

PIANO DI RIALIMENTAZIONE E RIACCENSIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Volume Generale

Storia delle revisioni		
Rev. 00	01/03/2006	Prima edizione - Sostituisce e annulla il documento avente codifica DRRTX03001, titolo PIANO DI RIACCENSIONE DEL SISTEMA ELETTRICO VOLUME GENERALE, emesso in data 20-01-2003
Rev. 01	Marzo 2020	Seconda edizione - Revisione per implementazione del Regolamento (UE) 2017/2196 - <i>Network Code on Emergency and Restoration</i>

INDICE

1	OGGETTO.....	3
2	CAMPO DI APPLICAZIONE	4
3	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	4
4	DEFINIZIONI	5
5	GENERALITA' SULLA RIACCENSIONE/RIALIMENTAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	7
5.1	Priorità delle strategie della riaccensione	9
6	FASE DI RICONOSCIMENTO DEL BLACK OUT: COMPETENZE E FUNZIONI UNITÀ OPERATIVE	10
6.1	Riconoscimento delle condizioni di black out.....	10
6.2	Consegne autonome.....	11
6.2.1	Classificazione delle manovre.....	12
6.3	Unità operative interessate alla riaccensione/rialimentazione e relativi compiti	13
6.3.1	Azioni di coordinamento delle sale controllo del CNC e dei CCT	13
6.3.2	Posti di Teleconduzione delle centrali Idroelettriche (PTID)	13
6.3.3	Sale Manovra delle centrali Termoelettriche (SMTE)	14
6.3.4	I Posti di Teleconduzione della rete di Distribuzione (PTDS)	14
6.4	Comportamento degli operatori in caso di eventi imprevisti.....	15
7	AZIONI DI COORDINAMENTO REGIONALI TRA TSO	15
8	CARATTERISTICHE DEI SISTEMI DI ACQUISIZIONE DATI, ALIMENTAZIONE E TELECOMUNICAZIONI	16
8.1	Caratteristiche dei sistemi di acquisizione dati	16
8.2	Requisiti dei soggetti coinvolti nel PdRR	17
8.2.1	Caratteristiche dei sistemi di telecomunicazione	17
9	FASI DI RIPRESA DELLA GENERAZIONE E RISINCRONIZZAZIONE	17
9.1	Direttrici di riaccensione e di rialimentazione.....	17
9.2	Nuclei di ripartenza	18
9.3	Attivazione della procedura di riaccensione.....	19
10	FASE DI RIPRESA COMPLETA DEL CARICO	20
10.1	Alimentazione dei carichi.....	20
10.2	Contributo alla ripresa del carico da parte delle unità di produzione	21
11	PROVE DI RIACCENSIONE.....	21
12	FORMAZIONE ED AGGIORNAMENTO DEL PERSONALE.....	22
13	PRESCRIZIONI AI PROPRIETARI DI IMPIANTI RTN	23

1 OGGETTO

Per ripristinare le normali condizioni di alimentazione dell'utenza a seguito di un disservizio esteso è necessario predisporre un insieme di istruzioni per semplificare e accelerare l'esecuzione delle manovre necessarie alla ripresa del servizio e minimizzare i tempi di riaccensione.

Il Piano di Rialimentazione e Riaccensione (nel seguito PdRR) comprende l'insieme delle informazioni e delle disposizioni necessarie alle Unità responsabili del controllo e della conduzione degli impianti del sistema elettrico per:

- la gestione degli stati di blackout ed il ripristino delle condizioni normali del sistema;
- il coordinamento degli stati di cui al punto precedente tra 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 emergenza o blackout;

L'attuazione del PdRR richiede l'utilizzo coordinato, in condizioni di funzionamento critiche, degli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Nel PdRR si fa riferimento ad un insieme di impianti che, alla data di redazione dello stesso, possiedono gli apparati e le caratteristiche tecniche idonee alla riaccensione. Tuttavia, nella fase di riaccensione e nella successiva fase di ripresa del carico tutti gli impianti sono chiamati a contribuire affinché il sistema elettrico nazionale torni nello stato sicuro.

Il PdRR contiene inoltre le principali prescrizioni per l'addestramento del personale coinvolto nella fase di riaccensione e per la fase di prova delle direttrici di riaccensione, in conformità con l'art. 58 Regolamento (UE) 2017/1485.

Il PdRR si compone di una parte generale, riguardante le varie fasi in cui si articolano le strategie di riaccensione, e di una parte operativa, per ciascuna delle aree in cui è suddivisa la gestione del sistema elettrico. Quest'ultima documentazione è destinata alle sole Unità operative, definite al paragrafo 4, e contiene la descrizione delle direttrici di riaccensione e di quelle di rialimentazione, la composizione dei nuclei di ripartenza ed il relativo elenco delle manovre per ogni singolo impianto, necessarie per la predisposizione e l'attuazione del PdRR.

