

CAPITOLO 10

SALVAGUARDIA DELLA SICUREZZA

INDICE

10.1	OGGETTO.....	3
10.2	AMBITO DI APPLICAZIONE	4
10.3	OBBLIGHI GENERALI	6
10.3.1	<i>Obblighi del Gestore.....</i>	6
10.3.2	<i>Obblighi dei Titolari di porzioni di RTN</i>	8
10.3.3	<i>Obblighi degli Utenti della rete.....</i>	8
10.3.4	<i>Obblighi dei Distributori.....</i>	9
10.3.5	<i>Obblighi degli Utenti rilevanti (SGU).....</i>	10
10.3.6	<i>Obblighi dei Fornitori di servizi di difesa (DSP)</i>	12
10.3.7	<i>Obblighi dei Fornitori di servizi di riaccensione (RSP)</i>	12
10.4	STATI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA.....	12
10.4.1	<i>Procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento degli stati del Sistema Elettrico Controllato (SEC).....</i>	15
10.4.1.1	<i>Classificazione delle contingenze per le analisi di sicurezza</i>	15
10.4.1.2	<i>Procedure di riconoscimento</i>	16
10.4.1.3	<i>Monitoraggio e determinazione operativa dello stato di funzionamento del sistema</i>	17
10.4.2	<i>Modalità di gestione del SEC nei diversi stati di funzionamento</i>	18
10.4.2.1	<i>Stato di Allerta</i>	19
10.4.2.2	<i>Stato di Emergenza</i>	20
10.4.2.3	<i>Stato di Black Out</i>	20
10.4.2.4	<i>Stato di Ripristino.....</i>	21
10.4.2.5	<i>Modalità di registrazione delle comunicazioni</i>	21
10.4.3	<i>Prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione.....</i>	22
10.4.3.1	<i>Sistemi di controllo.....</i>	22
10.4.3.2	<i>Sistemi di telecomunicazioni.....</i>	23
10.4.3.3	<i>Sistemi di teleconduzione</i>	24
10.4.3.4	<i>Obblighi degli Utenti della rete e dei Titolari di porzioni di RTN</i>	24
10.5	PIANO DI DIFESA.....	25
10.5.1	<i>Misure per la gestione delle stazioni rilevanti della RTN in condizioni di emergenza</i>	26
10.6	PIANO DI RIALIMENTAZIONE E RIACCENSIONE.....	27
10.7	VERIFICHE PERIODICHE	28

10.7.1	<i>Criteri e finalità delle verifiche.....</i>	28
10.7.1.1	<i>Prove d'applicazione del Piano di Rialimentazione e Riaccensione</i>	28
10.7.1.2	<i>Prove di ripartenza autonoma e di rifiuto di carico</i>	30
10.8	DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE.....	30

Il presente documento trova applicazione a partire dal 1° gennaio 2025 con le precisazioni e le integrazioni di cui al paragrafo 10.8 valide per la fase transitoria di implementazione del TIDE di cui alla sezione 28.3 del TIDE stesso.

10.1 OGGETTO

Il presente Capitolo definisce le norme per la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del **Sistema Elettrico Nazionale (SEN)**. A tal fine le condizioni di funzionamento e le azioni del **Gestore** si riferiscono alla parte di sistema che il **Gestore** osserva e controlla in tempo reale, nel seguito indicato come **Sistema Elettrico Controllato (SEC)**.

Obiettivo della sicurezza di funzionamento del **SEN** è la prevenzione e la minimizzazione delle conseguenze dei disservizi di rete, con particolare riguardo a quelli che possono comportare la perdita del controllo del **SEC**. Il **Gestore** persegue l'obiettivo della sicurezza con tutti gli strumenti ed i mezzi di cui è dotato.

In particolare, nel presente Capitolo sono descritti gli obblighi e le linee di condotta per i soggetti di cui al successivo paragrafo 10.2., al fine di consentire al **Gestore** di svolgere le sue attività istituzionali in condizioni di sicurezza, monitorando lo stato di funzionamento del sistema e gli aspetti relativi alla sua sicurezza, con l'obiettivo di fronteggiare situazioni di emergenza o legate alla temporanea **indisponibilità** delle infrastrutture di trasmissione e di ripristinare le condizioni di normale **esercizio**.

10.2 **AMBITO DI APPLICAZIONE**

Le prescrizioni del presente Capitolo si applicano, oltre che al **Gestore**, per quanto di rispettiva competenza, ai soggetti individuati nei Regolamenti (UE) 2017/1485 e 2017/2196¹ e, in particolare a:

A. **Titolari di porzioni di RTN**;

B. **Utenti della rete**, ovvero:

- (a) **Distributori**;
- (b) **Utenti rilevanti (Significant Grid Users - SGU)**;
- (c) **Fornitori di servizi di difesa (Defence Service Providers - DSP)**;
- (d) **Fornitori di servizi di riaccensione (Restoration Service Providers - RSP)**;
- (e) **Utenti prioritari (High Priority Significant Grid Users - HPSGU)**.

I **Distributori** e gli **Utenti rilevanti** possono essere identificati anche come **Fornitori di servizi di difesa** e **Fornitori di servizi di riaccensione** se svolgono i servizi descritti al presente paragrafo.

Ai fini del presente Capitolo sono **Utenti rilevanti** (SGU) di cui alla lettera (b):

- i. i Titolari di **gruppi di generazione** classificati come gruppi di tipo B, C e D, in conformità ai criteri di cui all'articolo 5 del Regolamento (UE) 2016/631 e alla Sezione 1C del Capitolo 1 del Codice di Rete;

¹ Si chiarisce che in attuazione di tali regolamenti europei le prescrizioni di cui al presente Capitolo si applicano ai titolari di impianti nuovi ed esistenti.

- ii. i Titolari di Unità di consumo direttamente connesse alla **RTN** o indirettamente connesse alla **RTN** per il tramite di una porzione di rete a tensione uguale o superiore a 36 kV;
- iii. i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) direttamente connessi alla **RTN**;
- iv. i **sistemi di accumulo** dei **Fornitori dei servizi di difesa** (DSP).

