessità della rete locale, Terna si riserva di chiedere sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli aerogeneratori/inverter. Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da banchi di condensatori. In questo caso in presenza di parchi molto estesi, potrà essere previsto il frazionamento dei banchi di condensatori al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo eolico/fotovoltaico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dal parco di generazione tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica.

Punto 21.3.TER

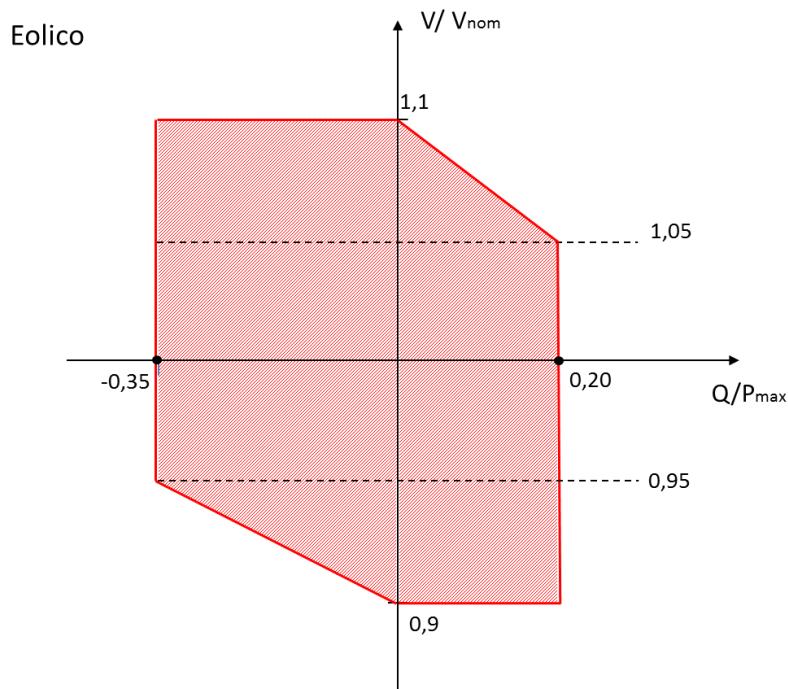
Con riferimento all'articolo 21.3.b, si applica quanto segue:

- a) In riferimento al punto ii), il profilo U-Q/P_{max} non si trova al di fuori della rispettiva superficie di inviluppo interna.
- b) Per la connessione di parchi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva sono definiti nella norme CEI 0-16 [3].

In particolare, relativamente ai parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione, devono essere rispettati i valori minimi indicati di seguito, in riferimento alla Potenza nominale disponibile (Pnd):

- *Parchi generazione di tipo fotovoltaico: sovraeccitazione=30% Pnd, sottoeccitazione=35%Pnd*
 - *Parchi generazione di tipo eolico: sovraeccitazione=20%Pnd, sottoeccitazione=35%Pnd*
- c) Per i parchi di generazione eolici di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, il profilo U-Q/P_{max} entro i cui limiti i parchi di generazione sono in grado di fornire potenza reattiva alla loro potenza massima è definito nella Figura 22.

Figura 22: Profilo U-Q/P_{max} al POC di un parco di generazione eolico alla P_{max}

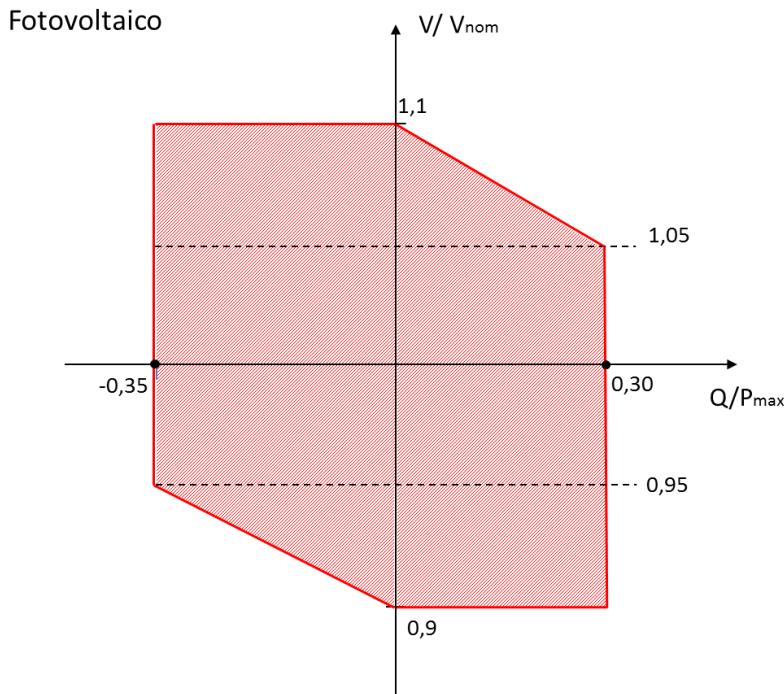


- i. Al punto di connessione, la capability equivalente del parco di generazione risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo MT e viceversa soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli aerogeneratori BT/MT e nel/nei trasformatore/i elevatore/i MT/AT. Le curve limite della capability hanno andamento dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.
 - ii. Al di sopra di una soglia di potenza attiva specificata da Terna ($P_{distaccoRs}$)¹⁸ deve essere prevista la disconnectione delle reattanze shunt (se presenti) recuperando aree di regolazione della potenza reattiva al punto di connessione.
 - iii. La curva di capability alla massima potenza può assumere quindi una forma del tipo rappresentato in Figura 22 con bordo rosso. Il requisito minimo descritto dall'area campita in rosso è garantire con regolazione continua una massima disponibilità in generazione di potenza reattiva (capacitiva) pari ad almeno 20% della P_{nd} alla tensione nominale V_n .
 - iv. In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di un certo livello di potenza attiva indicato da Terna ($P_{inserzione BC}$)¹⁹ in modo da ridurre quanto più possibile le perdite induttive residue rappresentate dalle aree campite in azzurro in Figura 22. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito il valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35% P_{nd} , con una precisione minima del $\pm 2\%$ P_{nd} a V_n .
- d) Per i parchi di generazione fotovoltaici di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, il profilo U-Q/P_{max} entro i cui limiti i parchi di generazione sono in grado di fornire potenza reattiva alla loro potenza massima è definito nella Figura 23

¹⁸ In caso di utilizzo di dispositivi statici, è ammessa un'isteresi intorno a tale valore per evitare attacchi e distacchi continui in prossimità del valore di soglia

¹⁹ Come nota precedente

Figura 23: Profilo U-Q/P_{max} al POC di un parco di generazione fotovoltaico alla P_{max}



- i. Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/MT e nel/nei trasformatore/i elevatore/i MT/AT. Le curve limite della capability hanno andamento dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.
- ii. Al di sopra di una soglia di potenza attiva specificata da Terna ($P_{distaccoRS}$)²⁰ deve essere prevista la disconnessione delle reattanze shunt (se presenti) recuperando aree di regolazione del reattivo al punto di connessione.
- iii. La curva di capability alla massima potenza può assumere quindi una forma del tipo rappresentato in Figura 23 con bordo in rosso. Il requisito minimo descritto dall'area campita in rosso è garantire con regolazione continua una massima disponibilità in generazione di potenza reattiva (capacitiva) pari ad almeno 30% della P_{nd} alla tensione nominale V_n .
- iv. In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di un certo livello di potenza attiva indicato da Terna ($P_{inserzione BC}$)²¹ in modo da ridurre quanto più possibile le perdite induttive residue rappresentate dalle aree campite in azzurro in Figura 23. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito il valore di potenza reattiva capacitativa prodotta del 35% P_{nd} , con una precisione minima del $\pm 2\%$ P_{nd} a V_n .

Punto 21.3.QUATER

Con riferimento all'articolo 21.3.c, si applica quanto segue:

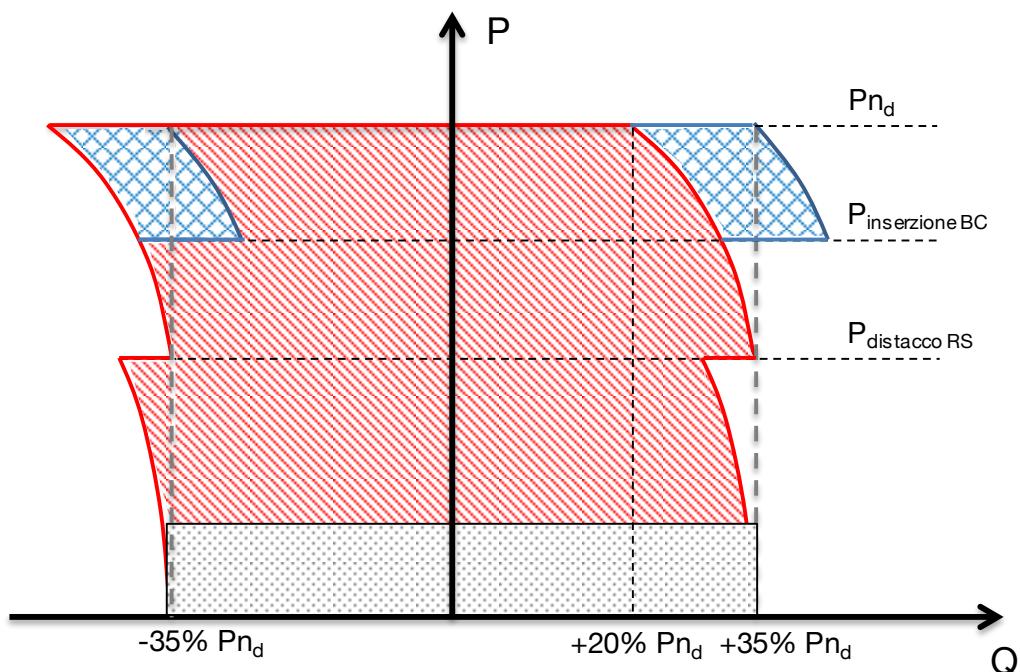
- a) Per la connessione di parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione i requisiti relativi alla capability di potenza reattiva sono definiti nella norme CEI 0-16 [3].

²⁰ In caso di utilizzo di dispositivi statici, è ammessa un'isteresi intorno a tale valore per evitare attacchi e distacchi continui in prossimità del valore di soglia

²¹ Come nota precedente

- b) Per i parchi di generazione eolici di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, il profilo U-Q/P_{max} entro i cui limiti sono in grado di fornire potenza reattiva per valori di potenza inferiori alla loro potenza massima è definito nella Figura 24

Figura 24: Profilo U-Q/P_{max} al POC di un di parco di generazione eolico alla P<P_{max}



È richiesto che all'interno dell'area indicata in rosso la regolazione della potenza reattiva sia effettuata in modo continuo. È escluso l'utilizzo di una regolazione a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione all'interno di tale area.

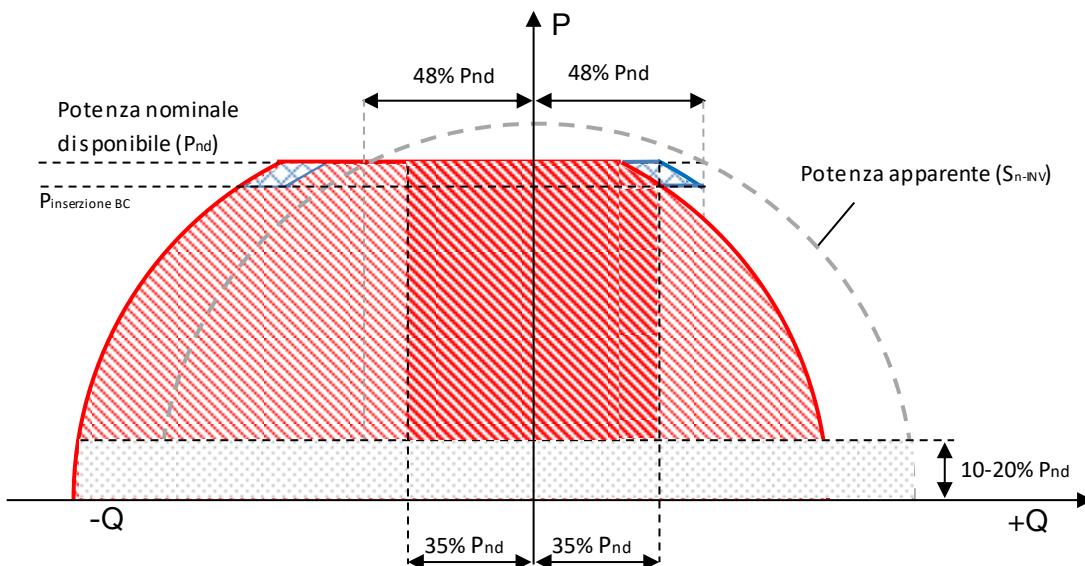
Il requisito minimo descritto dall'area campita in rosso è garantire con regolazione continua una massima disponibilità in generazione di potenza reattiva (capacitiva) pari ad almeno 20% della P_{nd} alla tensione nominale V_n.

Per quanto riguarda la zona in grigio per potenze attive erogate inferiori ad una soglia del 10÷20% della P_{nd} si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede di fornire il medesimo valore massimo erogabile/assorbibile per potenze superiori a tale soglia. In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva Q erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva P nulla (ad esempio con una caratteristica a V). Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradino della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per riduzione della velocità del vento al di sotto del valore di cut-in.

- c) Per i parchi di generazione fotovoltaici di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D, il profilo U-Q/P_{max} entro i cui limiti sono in grado di fornire potenza reattiva per valori di potenza inferiori alla loro potenza massima è definito nella Figura 25.

Figura 25: Profilo U-Q/P_{max} al POC di un parco di generazione fotovoltaico alla P<P_{max}



È richiesto che all'interno dell'area indicata in rosso la regolazione della potenza reattiva sia effettuata in modo continuo. È escluso l'utilizzo di una regolazione a gradini attraverso inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione all'interno di tale area.

Il requisito minimo descritto dall'area campita in rosso è garantire con regolazione continua una massima disponibilità in generazione di potenza reattiva (capacitiva) pari ad almeno 30% della P_{nd} alla tensione nominale V_n.

Per quanto riguarda la zona in grigio per potenze attive erogate inferiori ad una soglia del 10÷20% della P_{nd} si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede di fornire il medesimo valore massimo erogabile/assorbibile per potenze superiori tale soglia. In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva Q erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva P nulla (ad esempio con una caratteristica a V). Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per riduzione dell'irraggiamento sotto il valore di spegnimento dell'inverter.

Punto 21.3.QUINQUIES

Con riferimento all'articolo 21.3.d, si applica quanto segue:

- a) Per la connessione di parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione i requisiti relativi alle modalità di controllo della potenza reattiva sono definiti nella norme CEI 0-16 [3] ed in particolare nei paragrafi:
 - i "Limiti di scambio di potenza reattiva"
 - ii "Partecipazione al controllo della tensione"
 - iii "Partecipazione delle unità GD al controllo della tensione".