Pertanto, il PdRR è costituito dal presente Volume Generale e da 8 Volumi Operativi, a diffusione riservata, per motivi di sicurezza. La documentazione relativa al PdRR è distribuita alle Unità operative CCT, SMTE, PTID, PTDS, definite nel paragrafo 4, per gli impianti di competenza.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 4 di 23

I Volumi Operativi elencano le manovre da eseguirsi in consegna autonoma a cura dei Centri/Posti di Teleconduzione, per la predisposizione e l'attuazione delle direttrici e dei nuclei di ripartenza.

2 CAMPO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni contenute nel presente documento riguardano Terna e le seguenti categorie di Utenti coinvolti nelle fasi di ripristino del SEN:

- Distributori direttamente connessi alla RTN (DSO);
- Utenti rilevanti (Significant Grid Users - SGU) di cui al Capitolo 10, par. 10.2, del Codice di rete, a esclusione dei sistemi di accumulo dei fornitori di servizi di difesa;
- Fornitori di servizi di riaccensione (Restoration Service Providers - RSP) di cui al Capitolo 10, par. 10.2, del Codice di rete;
- Titolari di porzioni della RTN.

Nell'ambito delle attività previste nel PdRR Terna:

- (a) definisce il PdRR;
- (b) coordina le manovre sulla RTN ed il progressivo bilanciamento del SEN;
- (c) gestisce il ripristino della tensione sulla RTN sino ai punti di consegna degli Utenti.

In relazione alla lettera a), nella progettazione del PdRR, Terna considera le caratteristiche dei carichi e della generazione nonché le caratteristiche della RTN e delle Reti di Distribuzione.

3 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] Allegato A.6 - Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo
- [2] Allegato A.9 - Piano di Difesa del Sistema Elettrico
- [3] Allegato A.12 - Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico
- [4] Allegato A.13 - Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
- [5] Allegato A.19 - Prescrizioni per la verifica delle unità di generazione per la riaccensione del sistema elettrico
- [6] Allegato A.72 - Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)

4 DEFINIZIONI

Oltre alle definizioni contenute nel glossario del Codice di rete si specificano le seguenti:

Carichi Iniziali. Utenze che sono rialimentate durante le prime fasi della riaccensione, che possono essere indicati anche come carichi zavorra o di base, se la loro funzione principale è, rispettivamente, quella di contenere la tensione della direttrice di riaccensione o quella di permettere la presa di carico di una delle unità di produzione termoelettrica obiettivo della direttrice.

Carichi Finali. Carichi rialimentati durante le fasi più avanzate del ripristino, cioè nella fase di Ripresa del Carico, senza specifici obiettivi funzionali al sistema di produzione e trasmissione. La loro connessione alle direttrici di riaccensione è finalizzata esclusivamente alla rapida ripresa del servizio elettrico.

Centro Nazionale di Controllo (CNC). Centro di Terna per la supervisione e il controllo della rete di trasmissione nazionale ad altissima tensione (400 - 230 kV).

Centro di Controllo e Teleconduzione Territoriale (CCT). Ciascuno dei centri di controllo che cooperano col CNC alla supervisione e controllo delle porzioni di rete ad altissima tensione ed effettuano la supervisione e il controllo della rete a 150-132 kV di propria competenza.

Consegne Autonome. Insieme ordinato e predefinito di manovre per la predisposizione e l'attuazione delle direttrici di riaccensione, di rialimentazione e dei nuclei di ripartenza. Queste manovre sono attuate in modo autonomo dalle Unità operative preposte, una volta riconosciuto lo stato di black out in assenza di indicazioni differenti da parte del dispacciamento.

Centrale di ripartenza autonoma (RA). Centrale idonea, inizialmente, a svolgere le funzioni di black start e messa in tensione della direttrice di riaccensione e, successivamente, a svolgere le funzioni di rialimentazione dei carichi iniziali, il parallelo con un'altra unità di produzione, denominata centrale obiettivo di riaccensione/rialimentazione, e la successiva regolazione di frequenza e tensione durante la rampa di presa di carico di quest'ultima¹.

Centrale di ripartenza non autonoma (RNA). Impianto di produzione che richiede l'alimentazione dalla rete di connessione per riprendere il servizio, incluse quelle centrali con unità che hanno eseguito la load rejection e non dotate delle proprietà descritte per le centrali di ripartenza autonoma.