Ai fini del presente capitolo sono **Fornitori dei servizi di difesa** (DSP) di cui alla lettera (c) e tenuti a prestare il servizio in accordo all'Allegato A.9:

- i. i Titolari di gruppi di generazione dotati di apparati UPDM (Unità Periferica di Distacco e Monitoraggio) per i quali sussistano obblighi specifici di fornitura del servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere per la difesa del **SEN**. I requisiti tecnici di tali gruppi di generazione sono definiti dal **Gestore** nel Capitolo 1B e 1C del presente Codice di rete;
- ii. i Titolari di **UC** o **UP** che hanno stipulato il Contratto per l'erogazione del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire ai sensi dell'Allegato A.62 al presente Codice di rete, in esito alle procedure per l'approvvigionamento a termine;
- iii. i **Distributori** attraverso il sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze costituenti il Banco Manovra Emergenza (**BME**), l'attuazione del **PESSE** e la variazione della tensione di riferimento dei trasformatori delle cabine primarie (procedura set-point2).

Ai fini del presente Capitolo sono **Fornitori dei servizi di riaccensione** (RSP) di cui alla lettera (d), i titolari di gruppi di generazione tenuti a fornire il servizio di **black start up** e **load-rejection**. I requisiti tecnici di tali gruppi sono contenuti nel **Piano di Riaccensione e Rialimentazione** di cui all'Allegato A.10 al presente Codice di rete.

I **Fornitori di servizi di difesa** e i **Fornitori di servizi di riaccensione** erogano i servizi di cui sopra direttamente o indirettamente per il tramite del relativo **BRP** o **BSP** secondo quanto previsto nel presente Capitolo e nel Capitolo 4 del Codice di rete.

Ai fini del presente Capitolo sono **Utenti prioritari** (HPSGU) di cui alla lettera (e), le utenze privilegiate non disalimentabili ai sensi della deliberazione CIPE del 6 novembre 1979.

10.3 OBBLIGHI GENERALI

Gli obblighi contenuti nei Regolamenti (UE) 2017/1485 e 2017/2196, per le finalità del presente Capitolo sono integrati come di seguito con riferimento ai soggetti di cui al paragrafo 10.2.

10.3.1 *Obblighi del Gestore*

Il **Gestore**:

- (a) gestisce il **SEC** in sicurezza applicando i criteri di **esercizio**, le procedure indicate nel presente Codice di rete e avvalendosi anche del macchinario (vale a dire l'insieme delle macchine elettriche e degli impianti dedicati alla sicurezza/controllo in emergenza) e delle apparecchiature rese disponibili dai soggetti di cui al paragrafo 10.2;
- (b) vincola l'**esercizio** del **SEN** alle esigenze di sicurezza in tutte le fasi dell'**attività di trasmissione** e dell'**attività di dispacciamento**, ivi incluso il coordinamento dei programmi di **indisponibilità**;
- (c) tiene conto delle esigenze di sicurezza nelle **attività di sviluppo** della **RTN**;
- (d) stabilisce i criteri di **protezione** e le strategie di taratura degli apparati;

- (e) definisce e coordina la realizzazione del Piano per il miglioramento della sicurezza del **SEN** di cui all'art. 1-*quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03, ivi inclusi i provvedimenti di contenimento degli effetti di eventi straordinari;
- (f) predispone e aggiorna periodicamente, anche sulla base delle risultanze del Piano di cui alla precedente lettera (e), norme, procedure di **esercizio** e di controllo, regole per l'utilizzazione di mezzi automatici e/o manuali necessari alla salvaguardia della sicurezza;
- (g) stabilisce, per gli impianti identificati e coinvolti nel **Piano di Rialimentazione e Riaccensione**, la quota necessaria a garantire la disponibilità di un adeguato livello dei bacini al fine di assicurare l'applicazione efficace delle direttici di rialimentazione/riaccensione e dei nuclei di ripartenza;
- (h) opera in coordinamento con i gestori di rete estera confinanti, in linea con quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2196, al fine di stabilire:
 - (i) procedure operative condivise tra i propri centri e quelli del gestore di rete estera confinante per il ripristino immediato delle condizioni di sicurezza delle interconnessioni e per la gestione delle situazioni d'emergenza;
 - (ii) procedure per la comunicazione continua tra il personale operativo dei propri centri di controllo e di quelli del gestore di rete estera confinante;
 - (iii) regole per la gestione coordinata delle **reti**.

10.3.2 Obblighi dei Titolari di porzioni di RTN

I Titolari di porzioni di RTN:

- (a) assicurano la protezione e il monitoraggio degli impianti nella propria disponibilità e la trasmissione delle informazioni ai centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (b) garantiscono la comunicazione continua tra il personale operativo dei propri centri e i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** e gli impianti degli **Utenti della rete**;
- (c) garantiscono la comunicazione continua tra il **Sistema di Difesa** del **Gestore** e le apparecchiature ad esso dedicate installate negli impianti nella propria disponibilità, che devono essere mantenute in efficienza per l'eventuale loro utilizzo in stato di emergenza;
- (d) operano nel rispetto di quanto previsto nella **Convenzione Tipo**.