In particolare, relativamente ai parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione, in riferimento all'articolo 21.3.d.iv deve essere impostato un tempo t1 (tempo entro cui raggiungere il 90% della variazione di potenza reattiva) pari a 1s e un tempo t2 (tempo entro cui raggiungere il 100% della variazione di potenza reattiva) pari a 10s.

Relativamente ai gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di distribuzione, in riferimento all'articolo 21.3.d.vi deve essere impostata una curva cosphi=f(P) o un valore fisso da concordare

con distributore di riferimento. Il tempo di riferimento per raggiungere il valore di riferimento deve essere pari a 10s con una tolleranza pari a $\pm 0,01$

- b) I parchi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione e di tipo D devono contribuire alla regolazione di tensione. Le modalità richieste di regolazione (di gruppo ovvero di sbarra AT o AAT), eventuali profili di tensione da conseguire o programma di erogazione della potenza reattiva da attuare sono definiti nel Regolamento di Esercizio. Terna invia al Titolare dell'impianto di generazione i livelli di riferimento di tensione o potenza reattiva da adottare mediante il Sistema Comandi di cui all'Allegato A.34 [21] o con sistemi analoghi per i gruppi (o UP) non abilitati.
- c) Per i parchi di generazione connessi alla rete di trasmissione sono previste due possibili modalità di regolazione:
 - i. Regolazione centralizzata della potenza reattiva (setpoint Q)

Il parco di generazione eolico deve essere predisposto anche per ricevere da Terna un setpoint in potenza reattiva elaborato da un sistema remoto attraverso adeguati canali di telecomunicazione. Tale riferimento dovrà essere inseguito tramite la regolazione degli aerogeneratori fino ai limiti di capability dell'impianto con una precisione non inferiore al 5% della massima potenza reattiva erogabile. Al fine di permettere a Terna il calcolo più preciso del segnale da inviare, l'impianto fornirà attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattiva disponibili in tempo reale. Tale scambio di informazioni dovrà avvenire almeno ogni 4s.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il 90% della quantità richiesta entro 1 s e il 100% entro 5 s con precisione $\leq 5\%$ del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure $\leq 0,2 \text{ MVAr}$.

- ii. Regolazione locale della potenza reattiva (setpoint V_{AT})

I parchi di generazione eolici e fotovoltaici dovranno implementare la seguente modalità base:

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dell'impianto dovrà avvenire secondo la curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$ rappresentata in Figura 26. L'erogazione della potenza reattiva avverrà in maniera proporzionale allo scarto presente fra il setpoint impostato e il valore di tensione AT misurato.

Il sistema di regolazione dovrà utilizzare un valore di V_{rif} lato AT comunicato da Terna. Tale valore di V_{rif} , potrà essere comunicato in tempo reale da Terna mediante comunicazione telefonica o con mezzi informatici e/o con telesegnali. Terna specificherà nel dettaglio il flusso dati per lo scambio del setpoint nel Regolamento di Esercizio di ogni parco di generazione. Il range minimo di variabilità di V_{rif} deve essere all'interno dell'intervallo:

$$90\% V_n \leq V_{rif} \leq 110\% V_n$$

Il passo di variabilità di V_{rif} richiesto è minore o uguale a $0,1\% V_n$

Terna fisserà in funzione del sito di connessione i valori di tensione V_{max} e V_{min} . Al fine di garantire una precisione sufficiente alla regolazione di tensione, si richiede che l'errore massimo accettato sulla misura di tensione prelevata sia di $0,5\% V_n$. L'acquisizione del valore di tensione dal campo deve avvenire con campionamento minimo di 1 s. Terna si riserva di specificare tempi di aggiornamento dei valori superiori per necessità di stabilità del controllo.

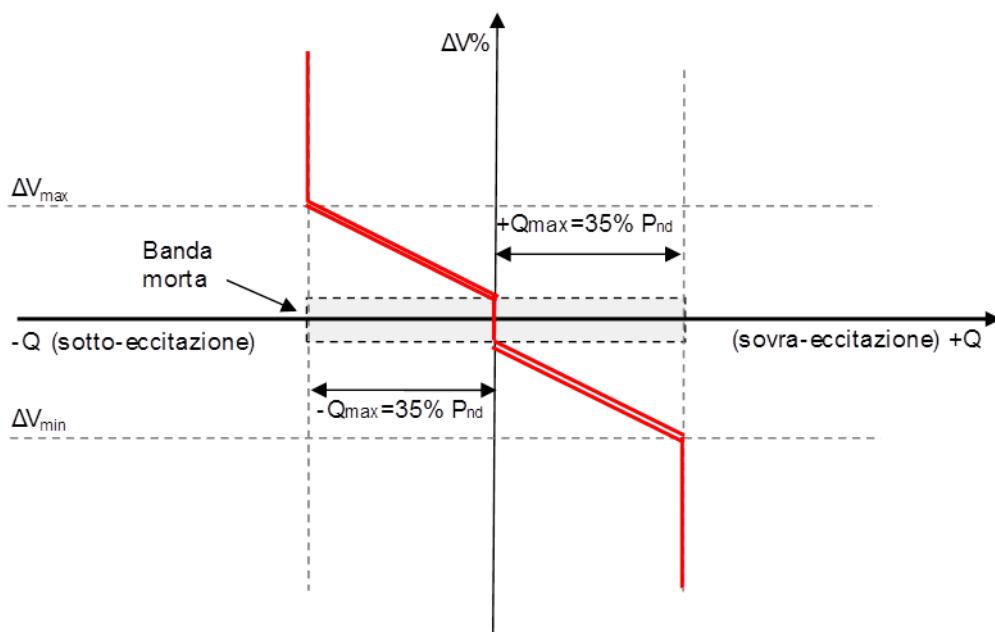
Il valore massimo richiesto è del 35% della P_{nd} con le medesime precisazioni indicate al paragrafo precedente.

Il sistema di regolazione deve rendere possibile l'implementazione, su richiesta, di una banda morta intorno alla tensione di riferimento.

Sono implementati due tratti lineari nell'area induttiva e capacitativa fra 0 e $\pm Q_{\max}$ funzione dello scostamento in tensione $\Delta V\%$ calcolato come % della V_n

Per limitare fenomeni di eccessiva mobilità intorno al punto di equilibrio è richiesta la possibilità di poter attivare una fascia di insensibilità del regolatore intorno alla caratteristica lineare descritta.

Figura 26: Curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$



All'esterno della fascia di regolazione (ΔV_{\min} ; ΔV_{\max}) il parco di generazione dovrà comunque fornire la massima potenza reattiva in erogazione/assorbimento possibile secondo quanto descritto al paragrafo precedente.

I seguenti parametri dovranno essere regolabili e tarati su indicazione di Terna:

- Banda morta regolabile da 0 (zero) fino al 1% della V_n a passi non superiori a 0,1 % V_n
- Fascia di insensibilità del regolatore tarabile da 0 (zero) fino al 1% V_n a passi non superiori a 0,1 % V_n

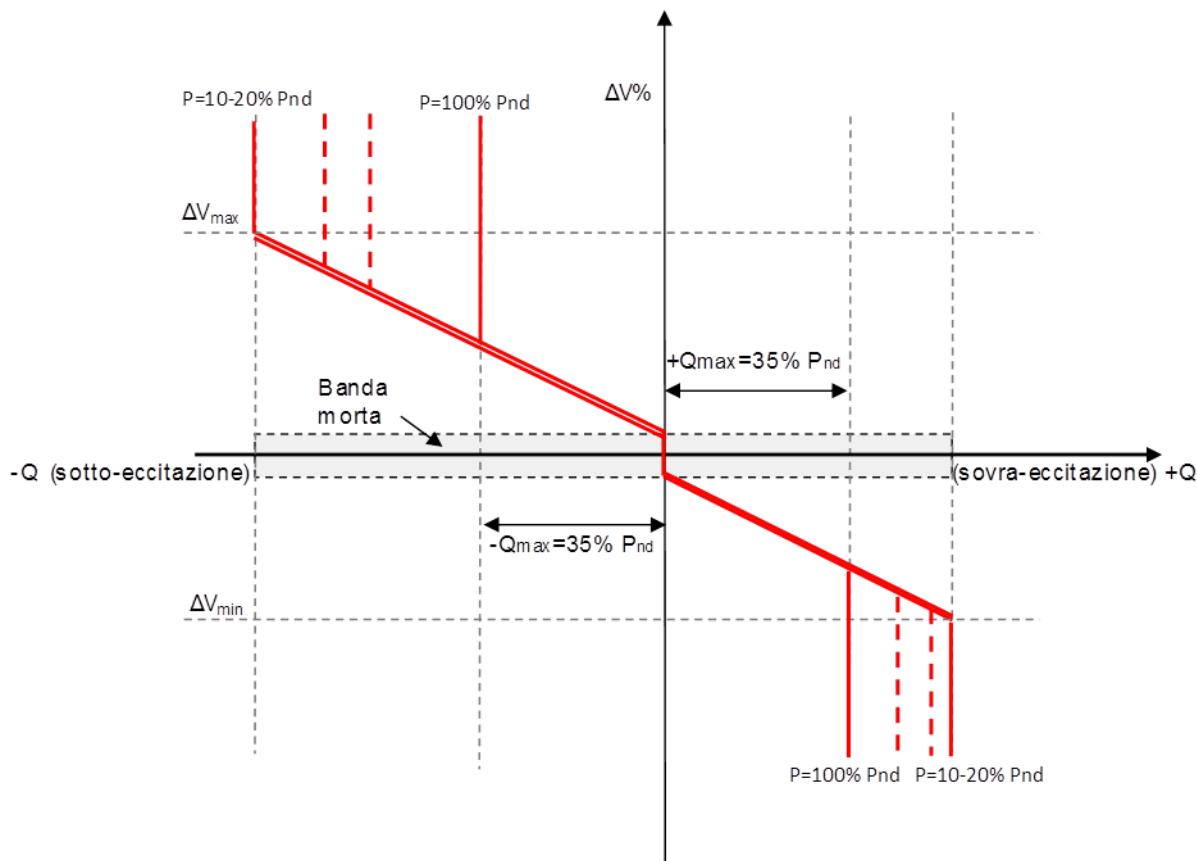
A seguito di una variazione di tensione in rete ΔV si richiede che il parco di generazione sia in grado di erogare il 90% della variazione di potenza reattiva richiesta entro 1 s e il 100% entro 5 s con precisione $\leq 5\%$ del valore della massima potenza reattiva erogabile oppure $\leq 0,2$ MVAr.

Per i parchi di generazione fotovoltaici può essere richiesta da Terna l'adozione di una modalità di regolazione estesa.

In tale modalità di regolazione, rappresentata in Figura 27, si consente di sfruttare, per valori di potenza immessa inferiore a P_{nd} , anche le aree di capability rappresentate in Figura 25 con campitura di colore rosso a tratto sottile. Per $P=P_{nd}$ i valori di Q_{\max} coincidono con il 35% P_{nd} , mentre al diminuire della potenza immessa tali valori si ampliano, mantenendo comunque un opportuno margine dal semicerchio limite. Saranno specificati due valori ΔV_{\min} e ΔV_{\max} asimmetrici per tener conto della traslazione della caratteristica al Punto di Connessione.

Per quanto riguarda il range di setting, le performance e le accuratezze non ci sono differenze rispetto alla modalità di regolazione base precedentemente descritta.

Figura 27: Curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$ - Modalità estesa



Articolo 22 Requisiti per i parchi di generazione di tipo D

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

Restano ferme le integrazioni precisazioni di cui ai paragrafi precedenti.

PARAGRAFO 4- Requisiti per i parchi di generazione offshore (artt. 23-28 del Regolamento RfG)

Articolo 23 Requisiti generali per i parchi di generazione offshore

Punto 23.1

I requisiti di cui al presente capo si applicano alla connessione alla rete di parchi di generazione connessi in corrente alternata e situati offshore. Un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata e non dotato di un punto di connessione offshore è considerato alla stregua di un parco di generazione onshore e pertanto ottempera ai requisiti che disciplinano i parchi di generazione situati onshore.

Punto 23.2

Il punto di connessione offshore di un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata è specificato dal pertinente gestore di sistema.

Punto 23.3

I parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata che rientrano nel campo di applicazione del presente regolamento sono classificati sulla base delle seguenti configurazioni del sistema di connessione alla rete offshore:

- a) *configurazione 1: connessione in corrente alternata a un singolo punto di interconnessione della rete onshore mediante il quale uno o più parchi di generazione offshore interconnessi tra loro per formare un sistema offshore in corrente alternata sono connessi al sistema onshore;*
- b) *configurazione 2: connessioni magliate in corrente alternata mediante le quali diversi parchi di generazione offshore sono interconnessi tra loro per formare un sistema in corrente alternata offshore, il quale è connesso al sistema onshore in due o più punti di interconnessione della rete onshore.*

Articolo 24 Requisiti di stabilità di frequenza applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata

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

Articolo 25 Requisiti di stabilità di tensione applicabili ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata**Punto 25.1**

Fatti salvi l'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e l'articolo 16, paragrafo 3, lettera a), un parco di generazione offshore connesso in corrente alternata è in grado di rimanere connesso alla rete e di funzionare entro gli intervalli di tensione di rete al punto di connessione, espressi come rapporto in per unit tra la tensione al punto di connessione e la tensione di riferimento di 1 pu, e per gli intervalli di tempo specificati nella Tabella 23

Tabella 23

Intervallo	Tempi
0,85 - 0,90 pu	60 minuti
0,90 – 1,118 pu (*)	Illimitato
1,118 – 1,15 pu (*)	Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti
0,90 – 1,05 pu (**)	Illimitato
1,05 – 1,10 pu (**)	Specificato da ciascun TSO, ma non inferiore a 20 minuti e non superiore a 60 minuti

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

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

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

Punto 25.1.BIS

Con riferimento all'articolo 25.1, si applica quanto segue:

- a) per parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata nel cui punto di connessione la tensione di base è inferiore a 300 kV, l'intervallo di tempo minimo durante il quale il gruppo deve essere in grado di funzionare senza disconnettersi dalla rete in caso di tensioni comprese tra 1,118 pu e 1,15 pu è pari a 60 minuti
- b) per parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata nel cui punto di connessione la tensione di base è compresa tra 300 kV e 400 kV, l'intervallo di tempo minimo durante il quale il gruppo deve essere in grado di funzionare senza disconnettersi dalla rete in caso di tensioni comprese tra 1,05 pu e 1,10 pu è pari a 60 minuti.

Punto 25.4

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

Punto 25.5

La capability della potenza reattiva alla potenza massima, specificata all'articolo 21, paragrafo 3, lettera b), si applica ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata, fatta eccezione per la Tabella 22. Si applicano invece i requisiti della Tabella 24.

Tabella 24: Parametri per la Figura 20

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

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

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

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

Punto 26.1

Ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata si applicano i requisiti di robustezza dei gruppi di generazione di cui all'articolo 15, paragrafo 4, e all'articolo 20, paragrafo 3.

Punto 26.2

Ai parchi di generazione offshore connessi in corrente alternata si applicano i requisiti di fault-ride-through capability di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a), e all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

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

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

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

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

PARAGRAFO 5- Connessione nuovi gruppi di generazione (artt. 31-37 del Regolamento RfG)

Con riferimento alla connessione dei nuovi gruppi di tipo A, B e C connessi alle reti distribuzione si rimanda a quanto stabilito dalle norme CEI 0-16 e 0-21.