¹ Sono considerate Centrali di RA anche le centrali idriche/turbogas non facenti parte del Piano di Rialimentazione e Riaccensione rimaste ai giri, con capacità di lancio tensione e regolazione, ma senza capacità di ripartenza autonoma e le Centrali che, dopo il black out, alimentano ancora un'isola di carico e dispongono di margini di regolazione a salire.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 6 di 23

Centrale obiettivo di riaccensione/rialimentazione. Centrale di ripartenza non autonoma, connessa ad un estremo di una direttrice di riaccensione/rialimentazione, che deve essere rialimentata da parte di una centrale di RA o da una direttrice di rialimentazione.

Direttrice di riaccensione. Insieme di impianti che realizzano il collegamento elettrico più affidabile tra una centrale RA ed una centrale RNA. Si suddividono in direttrici di riaccensione a priorità maggiore e minore.

Direttrice di rialimentazione. Insieme di impianti che realizzano l'interconnessione fra un sistema di sbarre in tensione, appartenente alle reti estere o ad aree di rete confinanti con quella in black out e non coinvolte in esso, ed una centrale RNA individuata come un obiettivo di rialimentazione.

Isola di carico. Porzione di rete ancora in esercizio in regime isolato dal resto del sistema elettrico. È costituita da una o più unità di produzione che continuano ad alimentare dei carichi, generalmente connessi alle reti di distribuzione o appartenenti a stabilimenti industriali. L'isola di carico può formarsi in autonomia o in conseguenza dell'intervento di un sistema di difesa che, in presenza di perturbazioni nel sistema elettrico, separa automaticamente una porzione di rete contenente generazione e carichi in quantità approssimativamente bilanciata.

Nucleo di ripartenza. Porzione di rete in tensione, contenente una o più unità di produzione, idonea a rialimentare un'area di carico.

Unità operative. Posti/Centri di Teleconduzione preposti alla conduzione remota degli impianti. Tali Unità sono denominate con i seguenti acronimi:

CCT: Centri di Teleconduzione della rete di Trasmissione. Effettuano il monitoraggio e la conduzione della rete 400/230/150/132 kV dell'area di competenza.

PTID: Posti di Teleconduzione delle centrali Idroelettriche. Effettuano il monitoraggio e la conduzione delle centrali idriche di propria competenza.

SMTE: Sale Manovra delle centrali Termoelettriche di maggiore importanza. Effettuano il monitoraggio e la conduzione della propria centrale termica. In alcuni casi, una SMTE ha la funzione di posto di teleconduzione anche di altre centrali termoelettriche.

PTDS: Posti di Teleconduzione della rete di Distribuzione. Effettuano il monitoraggio e la conduzione dell'area di distribuzione di competenza.

5 GENERALITA' SULLA RIACCENSIONE/RIALIMENTAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

Lo stato di black out è la conclusione di un regime transitorio perturbato che causa generalmente:

- l'apertura degli interruttori delle linee di trasmissione e degli autotrasformatori di interconnessione per intervento delle relative protezioni;
- la perdita del sincronismo da parte dei generatori;
- la disalimentazione della rete elettrica ad ogni livello di tensione in vaste aree geografiche (almeno il 50% del carico nazionale);
- la totale assenza della tensione per almeno tre minuti nell'area interessata.

In tale situazione, le Unità operative a cui è affidato il controllo e la conduzione del sistema elettrico devono attuare una serie di azioni, rigorosamente coordinate fra loro, al fine di riprendere il normale servizio elettrico in modo controllato.

Terna attiva le procedure descritte nel PdRR:

- a) quando il sistema è in stato di emergenza e risulta stabilizzato, a seguito dell'attivazione delle misure previste nel Piano di difesa di cui all'Allegato A.9 al presente Codice di Rete;
- b) quando il sistema è in stato di blackout.

In relazione alla sequenza cronologica delle azioni che devono essere intraprese per il ripristino del sistema elettrico possono essere individuate le seguenti fasi operative:

Riaccensione:

- Riconoscimento della condizione di black out e della sua estensione (parziale/totale). È la constatazione da parte di un centro di controllo e teleconduzione della rete dell'assenza di tensione nella porzione di rete osservata.
- Ripresa della generazione. Insieme di operazioni e manovre orientate alla riconnessione dei generatori fino al raggiungimento di condizioni di funzionamento stabili e alla disponibilità a prendere carico con continuità e fornire una adeguata capacità di regolazione. È realizzata tramite le seguenti tre "strategie":
 - i. Sviluppo delle direttrici di rialimentazione.
 - ii. Sviluppo delle direttrici di riaccensione.
 - iii. Utilizzo dei nuclei di ripartenza.