10.3.3 Obblighi degli Utenti della rete

Gli **Utenti della rete** eseguono gli ordini che il **Gestore** impartisce ai fini della sicurezza. In particolare tali soggetti:

- (a) si attengono a tutte le limitazioni di produzione e assorbimento conseguenti alle azioni necessarie alla salvaguardia della sicurezza nell'**attività di trasmissione** e nell'**attività di dispacciamento**;
- (b) mettono a disposizione del **Gestore** tutti i dati, inclusi i tassi d'**indisponibilità** accidentale e le informazioni strumentali alle valutazioni preventive sulla sicurezza;
- (c) mantengono nella massima efficienza l'impianto in tutte le sue parti comprendendo l'insieme delle macchine elettriche con i relativi impianti dedicati alla sicurezza/controllo di emergenza), le strumentazioni, i

sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità dedicati alla sicurezza e al controllo in emergenza e ne certificano, ai sensi del DPR 445/00, gli avvenuti collaudi e controlli periodici in base alle procedure operative stabilite dal **Gestore**;

- (d) assicurano l'adeguata formazione del personale preposto alle manovre in tutte le situazioni di **esercizio** ed in particolare in **condizioni di emergenza**;
- (e) garantiscono la comunicazione continua tra il proprio personale operativo e i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (f) assicurano la protezione e il monitoraggio degli impianti nella propria disponibilità e la trasmissione delle informazioni ai centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (g) garantiscono la comunicazione continua tra il **Sistema di Difesa** del **Gestore** e le apparecchiature ad esso dedicate installate negli impianti nella propria disponibilità, che devono essere mantenute in efficienza per l'eventuale loro utilizzo in stato di emergenza.

Oltre agli obblighi previsti nel presente paragrafo, gli **Utenti della rete** sono tenuti a rispettare le seguenti ulteriori prescrizioni.

10.3.4 Obblighi dei Distributori

I Distributori:

- (a) impostano tempestivamente le tarature dei relè di frequenza secondo le indicazioni fornite dal **Gestore** negli Allegati A.12 e A.53 al presente Codice di rete;
- (b) applicano le Procedure di disconnessione manuale della domanda descritte al paragrafo 10.5.1 del presente Capitolo;

- (c) assicurano, durante le fasi di riaccensione, la connessione del carico alle direttrici secondo le modalità e i livelli di potenza sanciti all'interno dei Volumi Operativi del **Piano di Rialimentazione e Riaccensione**, salvo diverse indicazioni date dal **Gestore** in tempo reale.

10.3.5 Obblighi degli Utenti rilevanti (SGU)

I titolari di gruppi di generazione classificati come di tipo C e D rispettano le disposizioni date dal **Gestore** in tempo reale e comunque indicate negli Allegati A.9 e A.10 al presente Codice di rete. In particolare, gli impianti di tipo D e gli impianti di tipo C i cui requisiti di connessione lo richiedano, devono essere in grado:

- a) a seguito della mancanza di tensione sulla sbarra a cui si interconnettono, di eseguire, nel caso di impianti termoelettrici, la manovra di **rifiuto di carico (load rejection)** secondo le prescrizioni contenute nel Capitolo 1B e 1C al presente Codice di rete e nel documento di implementazione del Regolamento (UE) 2016/631 approvato con delibera dell'Autorità 592/2018/R/eel;
- b) di garantire il servizio di regolazione della frequenza secondo le prescrizioni contenute nell'Allegato A.15 al presente Codice di rete sia sulle direttrici di rialimentazione che sulle direttrici di riaccensione e nuclei di ripartenza;
- c) di garantire, nel caso in cui siano inclusi nel Piano di Rialimentazione e Riaccensione, il servizio di regolazione della tensione per il controllo efficace della stessa sia sulle direttrici di rialimentazione che sulle direttrici di riaccensione e nuclei di ripartenza;
- d) di attivare, secondo le prescrizioni contenute nell'Allegato A.15 al presente Codice di rete, la funzione Integrale Locale di Frequenza (ILF), al fine di ripristinare la frequenza nominale durante la riaccensione, adeguando la potenza prodotta dal gruppo di generazione nel caso in cui la rete elettrica

di connessione sia isolata a seguito di una separazione di rete, e ne assicurano il funzionamento efficace in maniera continuativa.

Inoltre, i titolari di gruppi di generazione eolici e fotovoltaici classificati come di tipo D, a cui si applicano gli Allegati A.17 e A.68 al presente Codice di rete e che risultano inseriti all'interno dei piani di alleggerimento in sovralfrequenza di cui al successivo paragrafo 10.5, devono impostare tempestivamente le tarature dei relè di frequenza secondo le indicazioni fornite dal **Gestore** all'interno dell'Allegato A.12 al presente Codice di rete.

I titolari di gruppi di generazione classificati come di tipo B devono garantire la riduzione repentina, la disconnessione totale o il parallelo con la rete a seguito dei comandi che vengono impartiti dal **Distributore** su richiesta del **Gestore** durante le fasi di riaccensione.

Nel caso di gruppi di generazione classificati come di tipo B a cui si applica l'Allegato A.72 al presente Codice di rete, la riduzione repentina o la disconnessione totale deve essere garantita dai titolari dei gruppi medesimi, a seguito dei comandi che vengono impartiti dal **Gestore** o dal **Distributore** in relazione alla tipologia di impianto in tutte le condizioni che possono compromettere la sicurezza del **SEN** e durante le fasi di riaccensione e rialimentazione.

I titolari degli impianti di consumo e gli impianti di generazione inclusi nel **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** devono attenersi alle prescrizioni definite dal **Gestore** nel Piano stesso contenute nell'Allegato A.10 al presente Codice di rete.

I titolari dei **sistemi di accumulo** asserviti al **Sistema di Difesa** devono attenersi alle disposizioni del **Gestore** secondo quanto riportato nell'Allegato A.9 al presente Codice di rete.

10.3.6 Obblighi dei Fornitori di servizi di difesa (DSP)

I **Fornitori di servizi di difesa** devono garantire il funzionamento efficace di apparecchiature elettriche, strumentazioni, sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità, secondo le prescrizioni contenute nell'Allegato A.9 e:

- negli Allegati A.40, A.41, A.42, per le **UC** e per le **UP** che forniscono il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire;
- negli Allegati A.52 e A.69, per i **gruppi di generazione** dotati di apparati UPDM.