Articolo 31 Comunicazione di esercizio per la connessione di nuovi gruppi di generazione dei tipi B, C e D

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

Articolo 32 Procedura per la connessione dei nuovi gruppi di generazione dei tipi B e C

Punto 32.1

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

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

Punto 32.2

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

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

- c) i dati tecnici dettagliati del gruppo di generazione che interessano la connessione alla rete come specificato dal pertinente gestore di sistema;
- d) i certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato relativi ai gruppi di generazione, ove siano addotti come parte della dimostrazione di conformità;
- e) per i gruppi di generazione di tipo C, i modelli di simulazione ai sensi dell'articolo 15, paragrafo 6, lettera c);
- f) le relazioni delle prove di conformità che dimostrano le prestazioni in regime stazionario e dinamico come prescritto dai capi 2, 3 e 4 del titolo IV, compreso l'uso di valori reali rilevati durante la prova, con il grado di dettaglio richiesto dal pertinente gestore di sistema; e
- g) gli studi che dimostrano le prestazioni in regime stazionario e dinamico come prescritto dai capi 5, 6 o 7 del titolo IV, con il grado di dettaglio richiesto dal pertinente gestore di sistema.

Punto 32.3

Il pertinente gestore di sistema, al ricevimento di un PGMD completo e soddisfacente, rilascia al titolare dell'impianto di generazione una comunicazione definitiva di esercizio.

Punto 32.4

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

Punto 32.5

Se del caso, il pertinente gestore di sistema assicura che la messa in esercizio e la disattivazione di gruppi di generazione di tipo B e di tipo C possano essere comunicati per via elettronica.

Punto 32.6

Gli Stati membri possono disporre che il PGMD sia rilasciato da un certificatore autorizzato.

Articolo 33 Procedura per la connessione dei nuovi gruppi di generazione di tipo D

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

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

Punto 33.1.BIS

Con riferimento all'articolo 33, si applica quanto segue:

- a) La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di un gruppo di generazione di tipo C connesso alla rete di trasmissione e di tipo D rappresenta la fase conclusiva del processo di connessione descritto al capitolo 1A del CdR;
- b) La procedura di comunicazione di esercizio ha per obiettivo l'attivazione del gruppo di generazione e si articola in tre fasi:
 - i energizzazione dell'impianto d'utenza del gruppo (quindi escludendo il gruppo stesso); questa fase è descritta all'articolo 34;
 - ii energizzazione, primo parallelo e funzionamento provvisorio in parallelo con la rete del gruppo per certificare la sua conformità ai requisiti del Regolamento RfG; questa fase è descritta all'articolo 35;
 - iii attivazione definitiva del gruppo; questa fase è descritta all'articolo 36;
- c) Durante il periodo di funzionamento successivo alla comunicazione FON, di cui all'articolo 36, qualora si dovessero manifestare malfunzionamenti che comportano l'interruzione delle (o di parte delle) funzionalità del gruppo, il gruppo di generazione entrerà temporaneamente in un

regime di funzionamento cosiddetto limitato, formalizzato tramite la comunicazione LON di cui all'articolo 37, che verrà registrato e monitorato da Terna in attesa della risoluzione della anomalia da parte del Titolare.

- d) Per i casi in cui il servizio di connessione alla rete di trasmissione è stato erogato attraverso una connessione provvisoria (la cosiddetta modalità di esercizio di carattere transitorio), qualora il passaggio allo schema di connessione definitivo e l'attivazione del nuovo impianto di rete per la connessione richieda delle modifiche impiantistiche alla parte di competenza del Titolare dell'impianto di generazione, la procedura di comunicazione di esercizio di cui al presente articolo (e successivi) dovrà essere ripetuta Terna valuterà, in funzione delle modifiche impiantistiche richieste, quali nuovi documenti devono essere forniti e quale nuova comunicazione di esercizio (EON, ION e FON) devono essere emesse.

Punto 33.2.BIS

I requisiti di connessione e le informazioni necessarie ai fini della connessione al sistema di trasmissione sono contenute nei seguenti documenti:

- Contratto per la connessione che Terna adotta per disciplinare le modalità di connessione alla rete di trasmissione, di cui all'Allegato A. 57 del CdR;
- Regolamento di Esercizio stipulato tra Terna ed il Titolare per disciplinare i rapporti attinenti all'esercizio e alla manutenzione del sito di connessione, nonché i rapporti tra le unità interessate precisandone le rispettive competenze. Il Regolamento di Esercizio contiene, inoltre, l'elenco dettagliato delle informazioni (telesegnali, telemisure, telecomandi, teleregolazioni) che il Titolare e Terna devono scambiarsi e le eventuali deroghe ai requisiti tecnici di cui al Titolo II del Regolamento RfG, accordate secondo quanto previsto nel Titolo V del Regolamento RfG.
- Procedure concordate tra Terna ed il Titolare al fine di stabilire le modalità operative relative a specifiche attività o processi.

In particolare, il Regolamento d'Esercizio definisce la disciplina dei rapporti tra Terna e il Titolare dell'impianto per quanto attiene all'esercizio, al controllo ed alla manutenzione delle porzioni d'impianto funzionali alla rete di trasmissione. Il dettaglio degli argomenti trattati è almeno il seguente:

- esercizio, conduzione e controllo degli impianti;
- modalità di protezione e monitoraggio degli impianti;
- modalità di comando e regolazione degli impianti;
- gestione dei punti di consegna multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della rete di trasmissione;
- caratteristiche dei sistemi di telecomunicazione;
- modalità transitorie di interfacciamento dell'impianto verso Terna per lo scambio dei dati;
- accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- sicurezza delle persone e delle cose in occasione di interventi di manutenzione.
- responsabilità sulle verifiche degli impianti di terra;
- indisponibilità degli elementi di impianto in occasione di interventi per manutenzione e suoi periodi orientativi;
- misura delle partite commerciali;
- teledistacco di gruppi di generazione.

Punto 33.3.BIS

Ai fini della redazione del Regolamento di Esercizio, il Titolare dell'impianto di generazione di generazione è responsabile della preparazione/redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione a Terna della documentazione tecnica relativa al proprio impianto. Tale documentazione deve comprendere almeno:

- La documentazione tecnica del sito di connessione ed in particolare:
 - schema elettrico unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto:
 - Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero sito di connessione;

- Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature MT, AT e AAT, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in bassa tensione ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature AT e AAT presenti in impianto. In caso siano presenti, dovranno essere segnalati tutti gli interblocchi atti a non mettere in parallelo fonti di alimentazione diverse. Dovranno essere descritte nello schema unifilare le protezioni elettriche dell'impianto;
 - Sulla planimetria e sulle sezioni dell'impianto devono essere rappresentate tutte le apparecchiature MT, AT e AAT e devono essere chiaramente individuati i confini di proprietà tra l'impianto di rete per la connessione (stazioni di consegna, collegamenti AAT o AT) e l'impianto del Titolare dell'impianto di generazione;
 - Se nel sito di connessione sono presenti apparecchiature blindate con isolamento in gas, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.
- ii Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione: per gli stalli della stazione di consegna e dell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione devono essere redatti:
- uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
 - uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici per il monitoraggio disponibili.
- iii descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature AT e AAT, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.
- Per ciascuna tipologia di apparato e di componente dell'impianto di sua competenza, il Titolare deve fornire, desumendoli eventualmente dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività di Terna.
 - Per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.
- I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.
- b) Dati tecnici della rete e documentazione di progetto dell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione:
- i La documentazione relativa alla connessione, resa disponibile, per quanto di rispettiva competenza, da Terna e dal Titolare dell'impianto di generazione, attiene ai seguenti aspetti:
- prestazioni della rete di trasmissione nel punto di connessione;
 - caratteristiche degli impianti della rete di trasmissione, del Titolare dell'impianto di generazione e delle linee di collegamento nel particolare sito di connessione;
 - disciplina dei rapporti tra Terna e il Titolare dell'impianto di generazione per quanto attiene all'esercizio, al controllo ed alla manutenzione delle porzioni d'impianto funzionali alla rete di trasmissione;
- ii Per le prestazioni indicative della rete di trasmissione nel sito di connessione, si tratta in particolare di definire
- limiti di variazione della tensione;
 - massimo livello di distorsione armonica totale;
 - massimo valore dell'indice di severità del flicker, sia a breve che a lungo termine;
 - eventuali difformità, dovute a vetustà o a particolari concezioni progettuali, nelle prestazioni della rete di trasmissione;
- iii Per le caratteristiche degli impianti della rete di trasmissione, si tratta in particolare di descrivere
- coordinamento dell'isolamento relativo alla stazione di consegna;
 - caratteristiche del sistema di protezione nella stazione di consegna;
- iv Per le caratteristiche degli impianti del Titolare dell'impianto di generazione devono essere descritti
- elenco ed ubicazione degli interruttori comandati a distanza dai sistemi di protezione della rete di trasmissione o da dispositivi di Terna (quali, ad esempio, quelli necessari per l'attuazione del Piano di difesa della rete);

- caratteristiche dei variatori sottocarico dei trasformatori AT/MT o AAT/MT del Titolare dell'impianto di generazione;
 - eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi per il distacco di carichi o gruppi di generazione;
 - criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale, quando si tratti di un impianto con elevate esigenze di interoperabilità verso la rete di trasmissione o di un impianto cui siano associati particolari processi industriali;
 - eventuale impiego di dispositivi automatici per l'inserzione e la disinserzione di mezzi di compensazione della potenza reattiva (quali, ad esempio, condensatori di rifasamento o reattori);
 - elenco degli eventuali apparati di proprietà di Terna che siano installati nell'impianto del Titolare dell'impianto di generazione;
- v Per le caratteristiche delle linee di collegamento devono essere descritti
- coordinamento dell'isolamento;
 - caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
 - caratteristiche dei sistemi di protezione e misura.
- vi La comunicazione delle caratteristiche degli impianti di produzione è parte integrante della procedura di connessione; le caratteristiche tecniche devono essere descritte in ottemperanza dell'Allegato A.65 [27] del CdR. Tali dati devono essere inseriti nel sistema di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione – GAUDI – tramite l'apposito portale internet (www.terna.it) o, su richiesta Terna, comunicati con file template free format. L'inserimento dei dati dovrà avvenire secondo quanto previsto nel documento "Istruzioni Operative per il Produttore (dotato di Certificato Digitale) - Registrazione delle Unità di Produzione Rilevanti" pubblicato sul sito di Terna.
I dati suddetti saranno utilizzati per definire i piani di taratura dei sistemi di protezione e regolazione dell'impianto e riportati in modo organico nel Regolamento di Esercizio.

Articolo 34 Comunicazione di entrata in esercizio per i gruppi di generazione di tipo D

Punto 34

L'applicazione dell'articolo 34 è estesa ai gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione

Punto 34.1

Una EON autorizza il titolare dell'impianto di generazione a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari per i gruppi di generazione utilizzando la connessione alla rete specificata per il punto di connessione.

Punto 34.1.BIS

Con riferimento all'articolo 34.1, si precisa che la comunicazione EON permette al Titolare dell'impianto di mettere sotto tensione e quindi in esercizio le sue infrastrutture di connessione, cioè la sua rete interna e i servizi ausiliari, senza però la possibilità di immettere energia in rete.

Punto 34.2

Il pertinente gestore di sistema rilascia una EON subordinatamente al completamento dei preparativi che comprendono un accordo sulla protezione e sulle impostazioni di controllo che interessano il punto di connessione tra il pertinente gestore di sistema e il titolare dell'impianto di generazione.

Punto 34.2.BIS

Con riferimento all'articolo 34.2, si applica quanto segue:

- a) Almeno 9 mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione del gruppo di generazione (ed in ogni caso in tempo utile per il completamento della connessione al sistema di controllo, in funzione delle caratteristiche specifiche del sito), il Titolare dell'impianto

- di generazione è inoltre tenuto a richiedere l'attivazione dei vettori di comunicazione per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte di Terna e per il telescatto, ove ne sia richiesto l'adempimento, in conformità all'Allegato 13 al Cdr;
- b) Almeno 6 mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione del gruppo di generazione, il Titolare dell'impianto di generazione deve fornire a Terna tutti i dati tecnici e le informazioni utili per la redazione del Regolamento di esercizio e dell'Allegato 5 (Scheda tecnica riassuntiva della UP e che valorizza l'energia netta scambiata con la rete).
 - c) Per ottenere la comunicazione EON, il titolare deve:
 - Completare le attività previste con la sottoscrizione del Contratto di Connessione, tra cui:
 - i. comunicare formalmente il completamento delle proprie opere di connessione avendo fornito la documentazione necessaria all'esercizio della connessione (es. perizia asseverata di conformità degli impianti comprensiva dell'esito delle verifiche dell'impianto di terra e delle certificazioni di conformità degli impianti alle normative in materia di sicurezza);
 - ii. concludere gli adempimenti propedeutici alle attività del metering;
 - iii. ottemperare al requisito di visibilità dell'impianto necessaria al controllo degli impianti ;
 - iv. attivare un contratto di prelievo dell'energia; sottoscrivere e trasmettere il Regolamento di Esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete in cui sono riportati i dati tecnici dettagliati del gruppo di generazione che interessano la connessione alla rete come specificato da Terna;
 - adempiere alle ulteriori seguenti attività:
 - v. attuare il piano di taratura delle protezioni fornito da Terna e condividere quello relativo al gruppo di generazione nella sua competenza;
 - vi. condividere con Terna un programma di prova per la prima messa in tensione con la definizione del personale autorizzato del titolare dell'impianto di produzione responsabile delle prove stesse.
 - d) Una volta completate le attività di cui al punto precedente, il Titolare dell'impianto di generazione di generazione richiede a Terna, l'attivazione della connessione ai fini dell'ottenimento della EON.
 - e) Terna, verificata la completezza delle informazioni pervenute, emette la comunicazione EON.
 - f) Qualora le prove di prima messa in tensione della connessione non vadano a buon fine, il titolare comunicherà le anomalie riscontrate e procederà con una nuova richiesta di emissione di comunicazione EON, appena risolte le anomalie riscontrate

Articolo 35 Comunicazione di esercizio provvisorio per i gruppi di generazione di tipo D

L'applicazione dell'articolo 35 è estesa ai gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione

Punto 35.1

Una ION autorizza il titolare dell'impianto di generazione a gestire il gruppo di generazione e a produrre energia utilizzando la connessione alla rete per un periodo di tempo limitato.

Punto 35.1.BIS

Con riferimento all'articolo 35.1, si precisa che la comunicazione ION autorizza il titolare dell'impianto di generazione ad effettuare l'energizzazione e il primo parallelo del gruppo di generazione ed ad esercire il gruppo con lo scopo principale di dimostrare la sua conformità ai requisiti del Regolamento RfG.

Punto 35.2

Una ION è rilasciata dal pertinente gestore di sistema subordinatamente al completamento della procedura di valutazione dei dati e degli studi di cui al presente articolo.