Ripresa del carico:

- Risincronizzazione. Fase in cui le isole elettriche, costituite dalle direttrici e dai nuclei di ripartenza, sono connesse fra loro per ricostituire un sistema elettrico interconnesso.
- Ripresa completa del carico. Fase di progressiva alimentazione di tutti i carichi.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 8 di 23

Terna attua, pertanto, una strategia di ripristino ibrida.

In particolare, la ripresa del servizio mediante l'attuazione delle direttrici di rialimentazione costituisce una strategia di tipo "top-down", che necessita dell'assistenza da parte di altri TSO limitrofi partendo da porzioni di rete rimaste in tensione (art. 26 del Regolamento (UE) 2017/2196).

La ripresa del servizio mediante l'attuazione delle direttrici di riaccensione e dei nuclei di ripartenza costituisce, invece, una strategia di tipo "bottom-up", relativa alla possibilità di rienergizzare una porzione di rete utilizzando risorse del sistema elettrico di un TSO, senza l'assistenza da parte di altri TSO (art. 26 del Regolamento (UE) 2017/2196).

Le fasi di riaccensione e rialimentazione sono coordinate da Terna attraverso i propri centri di controllo e teleconduzione consultati i soggetti coinvolti e tenendo conto:

- delle cause di origine del disservizio e della loro chiara identificazione;
- della disponibilità dei gruppi di generazione che possono effettuare la riaccensione e rialimentazione;
- della durata prevista e dei rischi delle possibili strategie di riaccensione e rialimentazione;
- delle condizioni dei sistemi elettrici e della disponibilità dei telecomandi e delle telecomunicazioni;
- delle condizioni dei sistemi direttamente connessi, compreso lo stato delle linee di interconnessione;
- dell'impatto sugli Utenti della rete;
- dell'efficienza economica delle misure implementate;
- della possibilità di combinare strategie di riaccensione e rialimentazione;
- isole di carico spontanee o predefinite.

Durante tutta la durata delle fasi appena descritte Terna identifica e monitora:

- l'estensione ed i confini della/e regione/i sincrone a cui appartiene la sua area di controllo;
- gli operatori di rete appartenenti alle regioni di cui sopra ai fini delle eventuali attività di coordinamento;
- la riserva di potenza attiva disponibile nella sua area di controllo.

Le misure stabilite da Terna nel PdRR sono elaborate con l'obiettivo di minimizzare l'impatto sugli utenti finali e sugli operatori di rete confinanti (evitando così il propagarsi del disturbo) contenendo nel contempo i costi di esercizio.

L'efficacia della riaccensione del sistema elettrico si basa su:

- il rispetto da parte di tutto il personale delle Unità operative delle istruzioni e delle sequenze

di attivazione delle manovre contenute nei Volumi Operativi del Piano di Riaccensione;

- la capacità delle unità di produzione termoelettrica di effettuare correttamente la manovra di rifiuto di carico e di permanere in tale stato fino alla riconnessione con la rete;
- la capacità delle unità di produzione idroelettrica e turbogas che partecipano al PdRR di effettuare la ripartenza autonoma in assenza di alimentazione esterna alle centrali;
- la capacità delle unità di produzione di qualsiasi tipo di effettuare la necessaria regolazione della frequenza e della tensione;
- la capacità dei sistemi di conduzione delle cabine primarie delle reti di distribuzione di eseguire le manovre richieste nei tempi medi verificati dalle prove ed in assenza di alimentazione esterna agli impianti.

I tempi di ripristino del sistema dipendono da fattori contingenti quali la gravità ed estensione del disservizio, l'entità dei danni causati al sistema elettrico e la complessità delle manovre.

Nel Piano di Riaccensione, ove possibile, sono state previste opportune alternative per ciò che riguarda le direttrici di riaccensione e di rialimentazione.

5.1 Priorità delle strategie della riaccensione

Si individua il seguente ordine di priorità standard per l'attuazione del PdRR:

- Direttrici di rialimentazione;
- Direttrici di riaccensione, che, a loro volta, hanno il seguente ordine di attuazione in funzione dell'importanza:
 - direttrici a priorità maggiore;
 - *direttrici a priorità minore*, costituite da direttrici progettate con impianti importanti ed affidabili che sono posticipate nell'attuazione per permettere il rapido svolgimento di quelle a priorità maggiore.
- Nuclei di ripartenza, alcuni dei quali (quelli la cui formazione è autonoma), possono non seguire l'ordine di priorità esposto.

La precedente classificazione delle priorità e strategie di riaccensione preordinate a causa dell'imprevedibilità delle condizioni del sistema elettrico conseguenti ad un black out può essere variata dagli operatori delle sale controllo di Terna.