10.3.7 Obblighi dei Fornitori di servizi di riaccensione (RSP)

I **Fornitori di servizi di riaccensione** devono garantire il funzionamento efficace di apparecchiature elettriche, strumentazioni, sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità, secondo quanto previsto negli Allegati A.10 e A.15 al presente Codice di rete e secondo i requisiti di connessione definiti dal **Gestore** e, in ogni caso, a seguito di eventuali comunicazioni del **Gestore**. Inoltre, i **Fornitori dei servizi di riaccensione**, titolari di impianti idroelettrici, devono garantire la disponibilità di un adeguato livello dei bacini al fine di assicurare l'applicazione efficace delle direttrici di riaccensione a cui contribuiscono secondo le indicazioni fornite dal **Gestore** nel Piano di Rialimentazione e Riaccensione.

10.4 STATI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA

A seconda delle condizioni di **esercizio** contingenti, si possono individuare nel **SEC** porzioni di perimetro variabile soggette agli stati di funzionamento (stato normale, stato di allerta, stato di emergenza, stato di black out e stato di ripristino) definiti nell'articolo 18 del Regolamento (UE) 2017/1485. Secondo quanto previsto dal citato articolo:

1. il sistema di trasmissione si trova nello stato normale se sono soddisfatte tutte le condizioni di seguito elencate:
 - a) la tensione e i flussi di potenza sono entro i limiti di sicurezza operativa definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - b) la frequenza soddisfa i seguenti criteri:
 - i la deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario è compresa nell'intervallo di frequenza standard (± 50 mHz); o
 - ii il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario non è superiore alla deviazione massima della frequenza in regime stazionario (200 mHz) e i limiti di frequenza del sistema stabiliti per lo stato di allerta non sono raggiunti;
 - c) le riserve di potenza attiva e reattiva sono sufficienti per far fronte alle contingenze previste nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 del Regolamento (UE) 2017/1485 senza violare i limiti di sicurezza operativa;
 - d) la gestione dell'area di controllo del **Gestore** si trova e resterà entro i limiti di sicurezza operativa anche dopo l'attivazione di contromisure a seguito del verificarsi di una contingenza prevista nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 sopra richiamato.
2. Il sistema di trasmissione si trova nello stato di allerta se:
 - a) la tensione e i flussi di potenza sono entro i limiti di sicurezza operativa definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485; e
 - b) la capacità di riserva del **Gestore** è ridotta di oltre il 20 % per più di 30 minuti rispetto al fabbisogno minimo necessario per garantire lo stato normale di funzionamento del sistema come da precedente punto 1) lettera c) e non è possibile compensare tale riduzione nella gestione del sistema in tempo reale; o

- c) la frequenza soddisfa i seguenti criteri:
 - i il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario non è superiore alla deviazione massima della frequenza in regime stazionario (200 mHz); e
 - ii il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario è stato costantemente superiore al 50 % della deviazione massima della frequenza in regime stazionario (100 mHz) per un periodo di tempo superiore al tempo di attivazione dello stato di allerta (5 minuti) oppure è stato costantemente superiore all'intervallo di frequenza standard (50 mHz) per un periodo di tempo superiore al tempo di ripristino della frequenza (15 minuti); o
 - d) almeno una delle contingenze previste nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 del Regolamento (UE) 2017/1485 comporta una violazione dei limiti di sicurezza operativa del **Gestore**, anche in seguito all'attivazione delle contromisure.
3. Il sistema di trasmissione si trova nello stato di emergenza se è soddisfatta almeno una delle condizioni di seguito elencate:
- a) si è verificata almeno una violazione dei limiti di sicurezza operativa del TSO definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - b) la frequenza non soddisfa i criteri relativi allo stato normale e allo stato di allerta di cui ai paragrafi 1 e 2;
 - c) è stata attivata almeno una delle misure contemplate dal **Piano di Difesa** del sistema del **Gestore**;
 - d) si è verificato un guasto nel funzionamento degli strumenti, dei mezzi e delle attrezzature di cui all'articolo 24, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 2017/1485 che ne ha causato l'indisponibilità per oltre 30 minuti.
4. Il sistema di trasmissione si trova nello stato di blackout se è soddisfatta almeno una delle condizioni di seguito elencate:

- a) perdita di oltre il 50 % del carico nell'area di controllo del **Gestore**;
- b) assenza totale di tensione per almeno tre minuti nell'area di controllo del **Gestore**, con conseguente attivazione dei piani di ripristino.

I valori limiti relativi alla frequenza indicati negli stati di funzionamento del sistema precedentemente descritti fanno riferimento alla tabella “Parametri qualitativi della frequenza” di cui all’Allegato III del Regolamento (UE) 2017/1485 di seguito riportata:

	<i>Europa Continentale</i>
<i>Gamma di frequenze standard</i>	$\pm 50 \text{ mHz}$
<i>Massima deviazione istantanea di frequenza</i>	<i>800 mHz</i>
<i>Massima deviazione di frequenza in regime stazionario</i>	<i>200 mHz</i>
<i>Tempo di recupero della frequenza</i>	<i>non utilizzato</i>
<i>Intervallo di recupero della frequenza</i>	<i>non utilizzato</i>
<i>Tempo di ripristino della frequenza</i>	<i>15 minuti</i>
<i>Intervallo di ripristino della frequenza</i>	<i>non utilizzato</i>
<i>Tempo di attivazione dello stato di allerta</i>	<i>5 minuti</i>

10.4.1 Procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento degli stati del Sistema Elettrico Controllato (SEC)

10.4.1.1 Classificazione delle contingenze per le analisi di sicurezza

Con riferimento a porzioni di **SEC**, il **Gestore** considera nella verifica di sicurezza le seguenti contingenze, classificate come da definizioni (art. 3) del Regolamento (EU) 2017/1485 e tenendo conto della metodologia approvata

da ACER nel documento “Methodology for coordinating operational security analysis” (**CSAM**) ai sensi dell’art. 75 del medesimo Regolamento:

- contingenze ordinarie, per la verifica della “sicurezza N-1”: tali contingenze vengono simulate in ogni condizione di funzionamento del **SEC** e qualunque siano le condizioni meteorologiche, strutturali, impiantistiche e di vetustà;
- contingenze eccezionali, per la verifica della “sicurezza N-1”: tali contingenze vengono simulate in accordo ai criteri del **CSAM** (Title 3 Chapter 1) in presenza di condizioni strutturali e/o temporanee che determinano per alcuni elementi del SEC un incremento della possibile occorrenza delle contingenze stesse; contingenze straordinarie (*out of range*): tali contingenze non vengono normalmente simulate per la verifica della sicurezza N-1.