Punto 35.3

Per quanto riguarda la valutazione dei dati e degli studi, il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di richiedere che il titolare dell'impianto di generazione trasmetta quanto segue:

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

Punto 35.3.BIS

Con riferimento all'articolo 35.3, si applica quanto segue:

- a) Per ottenere la comunicazione ION, il titolare deve preliminarmente
 - i Essere in possesso di una comunicazione EON,
 - ii Comunicare a Terna il completamento delle opere di realizzazione del gruppo di generazione, con dichiarazione di atto notorio;
 - iii Aggiornare, se necessario, il Regolamento di Esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete, nelle parti modificate rispetto alla comunicazione EON;
 - iv Far fare l'ispezione in loco da parte di Terna per la verifica complessiva dell'impianto di generazione nonché della connessione e dei contatori di misura;
 - v Stipulare il contratto di dispacciamento in immissione;
 - vi Trasmettere a Terna i modelli di simulazione del gruppo di generazione, come specificato all'articolo 15, paragrafo 6, lettera c);
 - vii Eseguire e trasmettere a Terna le simulazione che dimostrano le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, di cui al titolo IV, capo 5, 6 e 7, del Regolamento RfG (dettaglio in Tabella 25);
 - viii Concordare con Terna, con almeno un mese di anticipo rispetto all'inizio previsto per le prove, un programma con il gruppo a carico durante l'esercizio provvisorio e relative a:
 - Prove di conformità di cui al titolo IV, capo 1, 2 e 3, del Regolamento RfG (dettaglio in Tabella 25);
 - Ulteriori prove di conformità richieste da Terna;
 - Prove reali a carico per la telelettura dei contatori di misura;
 - Prove reali a carico per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte del gestore;
 - Prove reali a carico di telescatto ove richiesto l'adempimento;
 - ix Le prove di conformità indicate sopra dovranno essere eseguite sotto la sorveglianza e responsabilità di un apposito organismo certificatore, accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065 ad emettere certificati sui gruppi di generazione in accordo alle specifiche di cui all'Allegato 18
 - x Fornire eventuali ulteriori documentazioni richieste da Terna;
- b) L'Istituto Accreditato deve essere un organismo di Ispezione di Tipo "A", ai sensi della Norma UNI CEI EN ISO/IEC 17020:2012, o un istituto equivalente a livello europeo, per le prove su componenti elettromeccanici in alta tensione.
- c) Il Titolare dell'impianto di generazione di generazione, avendo fornito le suddette documentazioni a Terna, richiede la possibilità di effettuare il primo parallelo con la rete.
- d) Terna, valutata positivamente la documentazione fornita, emette la comunicazione ION che consente l'entrata in esercizio provvisorio e autorizza ad eseguire il primo parallelo con la rete.

Punto 35.4

Il periodo di validità dell'autorizzazione conferita dalla ION al titolare dell'impianto di generazione non è superiore a 24 mesi. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare un periodo di validità più

breve per la ION. La validità di una ION può essere prorogata solo se il titolare dell'impianto di generazione ha compiuto progressi sostanziali verso la piena conformità. Eventuali questioni in sospeso sono chiaramente individuate nel momento in cui viene richiesta la proroga.

Punto 35.4.BIS

Con riferimento all'articolo 35.4, si applica quanto segue:

- a) La validità della comunicazione ION rilasciata da Terna non sarà superiore ai 18 mesi. Durante il periodo di validità della ION, il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto ad effettuare le prove secondo il programma concordato;
- b) In caso di mancata esecuzione o esito negativo di una delle prove indicate all'articolo 35(3.bis), il Titolare dovrà sottoporre a Terna un programma temporale aggiornato delle prove entro due settimane dalla data prevista per la ripetizione della prova. In ogni caso, la risoluzione dei problemi riscontrati saranno a totale carico del Titolare dell'impianto di generazione;
- c) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION e in assenza di richiesta di deroga, il Titolare dell'impianto di generazione dovrà comunicare a Terna eventuali esigenze di proroga della comunicazione ION a causa del mancato completamento con esito positivo del programma di prove, dimostrando di aver compiuto sostanziali progressi rispetto al programma iniziale e la capacità di raggiungere la piena conformità dell'impianto; Terna, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà una proroga della ION.
- d) Entro il termine di scadenza della comunicazione ION, il Titolare dell'impianto di generazione dovrà farsi rilasciare dal Costruttore/installatore, una dichiarazione di conformità del gruppo di generazione dove sarà indicato:
 - i Il rispetto della normativa tecnica applicabile;
 - ii L'installazione di componenti e materiali costruiti a regola d'arte, certificati e adatti al luogo di installazione;
 - iii La conformità del gruppo ai fini della sicurezza e delle funzionalità;
- e) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION, e concluse tutte le attività previste (con particolare riferimento alle prove di conformità), il Titolare dell'impianto dovrà quindi trasmettere a Terna, i seguenti documenti:
 - i N° 1 copia di dichiarazione di conformità al Regolamento RfG del gruppo di generazione, a cura del Titolare dell'impianto;
 - ii N° 1 copia del rapporto delle prove di conformità (a cura di chi ha eseguito le prove);
 - iii N° 1 copia del rapporto di verifica con esito compilato dall'Istituto Accreditato;
 - iv aggiornamento dei modelli di simulazione presentati durante la fase di richiesta della ION sulla base dell'esito delle prove;
 - v aggiornamento delle simulazioni presentate durante la fase di richiesta della ION sulla base dell'esito delle prove.

Terna, valutata la documentazione ricevuta, in presenza di non conformità, concorderà con il Titolare dell'impianto una proroga della ION per consentire il proseguimento della procedura verso il raggiungimento della piena conformità del gruppo oppure attraverso la richiesta di deroga, secondo quanto previsto dal Titolo V del Regolamento RfG.

Punto 35.5

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

Funzione	Requisito [Art.]	Prove SGMP [Art.]		Prove PPM [Art.]		Simulazioni SGPM [Art.]		Simulazioni PPM [Art.]	
		C connessi alla RTN	D	C connessi alla RTN	D	C connessi alla RTN	D	C connessi alla RTN	D
CONTROLLO DELLA FREQUENZA	CONTROLLO DELLA POTENZA ATTIVA	15.2.a		48.2	48.2				
	LFSM-O	13.2	44	44	47.3	47.2	51.2	51.2	54.2
	LFSM-U	15.2.c	45.2	45.2	48.3	48.3	52.2	52.2	55.2
	FSM	15.2.d	45.3	45.3	48.4	48.4	52.3	52.3	55.3
	CAPACITA' DI FUNZIONAMENTO IN ISOLA	15.5.b					52.4	52.4	55.4
	CAPACITA' DI FORNIRE INERZIA SINTETICA PER PARCHI	21.2						55.5	55.5
	CONTROLLO PER IL RIPRISTINO DELLA FREQUENZA	15.2.e	45.4	45.4	48.5	48.5			
CONTROLLO DELLA TENSIONE	INIEZIONE DI CORRENTE DI GUASTO RAPIDO PER PARCHI	20.2.b						54.3	54.3
	FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY	14.3.a 16.3.a					51.3	53.3	54.4
	RIPRISTINO DELLA POTENZA ATTIVA DOPO UN GUASTO	17.3 20.3					51.4	51.4	54.5
	CAPABILITY DI POTENZA REATTIVA	18.2.b 18.2.c	45.7	45.7	48.6	48.6	52.5	52.5	55.6
	SISTEMA DI CONTROLLO DELLA TENSIONE	21.3.d			48.7	48.7			
	CAPACITA DI SMORZARE LE OSCILLAZIONI DI POTENZA	21.3.f						53.2	55.7
GESTIONE DEL SISTEMA	CAPACITA DI BLACK-START	15.5.a	45.5	45.5					
	CAPACITA DI EFFETTUARE LA MANOVRA DI RIFUTO DI CARICO	15.5.c	45.6	45.6					

Tabella 25: Prove e simulazioni di conformità richieste per la connessione di un gruppo di generazione alla rete di trasmissione

Articolo 36 Comunicazione definitiva di esercizio per i gruppi di generazione di tipo D

L'applicazione dell'articolo 36 è estesa ai gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione

Punto 36.1

Una FON autorizza il titolare dell'impianto di generazione a esercire un gruppo di generazione utilizzando la connessione alla rete.

Punto 36.1.BIS

Con riferimento all'articolo 36.1, si precisa che la comunicazione FON autorizza il Titolare dell'impianto di generazione di generazione ad immettere energia senza riserve legate agli obblighi già assolti nelle fasi precedenti descritte negli Articoli 34 e 35, fatto salvo quanto previsto dall'articolo 37.

Punto 36.2

Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema previa eliminazione di tutte le incompatibilità individuate in sede di ottenimento della ION e subordinatamente al completamento del processo di valutazione dei dati e degli studi, come disposto nel presente articolo.

Punto 36.3

Ai fini della valutazione dei dati e degli studi, il titolare dell'impianto di generazione trasmette al pertinente gestore di sistema i seguenti elementi:

- a) una dichiarazione di conformità dettagliata; e
- b) un aggiornamento dei dati tecnici rilevanti, dei modelli di simulazione e degli studi di cui all'articolo 35, paragrafo 3, lettere b), d) ed e), compreso l'uso di valori reali rilevati durante le prove.

Punto 36.3.BIS

Con riferimento all'articolo 36.3, si precisa che entro il termine di validità della comunicazione ION, Terna, verificata positivamente l'intera documentazione fornita e riscontrata la completa conformità dell'impianto (ad eccezione di eventuali deroghe concesse), rilascia la comunicazione FON.

Punto 36.4

Qualora, in connessione con il rilascio della FON, si individui un'incompatibilità, si potrà concedere una deroga su richiesta indirizzata al pertinente gestore di sistema, in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo V. Una FON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema se il gruppo di generazione rispetta le disposizioni della deroga.

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

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

Articolo 37 Comunicazione di esercizio limitato per i gruppi di generazione di tipo D

L'applicazione dell'articolo 37 è estesa ai gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione

Punto 37.1

I titolari di impianti di generazione di energia detentori di una FON informano senza indugio il pertinente gestore di sistema se si verificano le circostanze seguenti:

- a) *l'impianto è temporaneamente interessato da modifiche significative o da perdita di capacità che incidono sulle prestazioni; oppure*
- b) *guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di determinati requisiti pertinenti.*

Punto 37.1.BIS

Con riferimento all'articolo 37.1, si applica quanto segue:

- a) Nel caso in cui un gruppo di generazione, già in possesso di una comunicazione FON, nel corso dell'esercizio, è temporaneamente interessato da modifiche significative o da perdita di capacità che incidono sulle prestazioni, oppure qualora si verifichi un'anomalia agli impianti o alle apparecchiature che pregiudichi la fornitura delle funzionalità richieste dal Regolamento RfG, il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto a darne tempestiva informativa a Terna;
- b) Oltre alla descrizione precisa della natura del problema riscontrato, l'informativa dovrà riportare anche la durata stimata per la sua risoluzione e per il rientro in condizioni normali d'esercizio dell'impianto.

Punto 37.2

Il titolare dell'impianto di generazione richiede al pertinente gestore di sistema il rilascio di una LON se ha ragionevoli motivi di ritenere che le circostanze di cui al paragrafo 1 possano durare per più di tre mesi.

Punto 37.2.BIS

Con riferimento all'articolo 37.2, si applica quanto segue:

- c) La richiesta della LON da parte del titolare dell'impianto di generazione dovrà essere accompagnata da una descrizione della soluzione prevista per la risoluzione dell'anomalia riscontrata.
- d) Terna, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà la comunicazione LON.

Punto 37.3

Una LON è rilasciata dal pertinente gestore di sistema e contiene le seguenti informazioni, che sono chiaramente individuabili:

- c) *le questioni irrisolte che giustificano il rilascio della LON;*
- d) *le responsabilità e i tempi attuativi per la soluzione prevista; e*
- e) *un periodo massimo di validità non superiore a 12 mesi. Il periodo concesso inizialmente può essere più breve e prorogabile subordinatamente alla valutazione positiva, da parte del pertinente gestore di sistema, di elementi presentatigli a dimostrazione di progressi sostanziali compiuti verso la piena conformità.*

Punto 37.3.BIS

Con riferimento all'articolo 37.2, si applica quanto segue:

- e) La LON rilasciata da Terna riporterà anche le prove di conformità a cura del Titolare dell'impianto di generazione per dimostrare la risoluzione della disfunzione;
- f) Entro il termine di validità della LON, il Titolare fornirà adeguata documentazione (e certificazione qualora richiesta) delle prove eseguite post-intervento.

Punto 37.4

La FON è sospesa durante il periodo di validità della LON per quanto riguarda gli elementi per i quali la LON è stata rilasciata.

Punto 37.5

Un'ulteriore proroga del periodo di validità della LON può essere concessa in caso di richiesta di deroga indirizzata al pertinente gestore di sistema presentata prima della scadenza di tale periodo, in conformità alla procedura di deroga di cui al titolo V.

Punto 37.6

Il pertinente gestore di sistema può rifiutare di autorizzare il funzionamento del gruppo di generazione una volta scaduta la validità della LON. In tali casi la FON perde automaticamente la validità.

Punto 37.7

Se il pertinente gestore di sistema non concede una proroga del periodo di validità della LON in conformità al paragrafo 5 o se rifiuta di autorizzare il funzionamento del gruppo di generazione una volta scaduta la validità della LON in conformità al paragrafo 6, il titolare dell'impianto di generazione può sottoporre la questione per decisione all'autorità di regolamentazione entro sei mesi dalla comunicazione della decisione del pertinente gestore di sistema.

PARAGRAFO 6- CONTROLLO DELLA CONFORMITA' (ARTT. 40-57 del Regolamento RfG)

Articolo 40 Controllo della conformità - responsabilità del titolare dell'impianto di generazione

Punto 40.1

Il titolare dell'impianto di generazione assicura che ogni gruppo di generazione sia conforme ai requisiti applicabili a norma del presente regolamento, per tutta la durata di vita dell'impianto. Per i gruppi di generazione di tipo A, il titolare dell'impianto di generazione può valersi di certificati delle apparecchiature rilasciati in conformità al regolamento (CE) n. 765/2008.

Punto 40.1.BIS

Con riferimento all'articolo 40.1, si applica quanto segue:

- a) l'uso da parte del titolare dell'impianto dei certificati delle apparecchiature per assicurare e dimostrare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti applicabili in base alla normativa regolazione applicabile a livello nazionale deve essere conforme alle condizioni e procedure previste dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.
- b) per i gruppi di generazione di tipo B, C e D, l'uso da parte del titolare dell'impianto di certificati delle apparecchiature in sostituzione delle prove e simulazioni di conformità previste dal Regolamento RfG, deve essere esplicitamente permesso dal pertinente gestore di sistema e definito nel processo di conformità in accordo con quanto previsto all'articolo 41.3.

Punto 40.2

Il titolare dell'impianto di generazione comunica al pertinente gestore di sistema ogni eventuale modifica prevista delle capacità tecniche di un gruppo di generazione che possa avere ripercussioni sul rispetto dei requisiti applicabili a norma del presente regolamento, prima di intraprendere tale modifica.