Nei Volumi Operativi le direttrici di rialimentazione, le direttrici di riaccensione ed i nuclei di ripartenza sono elencati nell'ordine di priorità in cui dovranno essere eseguiti.

6 FASE DI RICONOSCIMENTO DEL BLACK OUT: COMPETENZE E FUNZIONI UNITÀ OPERATIVE

I Titolari di porzioni di RTN sono responsabili dell'esecuzione delle manovre sui propri impianti.

Gli Utenti rilevanti (SGU), i Fornitori dei Servizi di Riaccensione (RSP) e i Distributori connessi alla RTN sono responsabili della tempestiva partecipazione dei propri impianti alla riaccensione/rialimentazione del SEN, secondo le disposizioni prescritte nel Capitolo 10 al presente Codice di Rete e le indicazioni impartite da Terna in tempo reale.

6.1 Riconoscimento delle condizioni di black out

Tutte le Unità operative coinvolte nella realizzazione del PdRR devono essere in grado di riconoscere inequivocabilmente e in autonomia lo stato di black out.

Il CNC e i CCT, disponendo di una più completa visione del sistema elettrico rispetto alle altre Unità operative, possono riconoscere lo stato di black out totale o, in caso di black out parziale, la sua estensione.

Tutte le altre Unità operative, responsabili della conduzione del sistema elettrico, rilevano in autonomia lo stato di black out sulla base delle informazioni loro disponibili e senza attendere la relativa dichiarazione da parte delle sale controllo del CNC e dei CCT.

La condizione necessaria alle singole Unità operative per il riconoscimento del black out ai fini delle consegne autonome è l'annullamento della Tensione nei nodi della rete elettrica controllata.

Le Unità operative possono basare l'analisi del riconoscimento delle condizioni di black out dall'osservazione delle rilevanti variazioni subite dalle grandezze elettriche durante e dopo il regime transitorio che ha portato al disservizio generalizzato.

L'annullamento della tensione nei nodi è quasi sempre preceduto da un transitorio di funzionamento della rete a frequenza ridotta. Questi transitori possono essere rapidi e quindi non sempre sono osservabili dai sistemi di controllo delle reti elettriche, tuttavia la segnalazione che sono avvenute delle variazioni di frequenza importanti può essere fornita dagli allarmi associati all'intervento dei relè Equilibratori Automatici di Carico (EAC), laddove questi sono disponibili.

Le unità di produzione in servizio al momento del black out partecipano ai transitori di frequenza e tensione con ampie variazioni della potenza attiva e reattiva prodotte. Lo stato di

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 11 di 23

funzionamento finale raggiunto da tutte le unità di produzione al termine del transitorio è caratterizzato dall'annullarsi della loro potenza immessa in rete e dalla logica di LR per le unità termoelettriche.

Ai fini dell'avvio delle consegne autonome, l'annullamento della tensione per almeno 3 minuti costituisce condizione sufficiente per l'individuazione dello stato di black out, ciò anche se qualche impianto secondario, inserito in isole di carico, continua ad avere valori di tensione e di frequenza prossimi a quelli nominali.

Tutti i Centri/Posti di Teleconduzione ai fini del riconoscimento dello stato di black out, oltre a rilevare l'annullamento della tensione sugli impianti controllati, possono basarsi anche sul monitoraggio di altre grandezze elettriche. In particolare:

- i PTID sulle misure di potenza attiva e reattiva;
- le SMTE sulle misure di potenza e di frequenza delle unità termoelettriche, nonché sulle segnalazioni di intervento della logica di LR, che le stesse unità debbono comunque eseguire a fronte di una disconnessione dalla rete per cause esterne alle stesse;
- i PTDS sulle segnalazioni di intervento degli apparati EAC [2-3].

6.2 Consegne autonome

Le consegne autonome costituiscono un insieme ordinato di manovre che devono essere eseguite dal personale delle Unità operative addetto alla conduzione degli impianti inclusi nel PdRR, una volta riconosciuto lo stato di black out.

Le consegne autonome hanno lo scopo di realizzare il PdRR in modo coordinato, rapido e sicuro, anche in condizioni di assenza di comunicazioni telefoniche.

L'obiettivo delle consegne autonome è di attivare l'esecuzione del PdRR, seguendo le modalità e l'ordine di priorità descritto nei Volumi Operativi.

In caso di indisponibilità parziale o totale di elementi appartenenti a direttrici o nuclei, le Unità operative procedono ad eseguire le manovre inerenti ad altre direttrici o nuclei seguendo l'ordine descritto nei Volumi Operativi.