Nella progettazione del **Piano di Difesa** si considerano le contingenze credibili, prevedibili, probabili e controllabili, con lo scopo di mantenere la stabilità del sistema a seguito del verificarsi di esse.

10.4.1.2 Procedure di riconoscimento

Il **Gestore** riconosce le condizioni di funzionamento del **SEC** o di una singola porzione di esso attraverso:

- (a) il monitoraggio individuale della riserva per il contenimento della frequenza (**FCR**), della riserva per il ripristino della frequenza (**FRR**) e della riserva di sostituzione come definite ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485;
- (b) le misure relative al funzionamento degli elementi di rete (es. tensioni e correnti);
- (c) il monitoraggio della frequenza;
- (d) il funzionamento degli strumenti e delle infrastrutture ritenuti critici per la sicurezza;
- (e) il monitoraggio dell’attivazione delle misure del **Piano di Difesa**.

Il **Gestore** inoltre esegue calcoli in N-1 allo scopo di verificare l'eventuale violazione dei limiti di sicurezza operativi e la disponibilità delle più idonee contromisure in relazione alla specifica contingenza. A tal fine, la valutazione di situazioni potenzialmente a rischio viene effettuata mediante strumenti di calcolo numerico per l'analisi di rete, che attiva periodicamente o su evento.

Il **Gestore** si avvale in generale delle indicazioni riportate nei sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ed EMS (Energy Management System) e delle segnalazioni del **Sistema di Difesa**, entrambi disponibili al **Gestore** nell'ambito dell'attività di **bilanciamento**, controllo delle tensioni, della frequenza e dei transiti.

Il **Gestore** si avvale inoltre delle informazioni dalle strutture operative esterne e dalle sale controllo di **Distributori**, **Produttori**, gestori di rete esteri.

10.4.1.3 Monitoraggio e determinazione operativa dello stato di funzionamento del sistema

Nel monitoraggio dello stato di funzionamento del sistema, il **Gestore** tiene conto dei seguenti aspetti:

- a) la deviazione di frequenza in regime stazionario ossia il valore assoluto della deviazione della frequenza dopo il verificarsi di uno sbilanciamento e la successiva stabilizzazione della frequenza del sistema per attivazione della **FCR** (valore calcolato immediatamente dopo il tempo di piena attivazione della **FCR**);
- b) i valori delle tensioni in tutti i nodi del sistema sono espressi in per unità rispetto al valore della tensione di base definita dal **Gestore**;
- c) i valori della riserva **FCR**, **FRR** e riserva di sostituzione vengono considerati su periodo di riferimento stabilito dal **Gestore**;
- d) l'analisi N-1 tiene conto dell'effetto delle contromisure (remedial actions) per ciascuna contingenza simulata;

- e) la perdita di uno strumento o infrastruttura critica è da considerarsi attivante lo stato di emergenza solo se interessa contemporaneamente sia lo strumento stesso sia il suo relativo backup.

Ai fini della determinazione dello stato di funzionamento del sistema, il **Gestore** implementa delle procedure operative che:

- confrontando la deviazione di frequenza al punto a) con i valori di soglia riportati all'interno del Regolamento (UE) 2017/1485 (cfr. paragrafo 10.4 del presente Capitolo);
- confrontando i valori delle tensioni al punto b) con i valori di soglia definiti dal **Gestore**;
- confrontando i valori temporali delle riserve al punto c) con i valori target di dimensionamento, determinando quindi l'eventuale percentuale di riduzione;
- eseguendo continuativamente l'analisi di sicurezza N-1 attraverso l'ausilio di strumenti di calcolo numerico;
- calcolando i tempi di fuori servizio degli strumenti critici ai fini della sicurezza

sono in grado di riconoscere selettivamente se il sistema è il stato normale, di allerta, emergenza o black out.

10.4.2 *Modalità di gestione del SEC nei diversi stati di funzionamento*

Ai fini del mantenimento della sicurezza il **Gestore** gestisce il **SEC** nei vari stati di funzionamento sopra classificati, con l'obiettivo di contrastare prioritariamente il degrado verso stati più critici e ritornare immediatamente dopo allo stato normale. A tale scopo attua le dovute azioni di controllo ed effettua le manovre necessarie, tramite uno o più rilanci, per la rimessa in servizio degli elementi di rete temporaneamente esclusi dai sistemi di protezione intervenuti.

Nello svolgere tale attività il **Gestore** si avvale delle informazioni disponibili per il riconoscimento degli stati di funzionamento del sistema di cui al paragrafo [10.4.1.2](#).

10.4.2.1 Stato di Allerta

Nello stato di allerta il **Gestore** adotta una o più delle seguenti misure di contenimento degli effetti delle cause che hanno provocato lo **stato di allerta** (limiti di correnti e/o di tensione) con il duplice obiettivo di evitare che la porzione di **SEC** evolva verso lo stato di emergenza o di black out e di ripristinare le condizioni dello stato normale:

- (a) ordini rivolti ai **produttori** di esercire le **unità di produzione** alla massima eccitazione;
- (b) inserimento automatico o manuale dei dispositivi di **telescatto** o UPDM delle **unità di produzione** nelle **centrali** asservite;
- (c) modifica della topologia di **rete**;
- (d) ordini rivolti ai **distributori** per la variazione della tensione di riferimento dei trasformatori delle **cabine primarie** (variazione del set-point);
- (e) utilizzo delle risorse di **dispacciamento** disponibili per il bilanciamento e ridispacciamento;
- (f) riduzioni/aumenti dello scambio con l'estero con procedure concordate con gli stessi gestori di rete esteri;
- (g) distacchi di **carico**² tramite **BMI**;
- (h) distacchi di gruppi di unità di pompaggio o di **sistemi di accumulo** in fase di assorbimento
- (i) attuazione della modulazione straordinaria lenta a salire e massimizzazione dell'immissione.