Punto 40.3

Il titolare dell'impianto di generazione informa il pertinente gestore di sistema in merito a ogni eventuale incidente operativo o guasto di un gruppo di generazione che ne comprometta la conformità ai requisiti del presente regolamento, senza indugio, dopo il verificarsi di tali incidenti.

Punto 40.3.BIS

Con riferimento agli Articoli 40.2 e 40.3, gli utenti del dispacciamento titolari di gruppi di generazione di tipo D sono responsabili dell'aggiornamento dei dati tecnici dichiarati nel Registro delle unità di produzione; l'aggiornamento deve avvenire per il tramite della procedura “SCWeb” di cui all’Allegato A.33 [20] al CdR.

Punto 40.4

Il titolare dell'impianto di generazione comunica al pertinente gestore di sistema il calendario delle prove previste e le procedure da seguire per la verifica della conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento, a tempo debito e prima del loro avvio. Il pertinente gestore di sistema approva previamente il calendario delle prove previste e le procedure di prova. Tale approvazione da parte del pertinente gestore di sistema è disbrigata tempestivamente e non viene rifiutata senza validi motivi.

Punto 40.4.BIS

Con riferimento all’articolo 40.4, si applica quanto segue:

- a) La comunicazione al pertinente gestore di sistema del calendario delle prove e delle procedure di prova è richiesta solo per le prove esplicitamente richieste dal pertinente gestore di sistema nell’ambito ed in accordo al processo di conformità definito all’articolo 41.3 e correlati. Non vi è alcuna richiesta di comunicazione per le prove eseguite autonomamente dal Titolare dell’impianto di generazione di generazione.
- b) Per i gruppi di generazione di tipo A, B e C connessi alle reti di distribuzione, le procedure di prova devono essere conformi alle modalità di prova riportate nella normativa CEI di riferimento laddove applicabili, ed in particolare (lista indicativa)
 - i Allegato A “Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)” della CEI 0-21 [2]
 - ii Allegato B “Prove sugli inverter per impianti indirettamente connessi” della CEI 0-21 [2]
 - iii Allegato E “Caratteristiche e prove del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)” della CEI 0-16 [3],
 - iv Allegato C “Caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) non integrato per reti MT” della CEI 0-16 [3],
 - v Allegato D “Caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) integrato per reti MT” della CEI 0-16 [3],
 - vi Allegato N “Prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG” della CEI 0-16 [3],
- c) Per i gruppi di generazione sincroni di tipo D, le procedure di prova devono essere conformi alle modalità di prova riportate nel CdR [1] laddove applicabili, ed in particolare (lista indicativa)
 - i Allegato A.18 “Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche” [17]
 - ii Allegato A19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico” [18].

Punto 40.5

Il pertinente gestore di sistema può partecipare alle prove e registrare le prestazioni dei gruppi di generazione.

Articolo 41 Controllo della conformità – compiti del pertinente gestore di sistema

Punto 41.1

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

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

Punto 41.1.BIS

Con riferimento all’articolo 41.1, le procedure e modalità (comprese le condizioni e procedure di uso dei certificati delle apparecchiature) per valutare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti applicabili a norma del

Regolamento RfG sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 41.2

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

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

Punto 41.2.BIS

Con riferimento all'articolo 41.2, la periodicità e gli eventi dopo i quali può essere richiesto che vengano fatte delle prove di conformità o delle simulazioni a norma del Regolamento RfG sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 41.3

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

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

Punto 41.3.BIS

Con riferimento all'articolo 41.3, per i gruppi di generazione di tipo A, B e C connessi alle reti di distribuzione, si rimanda alla normativa CEI di riferimento e alle procedure del pertinente gestore di sistema per la definizione da una parte delle informazioni e dei documenti da fornire e dall'altra, delle prove e simulazioni da svolgere, per la valutazione della conformità di questi impianti di generazione; queste informazioni sono riportate in particolare in (lista indicativa):

- “Prove di verifica in campo” della CEI 0-21 [2]
- “Documentazione tecnica del punto di connessione di Utente attivo” della CEI 0-21 [2]
- Allegato A “Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)” della CEI 0-21 [2]
- Allegato B “Prove sugli inverter per impianti indirettamente connessi” della CEI 0-21 [2]
- Allegato C “Conformità delle apparecchiature” della CEI 0-21 [2]
- Allegato G “Regolamento di esercizio in parallelo con la rete BT “DISTRIBUTORE” di impianti di produzione (AUTOCERTIFICAZIONE)” della CEI 0-21 [2]
- “Sistemi di protezione” della CEI 0-16 [3],
- “Documentazione tecnica del punto di connessione” della CEI 0-16 [3],
- Allegato E “Caratteristiche e prove del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)” della CEI 0-16 [3],
- Allegato C “Caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) non integrato per reti MT” della CEI 0-16 [3],
- Allegato D “Caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) integrato per reti MT” della CEI 0-16 [3],
- Allegato N “Prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG” della CEI 0-16 [3],
- Allegato U “Regolamento di esercizio per il funzionamento dell'impianto di produzione dell'energia elettrica di proprietà dell'utente attivo in parallelo con la rete mt del gestore di rete di distribuzione” della CEI 0-16 [3].

Punto 41.3.TER

Con riferimento all'articolo 41.3, per i gruppi di generazione di tipo C connessi alla rete di trasmissione o D, nel seguito sono fornite indicazioni relative al processo utilizzato da Terna per valutare la conformità ai requisiti applicabili a norma del Regolamento RfG:

- a) Informazioni e documenti utili per la verifica di conformità dei gruppi di generazione:
- il Titolare dell'impianto di generazione è tenuto a dichiarare, su richiesta di Terna, le caratteristiche dell'impianto per singolo gruppo di generazione. I dati dichiarati devono riferirsi a quelli di esercizio. Qualora il Titolare dell'impianto di generazione non fornisca i dati richiesti, Terna né dà comunicazione all'Autorità.
 - Oltre alle informazioni generali sulla tipologia d'impianto sono richiesti la tipologia di processo e le fonti primarie utilizzate.
 - Il Titolare dell'impianto di generazione deve inoltre dichiarare tutti i vincoli legati al processo, limitativi delle prestazioni tipiche della tipologia d'appartenenza, e gli eventuali vincoli di natura ambientale.
 - Le caratteristiche d'interesse ai fini del comportamento elettrico sono tutte quelle necessarie alla esecuzione di calcoli in regime statico e dinamico, quali corto circuito, load flow, transitori elettromeccanici, ecc. e devono riferirsi al singolo generatore o gruppo di generazione, secondo quanto prescritto nell'Allegato A.65 "Dati tecnici dei gruppi di generazione" [27] del CdR.
 - Ai fini della capacità di fornire servizi di sistema le caratteristiche sono quelle dei regolatori e delle curve di capability nel campo di variazione della tensione.
 - I dati relativi ai tassi di guasto possono essere richiesti da Terna e in tal caso devono essere forniti dagli Utenti.
 - Qualora i dati di cui sopra non siano resi disponibili dal Titolare dell'impianto di generazione, Terna assumerà, per le valutazioni di propria competenza, i valori corrispondenti ai dati storici della medesima tipologia di impianto o i dati reperibili sulla bibliografia tecnica.
 - Il Titolare dell'impianto di generazione fornisce altresì i valori dei rendimenti dell'impianto di produzione.
 - Stessi obblighi di dichiarazione e responsabilità devono essere applicati alle informazioni relative a:
 - capacità ad alimentare porzioni isolate della rete di trasmissione e/o carichi propri;
 - capacità a sopportare il rifiuto di carico;
 - capacità a fornire il servizio di riaccensione.
 - Le caratteristiche sopra elencate saranno tenute in considerazione nel valutare l'idoneità dell'impianto a fornire energia e servizi di sistema.
 - Resta inteso che in tutti i casi di violazione degli obblighi informativi di cui al presente paragrafo, Terna ne darà segnalazione all'Autorità per i seguiti di competenza.
 - Terna calcola i contributi alle correnti di corto circuito provenienti dagli impianti del Titolare dell'impianto di generazione, sulla base dei dati che il Titolare dell'impianto di generazione stesso è tenuto a comunicare ed aggiornare²².
 - il Titolare del gruppo di generazione fornisce, all'atto della richiesta di connessione, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di armoniche; sulla base di tali dati Terna valuta gli effetti sulla rete, in condizioni di minima potenza di corto circuito sulla rete stessa.
- b) Considerazioni generali sulle verifiche di conformità Terna definisce delle procedure per valutare la conformità dei gruppi di generazione ai requisiti tecnici di connessione previsti nella normativa/ regolazione nazionale ed in particolare per la verifica dei seguenti aspetti:
- i il livello e le funzioni di controllo della potenza attiva e reattiva immessa in rete;
 - ii le funzioni automatiche di distacco dei gruppi di generazione al verificarsi di prestabilite condizioni di rete;
 - iii l'attuazione delle azioni di rifiuto di carico;
 - iv l'attuazione delle azioni previste durante le fasi di ripristino del servizio elettrico in seguito ad interruzioni del servizio medesimo;
 - v la funzionalità degli apparati di protezione sottoposti ad azioni di coordinamento con i dispositivi di protezione installati sulla rete di trasmissione.

²² I criteri e le procedure generali per il calcolo della potenza convenzionale di corto-circuito massima e minima sono descritti nell'allegato A.8 [7] al CdR.

Le modalità di svolgimento delle verifiche sopra sono riportate in particolare nei seguenti documenti (lista non esaustiva):

- i A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza” [14]
- ii A.18 “Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche” [17];
- iii A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico” [18];
- c) Verifiche specifiche relative ai sistemi di regolazioni:
 - i in considerazione dell'importanza che i sistemi di regolazione ed i relativi parametri hanno per il funzionamento del sistema elettrico nazionale, Terna si riserva la possibilità di effettuare in ogni momento delle verifiche sulla loro funzionalità sia con il proprio personale, sia avvalendosi di consulenti esterni;
 - ii il CdR prevede che Terna esegua delle prove sui gruppi di generazione (o sulle UP) e comunichi all'ARERA sia il piano di attuazione delle stesse che gli esiti. L'esecuzione di tali prove è obbligatoria per i titolari dei gruppi di generazione. In particolare, è richiesta la valutazione della conformità dei gruppi di generazione ai requisiti tecnici di connessione a partire da:
 - La verifica, sulla base dei dati e delle informazioni in possesso di Terna, come auto-certificate dagli Utenti ai sensi del D.P.R. n. 445/2000, in merito al rispetto delle disposizioni del CdR ed individuazione delle violazioni poste in essere dagli Utenti.
 - L'accertamento della veridicità delle dichiarazioni rilasciate dagli Utenti anche attraverso verifiche sugli impianti.
 - La verifica dei parametri tecnici descritti in GAUDI: attraverso il confronto con i dati precedentemente acquisiti ed in proprio possesso, in occasione di eventi di rete, mediante ispezioni e prove richieste caso per caso.
 - La verifica dei dati tecnici dichiarati dai Titolari degli impianti per la conformità alla regolazione della tensione primaria di centrale.
 - iii Per descrivere gli obiettivi e le modalità di esecuzione di alcune verifiche, Terna ha redatto il documento “Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche”, Allegato A.18 al CdR [17]. Tale documento rappresenta un protocollo che descrive le prove da eseguire per i gruppi di generazione (o unità di produzione) al fine di valutare le prestazioni della:
 - Regolazione primaria e secondaria della frequenza in condizioni normali.
 - Contribuzione ai transitori di frequenza in condizioni di emergenza (sottofrequenza).
 - Regolazione primaria della tensione.
 - iv Inoltre, l'Allegato A.18 definisce per ogni singola prova: l'assetto del gruppo di generazione (o dell'UP) da verificare, le modalità di esecuzione e le grandezze da registrare.
 - v Terna richiede ai Titolari di effettuare direttamente ed in regime di autocertificazione alcune delle verifiche richieste dal CdR per evitare oneri impegnativi in termini di risorse e di tempo necessari per l'organizzazione delle ispezioni.
 - vi Specificatamente, Terna considera rilevanti per l'esercizio in sicurezza le centrali con almeno una UP di potenza non inferiore a 50 MVA²³. Quindi richiede che queste siano le unità che dovranno essere sottoposte alle citate prove, secondo un piano e con caratteristiche concordate con Terna, sulla base delle prescrizioni e con gli stessi obiettivi descritti nel documento.
 - vii Per garantire nel tempo la sicurezza di esercizio è prescritto che si effettui una verifica periodica delle prestazioni della sola regolazione della frequenza in condizioni di funzionamento normali e in emergenza simulata.
 - viii Pertanto, si specifica che rispetto alla lista di prove, al fine di ridurre la durata del periodo di fermata e anche per contenere l'onere delle stesse, l'autocertificazione periodica successiva alla prima entrata in esercizio non riguarderà le prestazioni del regolatore di tensione.
 - ix Le prove devono essere effettuate ogni 3 anni, e comunque devono essere effettuate in occasione delle ferme programmate per la manutenzione generale, o parziale, dei gruppi di generazione, oppure in seguito alla sostituzione del regolatore di velocità, o di parti costituenti la catena di regolazione. Le date delle prove devono essere comunicate a Terna con almeno 2 mesi di anticipo; un programma dettagliato delle prove deve essere comunicato con almeno una settimana di anticipo.

²³ Il requisito è da ritenersi applicabile alle UP composte da generatori sincroni ed ai parchi di generazione.