Le sale controllo del CNC e dei CCT, avendo una visione più generale del sistema elettrico, e quindi anche dell'estensione della rete interessata dal black out, possono intervenire presso le Unità operative per attivare, anticipare, modificare o sospendere l'esecuzione del PdRR.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 12 di 23

6.2.1 Classificazione delle manovre

Le manovre in consegna autonoma sono suddivise in tre classi (A, B, C) e regolamentano la predisposizione e la successiva messa in tensione delle direttrici. Queste manovre non devono essere eseguite per gli impianti che continuano ad alimentare delle isole di carico.

Nei casi in cui un Centro/Posto di Teleconduzione sia dotato di più operatori è consigliato che ognuno di essi agisca alla formazione di una direttrice o di un nucleo di ripartenza, ed esegua tutte le manovre di tipo A, B e C nella sequenza indicata nei Volumi Operativi. Se le direttrici o i nuclei sono indipendenti dal punto di vista funzionale è richiesto che ogni operatore esegua tutte le manovre di sua competenza, senza attendere il completamento di quelle attribuite alle altre direttrici o nuclei.

Nel seguito sono riportate le caratteristiche delle consegne autonome:

MANOVRE DI TIPO A: sono manovre finalizzate alla messa in sicurezza degli impianti e consistono nell'isolamento della zona a cui appartiene una data direttrice o nucleo, mediante l'apertura degli interruttori dei collegamenti dai quali potrebbe giungere tensione, laddove non siano stati già aperti dai sistemi di protezione². Esse devono essere effettuate dopo il riconoscimento dello stato di black out, cioè dopo 5 minuti dal suo accadimento.

MANOVRE DI TIPO B: sono manovre finalizzate alla predisposizione delle direttrici e dei nuclei di ripartenza. Per ogni direttrice a priorità maggiore le manovre di tipo B devono essere eseguite subito dopo aver completato tutte le manovre di tipo A, senza attendere conferma dalle sale controllo del CNC e/o dei CCT.

MANOVRE DI TIPO C: sono manovre con cui è messa in tensione la direttrice o il nucleo di ripartenza. Devono essere effettuate solo quando gli impianti sono stati messi in sicurezza e predisposti secondo lo schema di riaccensione. Pertanto, devono essere effettuate soltanto e subito dopo aver eseguito tutte le manovre di tipo A e B, senza attendere conferma dalle sale controllo del CNC e/o dei CCT.

Per quanto indicato, ciascun impianto deve essere messo in tensione unicamente attraverso una manovra di tipo C. Al fine di limitare il rischio che si effettui un lancio tensione sulle sbarre prima che tutte le manovre di predisposizione dell'impianto siano state ultimate, nei Volumi Operativi vengono riportate disposizioni particolari al riguardo.

² Nei Volumi Operativi del Piano di Riaccensione possono essere elencate a parte alcune manovre di "Messa in Sicurezza della rete", destinate principalmente ai CCT da attuare prima di tutte le altre manovre.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 13 di 23

Per tutti gli impianti non facenti parte delle direttrici di riaccensione/rialimentazione, o dei nuclei di ripartenza, non si applicano le consegne autonome e gli organi di manovra devono rimanere, salvo specifiche disposizioni delle sale controllo del CNC e dei CCT, nello stato risultante al termine del transitorio che ha portato al black out.

6.3 Unità operative interessate alla riaccensione/rialimentazione e relativi compiti

6.3.1 Azioni di coordinamento delle sale controllo del CNC e dei CCT

Mediante il sistema di controllo le sale operative del CNC e dei CCT rilevano lo stato di black out generale o parziale.

Il CNC svolge un'azione di coordinamento delle sale controllo dei CCT in tutte le fasi della riaccensione e rialimentazione disponendo, se necessario, le modifiche alle procedure previste dal PdRR in funzione della disponibilità dei componenti e dello stato della rete.

Fermo restando che il PdRR si basa sulle consegne autonome, le sale controllo dei CCT, se ritenuto opportuno, autonomamente o su indicazione del CNC, possono intervenire in qualsiasi momento dello svolgimento del PdRR nei seguenti modi:

- anticipando l'esecuzione delle consegne autonome;
- attivando selettivamente solo le direttrici di rialimentazione;
- modificando, sospendendo parzialmente o totalmente l'esecuzione del PdRR con la disposizione di eventuali manovre non descritte dallo stesso.

Inoltre, in aggiunta a quanto indicato nelle consegne autonome, le sale controllo del CNC e dei CCT presiedono alla:

- rialimentazione graduale dei carichi, secondo una cadenza non programmabile nel PdRR in quanto funzione dello stato di disponibilità delle unità di produzione;
- ripresa graduale del carico da parte delle unità termoelettriche;
- rimagliatura della rete riaccesa;
- bilanciamento;
- coordinamento delle azioni con i TSO confinanti.