² Distacco di carico effettuato da UC e/o UP costituite da **sistemi di accumulo** che erogano il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire in esito alle procedure competitive svolte dal Gestore secondo quanto previsto nel relativo Regolamento.

10.4.2.2 Stato di Emergenza

Nello stato di emergenza, al quale il **SEC** può arrivare dallo stato normale o di allerta, il **Gestore** adotta, oltre quanto previsto al paragrafo [10.4.2.1](#), una o più delle seguenti misure per tornare in stato normale evitando, così, che la porzione di **SEC** degradi verso lo **stato di black out**:

- (a) applicazione di contromisure concordate con i gestori di rete confinanti, ai sensi degli articoli 14 e 21 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (b) esecuzione automatica di distacchi di **carico o di generazione** provocati dal **Sistema di Difesa** ed **EAC**, ai sensi degli articoli 15 e 16 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (c) esecuzione di distacchi manuali di **carico** e/o impianti in pompaggio da **BME** e **PESSE**, ai sensi dell'articolo 22 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (d) applicazione della Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI) di cui all'Allegato A.72 al Codice di rete;
- (e) blocco degli automatismi (blocco Variatori Sotto Carico - VSC) per i trasformatori AT/MT della **RTN** al variare delle tensione della rete rilevante, ai sensi dell'articolo 17 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (f) superamento transitorio della **NTC**.

10.4.2.3 Stato di Black Out

Nello stato di black out, il **Gestore** adotta, fermo restando quanto previsto ai paragrafi [10.4.2.1](#) e [10.4.2.2](#), una o più delle seguenti misure per tornare in stato normale:

- (a) localizzazione del disservizio di rete;
- (b) individuazione del perimetro dell'area disalimentata;
- (c) manovre di circoscrizione della zona affetta da **guasto** permanente.

10.4.2.4 Stato di Ripristino

Durante la permanenza nello stato di ripristino, fermo restando quanto previsto ai paragrafi [10.4.2.1](#) e [10.4.2.2](#) e [10.4.2.3](#), il **Gestore** adotta una o più delle seguenti misure per tornare nello stato normale:

- (a) avvio delle procedure di ripristino;
- (b) attuazione del **Piano di Rialimentazione e Riaccensione**, in caso di **blackout**, compatibilmente con la disponibilità degli impianti;
- (c) rialimentazione progressiva dei **punti di prelievo** e dei **servizi ausiliari**;
- (d) rimagliatura progressiva della **rete**.

10.4.2.5 Modalità di registrazione delle comunicazioni

Le comunicazioni scambiate nei vari stati di funzionamento sono registrate con le seguenti modalità:

- (a) con i Titolari di gruppi di generazione di tipo C e D tramite il Sistema Comandi di cui all'allegato A.34 al presente Codice di rete e tramite il Sistema Comandi Web: variazione dei dati tecnici GAUDÌ il cui manuale è disponibile sul sito internet del **Gestore della rete**.
- (b) con i Titolari di gruppi di generazione di tipo B tramite il **Sistema di Difesa** o mediante i sistemi di registrazione dei comandi in uso ai **Distributori**;
- (c) con i Fornitori di Servizi di Difesa tramite il Sistema di Difesa;
- (d) con i Gestori esteri tramite fax o e-mail o registrazione vocale;
- (e) con i soggetti interessati all'applicazione del **PESSE** secondo le modalità indicate nell'Allegato A.20 al presente Codice di rete;
- (f) con i soggetti che forniscono il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire tramite e-mail o tramite **BMI**;
- (g) con i **Distributori** interessati all'applicazione della procedura di cui all'Allegato A.72 al presente Codice di rete, tramite e-mail o **Sistema di Difesa**.

Le comunicazioni di cui alle precedenti lettere, in una qualsiasi situazione critica o nei casi d'indisponibilità dei mezzi di comunicazione predisposti, nonché le comunicazioni non comprese nelle precedenti lettere che comunque avvengano tra **Gestore** e operatori esterni, possono essere effettuate per telefono ricorrendo motivi di urgenza.

In tal caso non appena possibile e comunque al ripristino delle condizioni normali, le informazioni rilevanti sono confermate a mezzo e-mail e riportate sinteticamente in appositi registri tenuti dal **Gestore** e dagli operatori interessati.

10.4.3 *Prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione*

10.4.3.1 *Sistemi di controllo*

I sistemi per il controllo della **rete** e la conduzione degli impianti sono dotati di adeguate riserve calde per assicurare la continuità delle funzioni operative in tutte le condizioni di funzionamento del **SEC** citate, nonché in condizioni di **guasto** o anomalie interne dei sistemi stessi.

In particolare ciascun **sistema di controllo**, dedicato ad una specifica porzione di **SEC**, è dotato di una propria riserva automatica computerizzata secondo procedure di recovery predefinite.

Inoltre, in caso di completa **indisponibilità** dell'intero **sistema di controllo**, dedicato ad una specifica porzione di **SEC**, per cause esterne, è prevista la presa in carico delle operazioni dagli altri **sistemi di controllo** presenti nel territorio nazionale.

L'alimentazione elettrica di tutti gli apparati, calcolatori e altro è dotata di sistemi di continuità (UPS), alimentati a loro volta dalla **rete** elettrica e da un

gruppo elettrogeno dedicato in caso di funzionamento del **SEC** negli stati di black out e di ripristino.