- x Anche le prove sulla regolazione della tensione devono essere ripetute, totalmente o in parte, in occasione di sostituzione di parti costituenti la catena di regolazione, come per esempio l'eccitatrice, l'alternatore.
 - xi L'esito delle prove sarà consegnato a Terna e, se opportuno, le caratteristiche delle grandezze registrate dovranno portare ad un aggiornamento delle informazioni dichiarate in GAUDI.
 - xii Su richiesta, Terna propone un formato standard di documentazione da adottare per tutte le verifiche degli impianti nella disponibilità di un Titolare.
 - xiii Inoltre, Terna richiede nell'ambito dell'auto-certificazione una ulteriore Dichiarazione attestante per ogni singolo gruppo di generazione (o singola UP):
 - La conformità delle regolazioni, delle protezioni e delle loro tarature in condizioni di emergenza o di ripristino del sistema elettrico.
 - L'idoneità dei sistemi di regolazione a garantire il funzionamento stabile del gruppo di generazione (o dell'UP).
 - La funzionalità degli apparati di protezione di interfaccia con la rete.
 - xiv Su questo argomento Terna assume che tale dichiarazione sia già implicita nell'adesione al Contratto di Dispacciamento e già confermata con i dati riportati in GAUDI.
 - xv Pertanto, la Dichiarazione è opzionale, tranne che per la funzionalità degli apparati di protezione di interfaccia con la rete, per il quale Terna richiede che tutti i sistemi di protezione siano sottoposti a controlli sistematici standardizzati, anche usufruendo dell'auto-diagnostica degli apparati, che prevedano una periodicità variabile da 1 a 3 anni in funzione del tipo di protezione e dell'importanza dell'impianto.
- d) Verifiche specifiche relative alla partecipazione al piano di difesa e di riaccensione del sistema elettrico:
- i in accordo con quanto previsto al "Le prescrizioni del piano di riaccensione riguardo le prove e le verifiche" dell'Allegato A19 del CdR [18], le prove di applicazione del Piano di Riaccensione e le prove dei gruppi di produzione costituiscono il principale strumento di verifica dell'efficacia della strategia di ripristino per ciò che riguarda:
 - l'organizzazione delle Unità coinvolte,
 - le prestazioni degli impianti e
 - la realizzabilità tecnica della sequenza di manovre.
 - ii Tra i fattori che durante le prove costituiscono una variante rispetto le reali condizioni di applicazione delle procedure di riaccensione sono i seguenti:
 - la necessità di programmare le prove, che inevitabilmente implica una preparazione delle stesse in termini di aspettativa psicologica degli operatori e di predisposizione ottimale degli impianti;
 - la necessità di contenere il disturbo arrecato all'utenza, che vincola le modalità di inserzione e disinserzione dei carichi sulle direttive;
 - l'impossibilità di procedere nelle fasi del Piano di Riaccensione successive alla formazione delle direttive, per l'ovvia necessità di limitare l'estensione della rete elettrica interessata dalle prove.
 - iii Nell'esecuzione delle prove occorre contenere, nei limiti del possibile, l'incidenza di ciascuno di questi fattori per evitare di ottenere risultati non coerenti con l'obiettivo proposto. Tuttavia, anche in questo caso, l'esecuzione delle prove è un'importante fase di addestramento di tutto il personale. Inoltre, la conoscenza delle prestazioni offerte dal macchinario, dagli apparati degli impianti e, ovviamente, dal fattore umano, fornisce preziose indicazioni utili per il miglioramento del coordinamento tra le varie Unità coinvolte. Tutto ciò può indicare l'opportunità di ulteriori affinamenti del Piano di Riaccensione ed evidenziare la necessità di adeguamenti impiantistici.
 - iv In definitiva, l'esecuzione di prove di riaccensione consente di:
 - verificare il funzionamento delle regolazioni dei singoli impianti coinvolti nella prova;
 - verificare la fattibilità delle direttive;
 - verificare l'efficacia del funzionamento coordinato degli impianti interessati;
 - consolidare la preparazione degli operatori riguardo alla riaccensione.
 - v in accordo con quanto previsto al "Prove sui singoli componenti di rete del sistema elettrico" dell'Allegato A19 del CdR [18], le prove riguardanti i singoli componenti del sistema elettrico sono propedeutiche alle prove più complesse di verifica delle procedure di riaccensione per la formazione delle direttive. Tali prove hanno il vantaggio di essere facilmente realizzabili e ripetibili periodicamente senza eccessivi oneri da parte del personale e/o degli impianti. Esse riguardano essenzialmente la funzionalità dei componenti, degli elementi di rete e degli apparati utilizzati per la predisposizione delle direttive di riaccensione con particolare riferimento:
 - alle prove di rifiuto di carico dei gruppi termoelettrici, preferibilmente costituite dalle due fasi di distacco del gruppo a carico e successiva temporanea re-inserzione dello stesso in rete. Per

- esigenze di addestramento del personale, si richiede che la programmazione delle prove coinvolga turni di operatori diversi;
- alle prove di distacco dalla rete delle centrali di prima riaccensione, oppure di semplice avvio a seguito di fermate programmate, con ripartenza in condizioni di black start up, la messa in tensione delle sbarre AT della centrale per almeno 10 minuti e la verifica della stabilità di regolazione della tensione e della frequenza;
 - alla verifica del tempo necessario per l'esecuzione delle manovre previste dal Piano di Riaccensione da parte degli operatori delle sale controllo delle reti di trasmissione e distribuzione;
 - alla verifica dell'entità dei carichi iniziali previsti nelle varie direttive.
- vi Come sarà successivamente specificato, è richiesto che le Unità responsabili degli impianti tengano un Registro di tutte le prove riguardanti le funzionalità richieste dal servizio di riaccensione. In questo registro per ogni prova deve essere almeno elencato: la data, l'orario, la durata, l'esito, le anomalie riscontrate. Gli operatori coinvolti nelle prove devono poter essere identificati nei documenti piani di turno, generalmente archiviati per più anni.
- vii Le Sedi Territoriali di Terna hanno il compito di raccogliere i risultati delle prove effettuate per i singoli componenti del sistema elettrico e tenere gli opportuni contatti con le Unità responsabili degli impianti per concordare le modalità di esecuzione delle stesse.
- viii in accordo con quanto previsto al “Prove di riaccensione delle direttive” dell'allegato A19 del CdR [18], le prove reali di riaccensione sono indubbiamente più impegnative dal punto di vista della mobilitazione del personale, dell'utilizzo coordinato degli impianti e del coinvolgimento dell'utenza. Terna organizza periodicamente delle prove di riaccensione che sono concordate con tutte le Unità responsabili degli impianti e delle reti. Con essi sono individuati i periodi più opportuni dal punto di vista della compatibilità con le esigenze di esercizio del sistema elettrico. Le prove di riaccensione prevedono l'esecuzione delle manovre elencate dalle Consegne Autonome che sono descritte nei Volumi di Dettaglio del Piano di Riaccensione, distribuiti da Terna alle Unità responsabili degli impianti. L'obiettivo delle prove è di verificare le seguenti fasi:
- distacco dalla rete dei gruppi di prima riaccensione e del gruppo termoelettrico prescelto;
 - verifica dei tempi di attuazione delle manovre di predisposizione delle direttive;
 - avviamento in black start up e successivo lancio di tensione sulla direttrice da parte dei gruppi di prima riaccensione;
 - rialimentazione dei carichi iniziali;
 - parallelo del gruppo termoelettrico;
 - presa di carico da parte del gruppo termoelettrico realizzata con l'inserzione di ulteriori carichi sulla direttrice;
 - parallelo della direttrice con la rete.
- ix Alle Unità responsabili è richiesta la predisposizione degli apparati di misura aggiuntivi per la registrazione delle grandezze elettriche di interesse per la verifica della funzionalità degli impianti.
- x in accordo con quanto previsto al “Prescrizioni per la verifica della capacità di prima riaccensione” dell'allegato A19 del Cdr [18], Terna controlla l'entità e la continuità delle prestazioni degli impianti a cui è affidata la funzione di black start up, i quali hanno un'importanza determinante per la riuscita del Piano di Riaccensione. Contestualmente, Terna intende stimolare le Unità responsabili degli impianti a perseguire la completa efficienza di questa funzione. Lo scopo della verifica è quello di conoscere per ogni impianto:
- la capacità di ripartenza autonoma, senza alimentazione esterna;
 - la possibilità di lancio tensione sulle sbarre della stazione annessa, così come descritto sinteticamente al punto precedente.
- xi Pertanto, si richiede alle Unità responsabili degli impianti di istituire una pianificazione di prove periodiche e la raccolta organizzata, e continuativa, delle registrazioni e delle osservazioni ad esse associate. Dalle registrazioni deve essere possibile ricavare degli Indici di Prestazione relativamente:
- al Tasso di Riuscita delle manovre di ripartenza dallo stato di disalimentazione completa dell'impianto.
 - le eventuali Cause di Fallimento della ripartenza.
- xii Ogni centrale di prima riaccensione, indipendentemente dalla tipologia e fonte primaria energetica, deve quindi istituire un Registro delle Ripartenze Autonome in cui siano contenute delle Schede Generali con i seguenti campi:
- Data di esecuzione della prova.
 - Ora di esecuzione della prova.

- Nome Univoco del Gruppo utilizzando, possibilmente, l'identificativo dichiarato nel Registro Unità di Produzione.
 - Potenza Nominale del gruppo in MVA.
 - Esito della Prova, tra le due tipologie di: Fallita e Successo.
 - Causa di Fallimento, in cui indicare l'attribuzione del fallimento a: Mancanza Alimentazione Ausiliari, Turbina, Ciclo Termodinamico, Regolatore Velocità, Regolatore Tensione, Protezioni Elettriche, Fallimento Telecomandi, Altre Cause.
 - Azioni Intraprese, con cui indicare sinteticamente le attività risolutive e, eventualmente, il codice identificativo di una Scheda di Intervento, in cui descrivere con maggior dettaglio le azioni intraprese.
 - Data dell'Adeguamento, che indica la data alla quale è stato risolto il problema relativo alla Causa di Fallimento, e descritto nella Scheda di Intervento. Quest'ultima dovrà contenere un analogo campo.
- xiii Nel caso di fallimenti ripetuti della manovra di ripartenza autonoma per una stessa causa, denominata Problema Tecnico Rilevante, deve essere attivata una procedura di risoluzione nei cui documenti sono descritte: le azioni messe in atto per la risoluzione del problema e l'organizzazione tecnica coinvolta.
- xiv Il Registro deve essere compilato e conservato dal Responsabile dell'esercizio dell'impianto, o da un suo delegato. Lo stesso registro deve essere disponibile ad una ispezione sull'impianto da parte di Terna.
- xv Le informazioni contenute ai punti precedenti, devono essere comunicate alla Sede Territoriale di Terna, che gestisce l'area di rete a cui è connesso il gruppo di produzione che ha sostenuto la prova, al termine della stessa e, eventualmente, aggiornate, con un nuovo invio, nel caso fossero insorte delle difficoltà che richiedessero un Adeguamento degli impianti.
- xvi in accordo con quanto previsto al “Periodicità delle prove di ripartenza” dell’allegato A19 del CdR [18], riguardo alla periodicità delle prove si prescrive che queste coinvolgano tutti i gruppi di prima riaccensione appartenenti al Piano di Riaccensione. Per questi impianti è richiesta l'esecuzione di almeno una prova di ripartenza ogni 6 mesi, da effettuarsi in un periodo a scelta dell'Unità responsabile dell'impianto. Almeno una volta ogni 3 anni la ripartenza sarà preceduta dal distacco del gruppo a partire da una condizione di carico. Questa prova deve essere concordata con Terna. La prova di ripartenza deve essere programmata in anticipo con Terna, affinché sia realizzato un assetto di rete tale da lasciare a disposizione dell'impianto una delle due sbarre della stazione annessa.
- xvii in accordo con quanto previsto al “Prescrizioni per la verifica della capacità di rifiuto di carico” dell’Allegato A19 del CdR [18], analogamente a quanto richiesto per la procedura di ripartenza autonoma, Terna intende monitorare con continuità lo stato di funzionamento della procedura di rifiuto di carico dei gruppi di produzione appartenenti al Piano di Riaccensione e, contestualmente, stimolare le Unità responsabili degli impianti a perseguire la massima efficienza di questa funzione.
- xviii Dal monitoraggio devono scaturire le informazioni: sulla reale capacità di ciascun gruppo, o sezione, di realizzare correttamente la procedura, e le motivazioni dell'eventuale fallimento. Ciò si sostanzia nella definizione di una pianificazione di prove periodiche e nella raccolta organizzata, e continuativa, delle registrazioni e delle osservazioni ad esse associate. Dalle registrazioni devono scaturire degli Indici di Prestazione per ogni impianto relativamente:
 - al Tasso di Riuscita della procedura di rifiuto di carico per accadimenti reali e simulati.
 - le eventuali Cause di Fallimento della procedura.

Pertanto, possibilmente, ogni centrale termoelettrica e, obbligatoriamente, tutti i gruppi, o le sezioni, di potenza nominale complessiva non inferiore a 200 MVA, devono istituire un Registro degli Accadimenti di Rifiuto di Carico in cui siano contenute delle Schede Generali con i seguenti campi:

- Data dell'evento di rifiuto di carico.
- Ora dell'evento di rifiuto di carico.
- Nome Univoco della Sezione dell'impianto utilizzando, possibilmente, l'identificativo dichiarato nel Registro Unità di Produzione.
- Potenza Nominale della Sezione in MVA.
- Potenza in MW a cui è avvenuto il rifiuto di carico.
- Tipo dell'evento, tra le due tipologie di: Reale e Prova.
- Esito, tra le due tipologie di: Fallita e Successo.
- Causa di Fallimento, con cui indicare l'attribuzione del fallimento agli impianti: Generatore di Vapore, Turbina, Ciclo termodinamico, Protezioni Elettriche, Altre Cause.

- Azioni Intraprese, con cui indicare sinteticamente le attività risolutive e, eventualmente, il codice identificativo di una Scheda di Intervento, in cui descrivere con maggior dettaglio le azioni intraprese.
 - Data dell'Adeguamento, che indica la data alla quale è stato risolto il problema relativo alla Causa di Fallimento, e descritto nella Scheda di Intervento. Quest'ultima dovrà contenere un analogo campo.
- xix Nel caso di fallimenti ripetuti della manovra di ripartenza autonoma per una stessa causa, denominata Problema Tecnico Rilevante, deve essere attivata una procedura di risoluzione nei cui documenti sono descritte: le azioni messe in atto per la risoluzione del problema e l'organizzazione tecnica coinvolta.
- xx Il Registro deve essere compilato e conservato dal Responsabile dell'esercizio dell'impianto, o da un suo delegato. Lo stesso registro deve essere disponibile ad una ispezione sull'impianto da parte di Terna.
- xxi Le informazioni contenute ai punti precedenti, devono essere comunicate alla Sede Territoriale di Terna, che gestisce l'area di rete a cui è connessa la sezione che ha sostenuto la prova, al termine della stessa e, eventualmente, aggiornate, con un nuovo invio, nel caso fossero insorte delle difficoltà che richiedessero un Adeguamento degli impianti.
- xxii in accordo con quanto previsto al “Periodicità dalle prove di rifiuto di carico” dell’Allegato A.19 del CdR [18], riguardo alla periodicità delle prove si prescrive che queste riguardino tutti i gruppi, o le sezioni, appartenenti al Piano di Riaccensione e tutti i gruppi, o le sezioni, di potenza nominale complessiva non inferiore a 200 MVA. Per questi impianti è richiesta l'esecuzione di almeno una procedura di rifiuto di carico ogni 6 mesi, da effettuarsi alla prima fermata programmata o, in sostituzione, al primo evento reale che attivi tale procedura.

Punto 41.4

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

Punto 41.4.BIS

Con riferimento all'articolo 41.4, il processo di conformità, elaborato dal pertinente gestore di sistema in accordo con quanto previsto all'articolo 41.3 e correlati, comprende anche la definizione della ripartizione delle responsabilità tra il titolare dell'impianto di generazione e il gestore di sistema.