6.3.2 Posti di Teleconduzione delle centrali Idroelettriche (PTID)

Dopo aver riconosciuto lo stato di black out e dopo aver avviato le unità delle centrali RA previste

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 14 di 23

nel PdRR, il personale dei PTID deve avviare sollecitamente tutte le restanti unità idroelettriche disponibili che hanno capacità di ripartenza autonoma, comprese quelle in riserva fredda al momento del black out.

Qualora non diversamente specificato nelle consegne autonome, gli operatori dei PTID devono impostare i regolatori di tensione dei gruppi idroelettrici in modo che la tensione delle sbarre di centrale sia regolata al valore riportato nei Volumi Operativi.

Le unità di produzione aggiuntive devono essere messe in parallelo non appena giunga tensione alle stazioni delle rispettive centrali e rimanere in attesa di successive disposizioni delle sale controllo del CNC e dei CCT per le azioni a seguire.

6.3.3 Sale Manovra delle centrali Termoelettriche (SMTE)

Dopo aver riconosciuto lo stato di black out e dopo aver avviato le unità delle centrali RA previste nel PdRR, il personale delle SMTE deve attendere disposizioni da parte delle sale controllo del CNC e dei CCT al fine di predisporre le ulteriori unità disponibili a partecipare alla ripresa del carico.

Per quanto riguarda le centrali di ripartenza non autonome, ciascuna sala manovra ha il compito di:

- controllare che la procedura di LR sia andata a buon fine in modo da consentire la ripresa di almeno una unità al presentarsi della tensione proveniente da una direttrice o nell'ambito di un nucleo di ripartenza;
- eseguire la sollecita messa in parallelo dell'unità, laddove prevista in consegna autonoma;
- operare, successivamente, una presa di carico fino al raggiungimento di una condizione di funzionamento stabile, seguendo le indicazioni impartite dalle sale controllo del CNC e dei CCT.

6.3.4 I Posti di Teleconduzione della rete di Distribuzione (PTDS)

Dopo aver riconosciuto lo stato di black out gli operatori dei PTDS devono attuare in modo sistematico il distacco di tutte le batterie dei condensatori di rifasamento, sia quelle installate nelle reti AT, che MT, e procedere tempestivamente alle sole manovre relative al PdRR, riportate nei Volumi Operativi.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 15 di 23

6.4 Comportamento degli operatori in caso di eventi imprevisti

Nel caso in cui una Unità operativa non possa eseguire una o più manovre di tipo A previste in consegna autonoma dal PdRR, tale unità dovrà completare tutte le altre manovre di tipo A di propria competenza e solo successivamente avvertire di questa anomalia la sala controllo del CNC e dei CCT per ricevere istruzioni.

In modo del tutto analogo si deve procedere nel caso in cui l'impossibilità di esecuzione riguardi una manovra di tipo B.

Qualora insorgessero difficoltà nell'esecuzione di una delle manovre di tipo C, relative alla messa in tensione della direttrice, o alla realizzazione di un nucleo di ripartenza, si dovrà sospendere l'esecuzione delle rimanenti manovre, per ciò che riguarda quella direttrice o nucleo, e si devono chiedere istruzioni alle sale controllo del CNC e dei CCT.

7 AZIONI DI COORDINAMENTO REGIONALI TRA TSO

Terna, in coordinamento con gli altri TSO appartenenti all'area sincrona, implementa una procedura di gestione della frequenza e di risincronizzazione ai sensi di quanto previsto agli artt.28 e seguenti del Regolamento (UE) 2017/2196.

Terna, in coordinamento con gli altri TSO appartenenti all'area sincrona, implementa una procedura di gestione della frequenza, allo scopo di riportarne il valore a quello nominale, nelle seguenti condizioni:

- deviazioni del valore della frequenza nell'area sincrona;
- divisione dell'area in diverse regioni sincrone;
- rialimentazione.

Nelle prime due situazioni e nel caso in cui Terna sia nominata come coordinatore della frequenza da tutti i TSO appartenenti alla porzione di regione sincrona in cui il sistema ENTSO-E si è separato, Terna opera come tale fino alla completa risincronizzazione dell'area o fino alla nomina di un nuovo coordinatore della frequenza, e, in particolare:

- stabilisce come eseguire le operazioni di risincronizzazione, in consultazione con gli altri TSO;
- gestisce l'attivazione manuale della riserva secondaria per il ripristino della frequenza di

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 16 di 23

rete e della riserva terziaria all'interno dell'area sincrona;

- comunica la risincronizzazione pianificata ai TSO della propria regione.