10.4.3.2 Sistemi di telecomunicazioni

Per tutte le condizioni di funzionamento citate i sistemi di telecomunicazione sono sempre dotati di collegamenti ridondati, ove possibile con vie di connessione fisicamente diverse, al fine di garantire gli elevati obiettivi di disponibilità e affidabilità. Le reti utilizzate presentano caratteristiche standard con protocollo di trasporto TCP/IP.

In particolare la rete di telecomunicazioni che interconnette tra di loro i vari centri di raccolta delle informazioni e i **sistemi di controllo** stessi, adotta una configurazione magliata con tecniche di instradamento automatico delle connessioni. I protocolli di routing devono garantire che il trasferimento delle informazioni non sia influenzato dalle eventuali **congestioni**, secondo il criterio N-1 applicato ai sistemi per la trasmissione dati.

Le comunicazioni telefoniche operative tra le diverse sedi dei **sistemi di controllo** e le sedi rilevanti degli **Utenti** devono adottare soluzioni di riserva (connessione satellitare), che consentano la continuità del servizio anche in caso di indisponibilità o di congestione della rete primaria di telefonia.

L'alimentazione elettrica di tutti gli apparati, calcolatori e altro è dotata di sistemi di continuità (UPS), alimentati a loro volta dalla **rete** elettrica e da un gruppo elettrogeno dedicato in caso di funzionamento negli stati di black out e ripristino, in grado di assicurare la continuità di funzionamento per almeno 24 ore.

Il sistema di trasmissione dati deve essere separato dalle reti informatiche di tipo gestionale e dotato di sistemi di protezione/autenticazione che impediscono l'accesso indesiderato e riducano il rischio di attacchi informatici.

10.4.3.3 Sistemi di teleconduzione

Il sistema di teleconduzione deve assicurare lo svolgimento da remoto delle manovre e la gestione delle informazioni e degli allarmi degli impianti del **SEC** in tutti gli stati di funzionamento citati, in particolare durante lo stato di ripristino.

Oltre ai requisiti previsti al paragrafo [10.4.3.1](#) per i **sistemi di controllo**, detto sistema è dotato di postazioni decentrate per la conduzione da remoto anche in condizioni di fuori servizio e inagibilità dei centri principali (teleconduzione in emergenza).

È altresì assicurata la possibilità di eseguire le manovre sugli impianti tramite l'intervento del personale reperibile direttamente in locale.

10.4.3.4 Obblighi degli Utenti della rete e dei Titolari di porzioni di RTN

Gli **Utenti della rete** nonché i **Titolari di porzioni di RTN** devono garantire la connessione dei propri impianti con i punti di accesso adibiti dal **Gestore** alla comunicazione con i centri di controllo.

Le caratteristiche di connessione, i protocolli impiegati e le modalità di sicurezza sono indicati negli Allegati A.6 e A.13 del Codice di Rete.

I soggetti coinvolti nell'esecuzione del **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** devono dotarsi di un sistema di comunicazione telefonica come specificato nell'Allegato A.10 al presente Codice di rete. Tali sistemi devono garantire l'interoperabilità e l'univoca identificazione, nel minor tempo possibile, delle chiamate in ingresso.

10.5 PIANO DI DIFESA

Il **Piano di Difesa** di cui all'Allegato A.9 al presente Codice di rete, elaborato dal **Gestore** conformemente a quanto previsto all'articolo 11 del Regolamento (UE) 2017/2196, contiene i seguenti elementi:

- I. Piano di alleggerimento (*Automatic under-frequency control scheme*) rappresentato da uno schema di distacco del carico al raggiungimento delle soglie di frequenza e derivata della frequenza specificati all'interno dell'Allegato 12 al presente Codice di rete, in conformità all'articolo 15 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- II. Piano in sovrافrequenza (*Automatic over-frequency control scheme*) rappresentato da uno schema per la riduzione automatica della generazione al raggiungimento delle soglie di frequenza e derivata della frequenza specificati nell'Allegato A.12 al presente Codice di rete, in conformità all'articolo 16 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- III. Piano manuale ed automatico contro il collasso di tensione (*Automatic scheme against voltage collapse*), in conformità all'articolo 17 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- IV. Procedure di gestione delle deviazioni di frequenza (*Frequency deviation management procedure*) che comprendono l'insieme delle misure previste dal Piano di Difesa quando il valore di frequenza nell'area sincrona porta il sistema in stato di allerta, in conformità all'articolo 18 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- V. Procedure di gestione delle deviazioni di tensione (*Voltage deviation management procedure*) che comprendono la gestione di tutte le risorse disponibili ed efficaci nell'area quando la tensione in alcuni nodi del sistema è al di fuori dei limiti di sicurezza operativi stabiliti dal **Gestore**, in conformità all'articolo 19 del Regolamento (UE) 2017/2196.

- VI. Procedure di gestione dei flussi di potenza (*Power flow management procedure*) che comprendono l'insieme delle misure previste dal Piano di Difesa quando si realizzano flussi di potenza al di fuori dei limiti di sicurezza operativi stabiliti dal **Gestore**, in conformità all'articolo 20 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- VII. Procedure di assistenza per la potenza attiva che comprendono l'insieme delle misure previste dal **Piano di Difesa** attuate attraverso le risorse disponibili nell'area di controllo del **Gestore** e il supporto dei gestori di rete confinanti per fronteggiare problemi di adeguatezza in D-1 e in D, in conformità all'articolo 21 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- VIII. Procedure di disconnessione manuale della domanda (*Manual demand disconnection procedure*) in conformità all'articolo 22 del Regolamento (UE) 2017/2196. Tali procedure sono applicate a seguito della richiesta di assistenza ai gestori di rete confinanti. Dette procedure includono il sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze (**BME**), il Banco Manovra Interrompibili (**BMI**) e il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (**PESSE**) descritto nell'Allegato A.20.

10.5.1 Misure per la gestione delle stazioni rilevanti della RTN in condizioni di emergenza

Al fine di consentire la piena operatività delle Stazioni Elettriche del **Gestore**, essenziali per la gestione della **RTN** in condizioni di emergenza e riaccensione, i **Distributori** devono garantire l'esclusione dai piani di alleggerimento di carico (**EAC**, **PESSE**, **BME**) delle linee che alimentano i servizi ausiliari delle suddette Stazioni Elettriche.