Punto 41.5

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

Punto 41.6

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

Articolo 42 Controllo della conformità – disposizioni comuni per le prove di conformità

Punto 42.1

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

Punto 42.1.BIS

Le prove di conformità applicabili a norma degli Articoli 44 a 50 che il Titolare dell'impianto di generazione deve effettivamente svolgere sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito e in accordo al processo di conformità descritto all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 42.2

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

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

Punto 42.2.BIS

Con riferimento all'articolo 42.2 e ai gruppi di generazione di tipo D, si applica quanto segue:

- a) in accordo con quanto previsto al “Generalità” dell’Allegato A.18 del CdR [17], in generale, Terna sceglierà le prove da eseguire su ciascuna delle unità oggetto di verifica, tra quelle descritte in [17], valutando caso per caso, la loro compatibilità con le caratteristiche dell'impianto, il suo esercizio programmato e la disponibilità del sistema elettrico. Altresì, Terna può decidere di rinunciare, a proprio giudizio, all'esecuzione di una o più prove, se il Titolare dell'impianto può dimostrare che lo stesso è già stato provato con modalità conformi al presente documento, e l'esito delle prove è stato positivo. A tale scopo, il Titolare dovrà esibire una opportuna documentazione tecnica, costituita da relazioni di prova, bollettini di collaudo, ecc., la cui validità e completezza sarà valutata dal personale del Terna.
- b) Terna può rinunciare all'esecuzione delle prove su un certo gruppo di generazione (o su un'unità di produzione), se il Titolare può dimostrare che un altro gruppo, di caratteristiche documentate identiche al primo, è già stata provato conformemente al presente documento con esito positivo.
- c) In casi straordinari, Terna potrà richiedere, qualora se ne rilevi la necessità e in accordo con il Titolare dell'impianto, l'esecuzione di ulteriori prove non comprese fra quelle descritte in [17]. Ciò può accadere per integrare, o confermare, i risultati di prove precedentemente eseguite e di cui è stata fornita una documentazione oppure per integrare delle prove in corso richieste dal Titolare.

Punto 42.3

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

Punto 42.4

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

Articolo 43 Controllo della conformità – disposizioni comuni per le simulazioni di conformità

Punto 43.1

Le simulazioni delle prestazioni di singoli gruppi di generazione in un impianto di generazione mirano a dimostrare il rispetto dei requisiti del presente regolamento.

Punto 43.1.BIS

Le simulazioni di conformità applicabili a norma degli Articoli 51 a 57 che il Titolare dell'impianto di generazione deve effettivamente svolgere sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito e in accordo al processo di conformità descritto all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 43.2

Fatti salvi i requisiti minimi di cui al presente regolamento per le simulazioni di conformità, il pertinente gestore di sistema può:

- a) consentire al titolare dell'impianto di generazione di svolgere una serie alternativa di simulazioni, a condizione che tali simulazioni siano efficienti e sufficienti a dimostrare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento o alla normativa nazionale; e
- b) richiedere al titolare dell'impianto di generazione di svolgere una serie supplementare o alternativa di simulazioni nei casi in cui le informazioni fornite al pertinente gestore di sistema in relazione alle simulazioni di conformità a norma delle disposizioni del capo 5, 6 o 7 del titolo IV non siano sufficienti a dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento.

Punto 43.3

Per dimostrare la conformità ai requisiti del presente regolamento, il titolare dell'impianto di generazione trasmette una relazione con i risultati della simulazione per ogni singolo gruppo di generazione dell'impianto di generazione. Il titolare dell'impianto di generazione elabora e fornisce un modello di simulazione convalidato per un determinato gruppo di generazione. La portata dei modelli di simulazione è definita all'articolo 15, paragrafo 6, lettera c).

Punto 43.4

Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di verificare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti del presente regolamento svolgendo proprie simulazioni di conformità sulla base delle relazioni delle simulazioni, dei modelli di simulazione e delle misurazioni delle prove di conformità.

Punto 43.5

Il pertinente gestore di sistema fornisce al titolare di un impianto di generazione dati tecnici e un modello di simulazione della rete, nella misura necessaria per effettuare le simulazioni richieste in conformità al capo 5, 6 o 7 del titolo IV.

Articolo 44 Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B

Punto 44.1

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

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

Punto 44.1.BIS

Con riferimento all'articolo 44.1, laddove l'uso di certificati delle apparecchiature è espressamente permesso dal pertinente gestore di sistema, le loro condizioni e procedure di uso per valutare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti applicabili a norma del Regolamento RfG sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 44.2

Alla prova di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del gruppo di generazione di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo della frequenza in caso di forte aumento della frequenza nel sistema. Si verificano i

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

Articolo 45 Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo C

Punto 45.1

In aggiunta alle prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B di cui all'articolo 44, i titolari degli impianti di generazione sottopongono i gruppi di generazione sincroni di tipo C anche alle prove di conformità di cui ai paragrafi 2, 3, 4 e 6 del presente articolo. Se un gruppo di generazione è dotato della capacità di black start, i titolari degli impianti di generazione di energia effettuano anche le prove di cui al paragrafo 5. In sostituzione delle prove pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 45.1.BIS

Con riferimento all'articolo 45.1, laddove l'uso di certificati delle apparecchiature è espressamente permesso dal pertinente gestore di sistema, le loro condizioni e procedure di uso per valutare la conformità di un gruppo di generazione ai requisiti applicabili a norma del Regolamento RfG sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 45.2

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

- a) si dimostra che il gruppo di generazione è tecnicamente in grado di modulare in continuo la potenza attiva in punti di funzionamento al di sotto della capacità massima per contribuire al controllo di frequenza in caso di forte riduzione della frequenza nel sistema;
- b) la prova si svolge simulando appropriati punti di carico di potenza attiva, con gradini e rampe di bassa frequenza di entità sufficiente a far scattare una variazione della potenza attiva pari almeno al 10 % della capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Se necessario, si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza simultaneamente nei riferimenti del regolatore di velocità e del regolatore di carico;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i i risultati delle prove, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, ottemperano all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c); e
 - ii non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.

Punto 45.3

Alla prova di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra che il gruppo di generazione è tecnicamente in grado di modulare in continuo la potenza attiva per l'intero range operativo tra la potenza massima e il livello minimo di regolazione per contribuire al controllo di frequenza. Si verificano i parametri di regolazione in regime stazionario, quali statismo e banda morta, e in regime dinamico, compresa la robustezza attraverso la risposta frequenza/potenza alle deviazioni a gradino di frequenza e transitori di frequenza veloci e lenti;
- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta, nonché della capacità effettiva di aumentare o diminuire la produzione di potenza attiva dal rispettivo punto di funzionamento. Se necessario, si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza simultaneamente

nei riferimenti del regolatore di velocità e del regolatore di carico dell'unità o del sistema di controllo dell'impianto.

- c) *l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:*
- i *il tempo di attivazione dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in seguito a una variazione a gradino della frequenza non è superiore a quanto richiesto dall'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);*
 - ii *non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino;*
 - iii *il tempo di ritardo iniziale ottempera all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);*
 - iv *le impostazioni dello statismo sono disponibili entro l'intervallo specificato all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d) e la banda morta (soglia) non è superiore al valore specificato dal medesimo articolo; e*
 - v *l'insensibilità della risposta frequenza/potenza attiva in ogni pertinente punto di funzionamento non eccede i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).*

Punto 45.3.BIS

Con riferimento all'articolo 45.3, per i gruppi di generazione sincroni di tipo D, le procedure di prova per la verifica di alcuni parametri della modalità FSM sono riportate nell'allegato A.18 “Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche” [17] al CdR, ed in particolare:

- a) “Verifica dello statismo permanente”
- b) “Misura della insensibilità massima”
- c) “Valutazione del comportamento dinamico del sistema di regolazione della velocità della turbina e del tempo di erogazione della riserva primaria”
- d) “Verifica della massima potenza attiva erogabile dal gruppo per 15 minuti consecutivi”
- e) “Massima velocità di variazione (in aumento e/o in diminuzione) della potenza attiva erogata”

Punto 45.4

Alla prova di controllo del ripristino della frequenza si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra la capacità tecnica del gruppo di generazione di partecipare al controllo del ripristino della frequenza e si verifica il coordinamento del FSM e del controllo del ripristino della frequenza;*
- b) *l'esito della prova si considera positivo se i risultati, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera e).*

Punto 45.4.BIS

Con riferimento all'articolo 45.4, per i gruppi di generazione sincroni di tipo D, le procedure di prova per la verifica della capacità tecnica del gruppo di generazione di partecipare al controllo del ripristino della frequenza sono riportate nell'allegato A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza” [14] al CdR, ed in particolare nell'appendice B “Verifica prestazione massima delle UP per la regolazione frequenza-potenza”.

Punto 45.5

Alla prova della capacità di black start si applicano i seguenti requisiti:

- a) *per i gruppi di generazione con capacità di black start si dimostra la capacità tecnica di riavviarsi dopo un arresto senza alcuna alimentazione elettrica esterna;*
- b) *l'esito della prova si considera positivo se il periodo di riaccensione si mantiene entro i tempi indicati al punto iii) dell'articolo 15, paragrafo 5, lettera a).*

Punto 45.5.BIS

Con riferimento all'articolo 45.5, nell'allegato A19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico” [18] al CdR, ed in particolare in “Prescrizioni per la verifica della capacità di prima riaccensione” sono riportate alcune prescrizioni per la definizione delle procedure di prova dei gruppi di generazione sincroni di tipo D per la verifica della loro capacità tecnica di riavviarsi dopo un arresto senza alcuna alimentazione elettrica esterna.

Punto 45.6

Alla prova dell'attivazione del funzionamento su ausiliari si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra la capacità tecnica dei gruppi di generazione di attivare il funzionamento sugli ausiliari e di funzionare in modo stabile in tale configurazione;*

- b) la prova si svolge alla potenza massima e alla potenza reattiva nominale del gruppo di generazione prima del distacco di carico;
- c) il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di stabilire condizioni supplementari, tenendo conto dell'articolo 15, paragrafo 5, lettera c);
- d) l'esito della prova si considera positivo se l'attivazione del funzionamento sugli ausiliari avviene con successo, la stabilità del funzionamento sugli ausiliari è stata dimostrata nel periodo di cui all'articolo 15, paragrafo 5, lettera c), e la risincronizzazione alla rete è stata effettuata con successo.

Punto 45.6.BIS

Con riferimento all'articolo 45.6, nell'allegato A19 [18] al CdR, ed in particolare in "Prescrizioni per la verifica della capacità di rifiuto di carico" sono riportate alcune prescrizioni per la definizione delle procedure di prova dei gruppi di generazione sincroni di tipo D per la verifica della loro capacità tecnica di attivare il funzionamento sugli ausiliari e di funzionare in modo stabile in tale configurazione.

Punto 45.7

Alla prova della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del gruppo di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitativa in conformità all'articolo 18, paragrafo 2, lettere b) e c);
- b) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i il gruppo di generazione funziona alla massima potenza reattiva (sia induttiva che capacitativa) per almeno un'ora:
 - al livello minimo di funzionamento stabile,
 - potenza massima, e
 - in un punto di funzionamento in potenza attiva tra tali livelli massimo e minimo;
 - ii si dimostra la capacità del gruppo di generazione di modificare qualunque valore-obiettivo di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso.

Punto 45.7.BIS

Con riferimento all'articolo 45.7, le procedure di prova per la verifica dei gruppi di generazione sincroni di tipo D di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitativa sono riportate nell'allegato A.18 "Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche" [20] al CdR, ed in particolare in "Rilievo delle curve limite impostate nel regolatore di tensione".

Articolo 46 Prove di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo D

Punto 46.1

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

Punto 46.2

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

Punto 46.2.BIS

Con riferimento all'articolo 46.2, l'uso, in sostituzione delle prove pertinenti, di certificati delle apparecchiature per valutare la conformità di un gruppo di generazione sincrono di tipo D ad alcuni requisiti applicabili a norma del Regolamento RfG deve essere preliminarmente concordato tra Terna ed il titolare dell'impianto di generazione.

Articolo 47 Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo B

Punto 47.1

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

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

Punto 47.1.BIS

Con riferimento all'articolo 47.1, laddove l'uso di certificati delle apparecchiature è espressamente permesso dal pertinente gestore di sistema, le loro condizioni e procedure di uso per valutare la conformità di un parco di generazione ai requisiti applicabili a norma della normativa tecnica e regolazione nazionale sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 47.2

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

Punto 47.3

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

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

Punto 47.3.BIS

Con riferimento all'articolo 47.3, si applica quanto segue:

- a) Per i parchi di generazione di tipo A, B e C connessi alle reti di distribuzione, le procedure di prova di dettaglio della modalità LFSM-O sono riportate nella normativa CEI di riferimento laddove applicabili, ed in particolare
 - i Allegato B “Prove sugli inverter per impianti indirettamente connessi” della CEI 0-21 [2];
 - ii Allegato N “Prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG” della CEI 0-16 [3]

Articolo 48 Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo C

Punto 48.1

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

Punto 48.1.BIS

Con riferimento all'articolo 48.1, laddove l'uso di certificati delle apparecchiature è espressamente permesso dal pertinente gestore di sistema, le loro condizioni e procedure di uso per valutare la conformità di un parco di generazione ai requisiti applicabili a norma del Regolamento RfG sono definite dal pertinente gestore di sistema nell'ambito ed in accordo al processo di conformità definito all'articolo 41.3 e correlati.

Punto 48.2

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

- a) *si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di funzionare a un livello di carico al di sotto del setpoint fissato dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO;*

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

Punto 48.2.BIS

Con riferimento all'articolo 48.2, per i parchi di generazione di tipo C, "Verifica della limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore" della Norma CEI 0-16 [3] riporta alcune informazioni utili per la definizione delle procedure di prova.

Punto 48.3

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

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di modulare in continuo la potenza attiva per contribuire al controllo della frequenza in caso di forte riduzione della frequenza nel sistema;
- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare una variazione di capacità massima della potenza attiva pari al 10 % con un punto di partenza non superiore all'80 % della capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta.
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i i risultati della prova, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c); e
 - ii non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino.

Punto 48.4

Alla prova di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di modulare in continuo la potenza attiva sull'intero range operativo tra la capacità massima e il livello minimo di regolazione per contribuire al controllo di frequenza. Si verificano i parametri delle regolazioni in regime stazionario, quali insensibilità, statismo, banda morta e intervallo di regolazione, e in regime dinamico, compresa la risposta alla variazione a gradino della frequenza;
- b) la prova si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta. Per svolgere la prova si immettono segnali simulati di deviazione di frequenza.
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i il tempo di attivazione dell'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva in seguito a una variazione a gradino della frequenza non è superiore a quanto richiesto dall'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - ii non si verificano oscillazioni non smorzate dopo la risposta alla variazione a gradino;
 - iii il ritardo iniziale è conforme all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
 - iv le impostazioni dello statismo sono disponibili entro gli intervalli specificati all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d), e la banda morta (soglia) non è superiore al valore stabilito dal pertinente TSO; e
 - v l'insensibilità della risposta frequenza/potenza attiva non eccede il requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).

Punto 48.5

Alla prova di controllo del ripristino della frequenza si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di contribuire al controllo del ripristino della frequenza. Si controlla la cooperazione sia degli FSM che del controllo del ripristino della frequenza;
- b) l'esito della prova si considera positivo se i risultati, sia per i parametri dinamici che per quelli statici, soddisfano i requisiti di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera e).

Punto 48.6

Alla prova della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità tecnica del parco di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitativa in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettere b) e c);
- b) la prova è effettuata alla potenza reattiva massima, sia induttiva che capacitativa, e verifica i seguenti parametri:

- i funzionamento a più del 60 % della capacità massima per 30 minuti;
 - ii funzionamento nell'intervallo del 30-50 % della capacità massima per 30 minuti; e
 - iii funzionamento nell'intervallo del 10-20 % della capacità massima per 60 minuti;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatti i seguenti criteri:
- i il parco di generazione funziona per una durata non inferiore alla durata richiesta alla massima potenza reattiva, sia induttiva che capacitativa, per ciascun parametro di cui al paragrafo 6), lettera b);
 - ii è dimostrata la capacità del parco di generazione di modificare qualunque valore-obiettivo di potenza reattiva entro l'intervallo di potenza reattiva concordato o deciso; e
 - iii non avviene alcuna azione di protezione entro i limiti operativi specificati dal diagramma di capacità della potenza reattiva.

Punto 48.6.BIS

Con riferimento all'articolo 48.6, per i parchi di generazione di Tipo C, “Verifica della capability di erogazione della potenza reattiva” della Norma CEI 0-16 [3] riporta informazioni utili per la definizione delle procedure di prova.

Punto 48.7

Alla prova della modalità di controllo della tensione si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità del parco di generazione di funzionare nella modalità di controllo della tensione di cui alle condizioni stabilite ai punti da ii) a iv) dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
- b) la prova della modalità di controllo della tensione verifica i seguenti parametri:
 - i la pendenza e la banda morta realizzate in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d), punto iii);
 - ii l'accuratezza della regolazione;
 - iii l'insensibilità della regolazione; e
 - iv il tempo di attivazione della potenza reattiva;
- c) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i l'intervallo della regolazione e lo statismo e la banda morta regolabili sono conformi ai parametri caratteristici concordati o decisi di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - ii l'insensibilità del controllo della tensione non è superiore a 0,01 pu, in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d); e
 - iii a seguito di una variazione a gradino della tensione, il 90 % della variazione della potenza reattiva è completato entro i tempi e le tolleranze specificati all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d).

Punto 48.8

Alla prova della modalità di controllo della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità del parco di generazione di funzionare nella modalità di controllo della potenza reattiva, in conformità alle condizioni stabilite al punto v) dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
- b) la prova della modalità di controllo della potenza reattiva è complementare alla prova della capability della potenza reattiva;
- c) La prova della modalità di controllo della potenza reattiva verifica i seguenti parametri:
 - i l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva;
 - ii l'accuratezza della regolazione; e
 - iii il tempo di attivazione della potenza reattiva;
- d) l'esito della prova si considera positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - i l'intervallo di setpoint e l'incremento della potenza reattiva sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d); e
 - ii l'accuratezza della regolazione ottempera alle condizioni stabilite all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d).

Punto 48.8.BIS

Con riferimento all'articolo 48.8, per i parchi di generazione di Tipo C, “Scambio di potenza reattiva secondo un livello assegnato” della Norma CEI 0-16 [3] riporta alcune informazioni utili per la definizione delle procedure di prova.

Punto 48.9

Alla prova della modalità di controllo del fattore di potenza si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità del parco di generazione di funzionare nella modalità di controllo del fattore di potenza, in conformità al punto iv) dell'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
- b) la prova della modalità di controllo del fattore di potenza verifica i seguenti parametri:

- i l'intervallo di setpoint del fattore di potenza;
 - ii l'accuratezza della regolazione; e
 - iii la risposta della potenza reattiva in seguito alla variazione a gradino della potenza attiva;
- c) l'esito della prova si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
- i l'intervallo di setpoint e l'incremento del fattore di potenza sono garantiti in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d);
 - ii il tempo di attivazione della potenza reattiva a seguito della variazione a gradino della potenza attiva non eccede il requisito di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d); e
 - iii l'accuratezza della regolazione rispetta il valore specificato all'articolo 21, paragrafo 3, lettera d).

Punto 48.9.BIS

Con riferimento all'articolo 48.9, per i parchi di generazione di Tipo C, “Regolazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\phi = f(P)$ ” della Norma CEI 0-16 [3] riporta alcune informazioni utili per la definizione delle procedure di prova.

Punto 48.10

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

Articolo 49 Prove di conformità per i parchi di generazione di tipo D

Punto 49.1

I parchi di generazione di tipo D sono sottoposti alle prove di conformità per i parchi di generazione dei tipi B e C alle condizioni di cui agli articoli 47 e 48.

Punto 49.2

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

Punto 49.2.BIS

Con riferimento all'articolo 49.2, l'uso, in sostituzione delle prove pertinenti, di certificati delle apparecchiature per valutare la conformità di un parco di generazione di tipo D ad alcuni requisiti applicabili a norma del Regolamento RfG deve essere preliminarmente concordato tra Terna ed il titolare dell'impianto di generazione.

Articolo 50 Prove di conformità per i parchi di generazione offshore

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

Articolo 51 Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B

Punto 51.1

I titolari degli impianti di generazione effettuano simulazioni di risposta LFSM-O in relazione ai gruppi di generazione sincroni di tipo B. In sostituzione delle simulazioni pertinenti, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato per dimostrare la conformità ai pertinenti requisiti. In tal caso, i certificati delle apparecchiature sono trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 51.2

Alla simulazione di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra mediante simulazione la capacità del gruppo di generazione di modulare la potenza attiva ad alta frequenza in conformità all'articolo 13, paragrafo 2;
- b) la simulazione si svolge per mezzo di gradini e rampe ad alta frequenza che raggiungono il livello minimo di regolazione, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;
- c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-O di cui all'articolo 44, paragrafo 2; e
 - ii si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 13, paragrafo 2.

Punto 51.3

Alla simulazione della fault-ride-through capability dei gruppi di generazione sincroni di tipo B si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra mediante simulazione la fault-ride-through capability del gruppo di generazione in conformità alle condizioni stabilite dall'articolo 14, paragrafo 3, lettera a);
- b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a).

Punto 51.4

Alla simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto si applicano i seguenti requisiti:

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

Articolo 52 Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo C

Punto 52.1

In aggiunta alle simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B di cui all'articolo 51, i gruppi di generazione sincroni di tipo C sono sottoposti alle simulazioni di conformità specificate nei paragrafi da 2 a 5. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 52.2

Alla simulazione di risposta LFSM-U si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di modulare la potenza attiva a basse frequenze in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c);
- b) la simulazione si svolge per mezzo di gradini e rampe a bassa frequenza che raggiungono la capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;
- c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - i il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-U di cui all'articolo 45, paragrafo 2; e
 - ii si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c).

Punto 52.3

Alla simulazione di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di modulare la potenza attiva lungo tutto l'intervallo dei valori di frequenza in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
- b) la simulazione si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta.
- c) l'esito della simulazione si considera positivo se:

- i il modello di simulazione del gruppo di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta FSM di cui all'articolo 45, paragrafo 3; e
- ii si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).

Punto 52.4

Alla simulazione di funzionamento in isola si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostrano le prestazioni del gruppo di generazione durante il funzionamento in isola di cui alle condizioni stabilite dall'articolo 15, paragrafo 5, lettera b);
- b) l'esito della simulazione si considera positivo se il gruppo di generazione riduce o aumenta la produzione di potenza attiva dal precedente punto di funzionamento a qualsiasi nuovo punto di funzionamento all'interno del diagramma di capability P-Q entro i limiti di cui all'articolo 15, paragrafo 5, lettera b), senza disconnessione del gruppo di generazione dall'isola per variazione eccessiva della frequenza verso l'alto o verso il basso.

Punto 52.5

Alla simulazione della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:

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

Articolo 53 Simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo D

Punto 53.1

In aggiunta alle simulazioni di conformità per i gruppi di generazione sincroni di tipo B e C di cui agli articoli 51 e 52, salvo per la simulazione della fault-ride-through capability dei gruppi di generazione sincroni di tipo B di cui all'articolo 51, paragrafo 3, i gruppi di generazione sincroni di tipo D sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui ai paragrafi 2 e 3. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 53.2

Alla simulazione del controllo dell'attenuazione delle oscillazioni della potenza si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra che le prestazioni del gruppo di generazione in termini del suo sistema di controllo (funzione «PSS») consentono lo smorzamento delle oscillazioni della potenza attiva in conformità alle condizioni di cui all'articolo 19, paragrafo 2;
- b) la sintonizzazione deve risultare in un migliore smorzamento della corrispondente risposta della potenza attiva dell'AVR in combinazione con la funzione PSS, rispetto alla risposta della potenza attiva del solo AVR;
- c) l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - i la funzione PSS smorza le oscillazioni della potenza attiva esistenti del gruppo di generazione entro un intervallo di frequenza specificato dal pertinente TSO. Tale intervallo di frequenza comprende le frequenze di modalità locale del gruppo di generazione e le oscillazioni di rete previste; e
 - ii un'improvvisa riduzione del carico del gruppo di generazione da 1 pu a 0,6 pu della capacità massima non causa oscillazioni non smorzate della potenza attiva o reattiva del gruppo di generazione.

Punto 53.3

Alla simulazione della fault-ride-through capability dei gruppi di generazione sincroni di tipo D si applicano i seguenti requisiti:

- a) si dimostra la capacità del gruppo di generazione di effettuare il fault-ride-through alle condizioni stabilite dall'articolo 16, paragrafo 3, lettera a);
- b) l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

Articolo 54 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B

Punto 54.1

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

Punto 54.2

Alla simulazione di risposta LFSM-O si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra la capacità del parco di generazione di modulare la potenza attiva ad alta frequenza in conformità all'articolo 13, paragrafo 2;*
- b) *la simulazione si svolge per mezzo di gradini e rampe ad alta frequenza che raggiungono il livello minimo di regolazione, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;*
- c) *l'esito della simulazione si considera positivo se:*
 - i *il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-O di cui all'articolo 47, paragrafo 3; e*
 - ii *si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 13, paragrafo 2.*

Punto 54.3

Alla simulazione dell'iniezione rapida di corrente di guasto si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra la capacità del parco di generazione di effettuare l'iniezione rapida di corrente di guasto alle condizioni stabilite dall'articolo 20, paragrafo 2, lettera b);*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 2, lettera b).*

Punto 54.4

Alla capacità di simulazione di fault-ride-through dei parchi di generazione di energia di tipo B si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra per simulazione la fault-ride-through capability del parco di generazione alle condizioni stabilite dall'articolo 14, paragrafo 3, lettera a);*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 14, paragrafo 3, lettera a).*

Punto 54.5

Alla simulazione del ripristino della potenza attiva dopo un guasto si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra la capacità del parco di generazione di effettuare il ripristino della potenza attiva dopo un guasto, alle condizioni di cui all'articolo 20, paragrafo 3;*
- b) *l'esito della simulazione si considera positivo se è dimostrata la conformità al requisito di cui all'articolo 20, paragrafo 3.*

Articolo 55 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo C

Punto 55.1

In aggiunta alle simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B di cui all'articolo 54, i parchi di generazione di tipo C sono sottoposti alle simulazioni di conformità di cui ai paragrafi da 2 a 7. In sostituzione totale o parziale di dette simulazioni, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 55.2

Alla simulazione di risposta LFSM-U si applicano i seguenti requisiti:

- a) *si dimostra la capacità del parco di generazione di modulare la potenza attiva a basse frequenze in conformità all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c);*
- b) *la simulazione si svolge simulando gradini e rampe a bassa frequenza che raggiungono la capacità massima, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta;*

- c) l'esito della simulazione si considera positivo se:
- il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta LFSM-U di cui all'articolo 48, paragrafo 3; e
 - si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera c).

Punto 55.3

Alla simulazione di risposta FSM si applicano i seguenti requisiti:

- si dimostra la capacità del parco di generazione di modulare la potenza attiva lungo tutto l'intervallo dei valori di frequenza di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d);
- la simulazione si svolge simulando gradini e rampe di frequenza di entità sufficiente a far scattare l'intero intervallo di risposta frequenza/potenza attiva, tenendo conto delle impostazioni di statismo e della banda morta.
- l'esito della simulazione si considera positivo se:
 - il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alla prova di conformità per la risposta FSM di cui all'articolo 48, paragrafo 4; e
 - si dimostra la conformità al requisito di cui all'articolo 15, paragrafo 2, lettera d).

Punto 55.4

Alla simulazione di funzionamento in isola si applicano i seguenti requisiti:

- si dimostrano le prestazioni del parco di generazione durante il funzionamento in isola alle condizioni stabilite dall'articolo 15, paragrafo 5, lettera b);
- l'esito della simulazione si considera positivo se il parco di generazione riduce o aumenta la produzione di potenza attiva dal precedente punto di funzionamento a qualsiasi nuovo punto di funzionamento all'interno del diagramma di capability P-Q ed entro i limiti di cui all'articolo 15, paragrafo 5, lettera b), senza disconnessione del parco di generazione dall'isola per variazione eccessiva della frequenza verso l'alto o verso il basso.

Punto 55.5

Alla simulazione della capacità di fornire inerzia sintetica si applicano i seguenti requisiti:

- si dimostra la capacità del parco di generazione di fornire inerzia sintetica in caso di evento di bassa frequenza di cui all'articolo 21, paragrafo 2, lettera a);
- l'esito della simulazione si considera positivo se si dimostra la conformità del modello alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 2.

Punto 55.6

Alla simulazione della capability della potenza reattiva si applicano i seguenti requisiti:

- si dimostra la capacità del parco di generazione di fornire capability di potenza reattiva induttiva e capacitativa in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettere b) e c);
- l'esito della simulazione si considera positivo se le seguenti condizioni sono soddisfatte cumulativamente:
 - il modello di simulazione del parco di generazione è convalidato rispetto alle prove di conformità per la capability di potenza reattiva di cui all'articolo 48, paragrafo 6; e
 - si dimostra la conformità ai requisiti di cui all'articolo 21, paragrafo 3, lettere b) e c).

Punto 55.7

Alla simulazione del controllo dello smorzamento delle oscillazioni della potenza si applicano i seguenti requisiti:

- si dimostra la capacità del modello del parco di generazione di fornire la capacità di smorzamento delle oscillazioni di potenza attiva in conformità all'articolo 21, paragrafo 3, lettera f);
- l'esito della simulazione è considerato positivo se il modello dimostra la conformità alle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 3), lettera f).

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

Punto 56.1

In aggiunta alle simulazioni di conformità per i parchi di generazione di tipo B e C di cui agli articoli 54 e 55, salvo per la fault-ride-through capability dei parchi di generazione di tipo B di cui all'articolo 54, paragrafo 4, i parchi di generazione di tipo D sono sottoposti alla simulazione di conformità della fault-ride-through capability dei parchi di generazione.

Punto 56.2

In sostituzione totale o parziale delle simulazioni di cui al paragrafo 1, il titolare di un impianto di generazione può utilizzare certificati delle apparecchiature rilasciati da un certificatore autorizzato, che devono essere trasmessi al pertinente gestore di sistema.

Punto 56.3

Si dimostra l'idoneità del modello del parco di generazione a simulare la fault-ride-through capability in conformità all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

Punto 56.4

L'esito della simulazione si considera positivo se si dimostra la conformità del modello alle condizioni di cui all'articolo 16, paragrafo 3, lettera a).

Articolo 57 Simulazioni di conformità per i parchi di generazione offshore

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