10.6 PIANO DI RIALIMENTAZIONE E RIACCENSIONE

Il **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** (nel seguito PdRR) di cui all'Allegato A.10 al presente Codice di rete rappresenta l'insieme delle misure tecniche e organizzative necessarie per riportare il sistema allo stato normale. In particolare, tale Piano, elaborato in conformità all'articolo 23 del Regolamento (UE) 2017/2196, comprende l'insieme delle informazioni e delle disposizioni necessarie alle Unità responsabili del controllo e della conduzione degli impianti del sistema elettrico per consentire:

- la gestione degli stati di blackout e quindi ripristino delle condizioni normali del sistema;
- il coordinamento degli stati menzionati al punto precedente tra tutti gli operatori di rete del sistema interconnesso;
- la preparazione e l'esecuzione dei test di riaccensione e rialimentazione, comprensivi degli studi di rete a supporto e tool, per il ripristino affidabile, efficiente e veloce dello stato di funzionamento normale del sistema da quelli di emergenze o blackout.

Le principali procedure di cui si compone il **PdRR** del **Gestore**, sono riportate nel seguito:

- procedure di re-energizzazione che comprendono sia le strategie di rialimentazione (*top-down restoration strategies*) condivise con i gestori di rete confinanti sia le strategie di riaccensione (*bottom-up re-energization strategies*), in conformità agli articoli 26 e 27 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- procedure di gestione della frequenza che comprendono l'insieme delle misure per ripristinare la frequenza al valore nominale le cui modalità operative sono stabilite all'interno dell'Allegato A.10 al presente Codice

di rete, in conformità agli articoli 28, 29, 30 e 31 del Regolamento (UE) 2017/2196;

- procedure di risincronizzazione che comprendono l'insieme delle misure necessarie per riconnettere porzioni di reti sincrone eventualmente rialimentate in precedenza le cui modalità operative sono stabilite all'interno dell'Allegato A.10 al presente Codice di rete, in conformità agli articoli 32, 33 e 34 del Regolamento (UE) 2017/2196.

10.7 VERIFICHE PERIODICHE

10.7.1 Criteri e finalità delle verifiche

Al fine di accertare l'affidabilità degli impianti coinvolti nel **Piano di Difesa** e nel **PdRR**, il Gestore definisce procedure per la verifica delle funzioni di ripartenza autonoma e di **rifiuto di carico**.

La verifica delle funzioni di ripartenza autonoma si realizza attraverso prove di distacco dalla rete delle centrali di prima riaccensione, o in alternativa attraverso un semplice avvio a seguito di fermate programmate, con ripartenza in condizioni di **black start up**.

I soggetti interessati dalle verifiche di cui sopra sono tenuti a cooperare con il **Gestore** ai fini dello svolgimento delle verifiche anche consentendo l'accesso agli impianti nel rispetto e con le modalità della procedura definiti nell'Allegato A.18 e A.19 al presente Codice di Rete.

10.7.1.1 Prove d'applicazione del Piano di Rialimentazione e Riaccensione

Il **Gestore** richiede e coordina le prove periodiche che consistono nella esecuzione controllata delle sequenze di manovra che formano il **PdRR**.

Il **Gestore** dà **comunicazione**, con congruo anticipo, della data di inizio e della durata delle suddette prove, ai **Titolari di porzioni di RTN**, ai **Distributori** e ai **Produttori** interessati dalle suddette prove periodiche.

L'esecuzione delle prove è effettuata con adeguata assistenza di personale qualificato e contenendo il disturbo all'**utenza**.

Durante l'esecuzione delle prove il **Gestore** non garantisce gli standard di sicurezza e di qualità nella porzione di sistema interessato.

Scopo principale delle prove è la verifica:

- della fattibilità delle direttrici di rialimentazione, di riaccensione e di nuclei di ripartenza;
- della capacità di avviamento autonomo delle **centrali** di ripartenza autonoma (RA), della capacità dei **gruppi di generazione** termoelettrici (**centrali** di ripartenza non autonoma - RNA) di effettuare correttamente la manovra di rifiuto di carico, di permanere in condizioni di funzionamento stabile sui propri **servizi ausiliari** e di riconnettersi stabilmente alla direttrice creata;
- della capacità delle unità di produzione che partecipano al **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** di effettuare la necessaria regolazione della frequenza e della tensione fino alla riconnessione stabile con la rete;
- della capacità dei sistemi di conduzione delle **cabine primarie** delle reti di distribuzione di eseguire le manovre richieste;
- del coordinamento tra TSO (rialimentazione dall'estero) e tra unità operative del **Gestore**;
- dell'addestramento degli operatori.

10.7.1.2 Prove di ripartenza autonoma e di rifiuto di carico

Le **centrali** RA e RNA sono oggetto di verifica periodica anche al di fuori delle prove di cui sopra. A tal fine il **Gestore** richiede ai **produttori**, secondo modalità stabilite dal **Gestore** stesso, di pianificare e documentare in appositi registri le prove eseguite a loro cura.

10.8 DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE

Le disposizioni riportate nel presente paragrafo trovano applicazione, come puntualmente indicato di seguito, a complemento o in sostituzione delle disposizioni dei precedenti paragrafi per la sola fase transitoria di implementazione del TIDE, vale a dire dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, così come definita ai sensi della Delibera 304/2024 e disciplinata nella Sezione 28.3 del TIDE.

In particolare, per la fase transitoria, con riferimento a tutti i paragrafi precedenti, i riferimenti al **BRP** e **BSP** sono da intendersi come riferimenti all'**Utente del dispacciamento** vale a dire il soggetto che ha stipulato con il **Gestore della rete** il **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete. Pertanto, le prescrizioni poste in capo al **BRP/BSP** devono essere considerate come poste in capo all'**utente del dispacciamento**.