In caso di nomina di un altro TSO come coordinatore della frequenza, Terna sospende il sistema automatico di attivazione della riserva secondaria, seguendo le relative indicazioni sull'attivazione impartite dal coordinatore della frequenza.

Per la risincronizzazione di due aree e nel caso in cui Terna sia nominata come coordinatore della risincronizzazione, Terna opera come tale fino alla completa risincronizzazione o fino alla nomina di un nuovo coordinatore della risincronizzazione. Precedentemente alla risincronizzazione e in consultazione con il coordinatore della frequenza, in qualità di coordinatore della risincronizzazione Terna:

- stabilisce il valore obiettivo della frequenza per la risincronizzazione e la massima differenza di frequenza tra le due regioni sincronizzate;
- stabilisce lo scambio massimo di potenza attiva e reattiva;
- stabilisce la modalità operativa che deve essere applicata al controllo di frequenza e potenza;
- seleziona il punto di risincronizzazione, consultando anche i TSO che gestiscono le sottostazioni utilizzate per la risincronizzazione;
- definisce e predispone le azioni necessarie per la risincronizzazione delle due regioni e le azioni da intraprendere successivamente per la creazione di ulteriori connessioni tra le regioni;
- valuta la preparazione alla risincronizzazione delle regioni, consultando anche i TSO che gestiscono le sottostazioni utilizzate per la risincronizzazione.

8 CARATTERISTICHE DEI SISTEMI DI ACQUISIZIONE DATI, ALIMENTAZIONE E TELECOMUNICAZIONI

8.1 Caratteristiche dei sistemi di acquisizione dati

Le funzionalità, la stabilità e le prestazioni dei sistemi di telecontrollo ed acquisizione dati devono essere mantenute sia durante il transitorio precedente l'effettivo riconoscimento dello stato di

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 17 di 23

black out che durante la ripresa del servizio del sistema elettrico, in base a quanto definito in [1] e [4].

8.2 Requisiti dei soggetti coinvolti nel PdRR

I DSO, SGU e RSP, titolari di impianti definiti essenziali per la riaccensione e/o la rialimentazione, ed elencati nei Volumi Operativi del PdRR, dovranno garantire la disponibilità dei seguenti servizi per almeno 24 ore in caso di black out o di perdita dell'alimentazione principale:

- alimentazione dell'impianto, attraverso l'utilizzo di adeguati sistemi di back up;
- alimentazione delle sale controllo del DSO o del SGU;
- continuità dei sistemi di telecomunicazione, in particolare:
 - comunicazione telefonica tra le sale controllo del DSO, SGU e di Terna,
 - telecontrollo degli impianti.

8.2.1 Caratteristiche dei sistemi di telecomunicazione

Al fine di garantire la funzionalità dei sistemi di comunicazione telefonica, con particolare riferimento alle fasi di ripresa del carico, i soggetti coinvolti nell'esecuzione del PdRR devono assicurare un sufficiente livello di ridondanza sia per quanto riguarda le comunicazioni sia per quanto riguarda l'alimentazione degli apparati per il telecontrollo. A seguito di black out o in caso di perdita del sistema di comunicazione telefonica principale, comunicazioni e telecontrollo devono essere garantiti con continuità per un tempo superiore alle 24 ore. I soggetti coinvolti nell'esecuzione del PdRR devono inoltre dotarsi di un sistema di comunicazione telefonica basato su tecnologia Satellitare, in aggiunta ai sistemi convenzionalmente adottati. Tali sistemi devono garantire l'interoperabilità e che le chiamate in ingresso possano essere univocamente identificate nel minor tempo possibile.

9 FASI DI RIPRESA DELLA GENERAZIONE E RISINCRONIZZAZIONE

9.1 Diretrici di riaccensione e di rialimentazione

Le direttrici di riaccensione e di rialimentazione utilizzano preferibilmente linee a 400÷230 kV, in modo da costituire il collegamento più diretto e affidabile tra impianti di riaccensione o reti

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 18 di 23

confinanti e centrali termoelettriche obiettivo. Tuttavia, in alcuni casi, le direttrici di riaccensione includono anche linee ed impianti a tensione di 150÷132 kV, nei casi in cui la rete a 400÷230 kV non era disponibile, ovvero perché questi circuiti sono risultati idonei agli obiettivi della riaccensione. Linee ed impianti a tensione di 150÷132 kV sono idonei quando permettono la costruzione di direttrici con un numero basso di manovre che presentano caratteristiche elettriche accettabili e sono state verificate sperimentalmente.

Per ogni centrale termoelettrica obiettivo sono previste, ove possibile, più direttrici di riaccensione indipendenti al fine di conseguire una alternativa nei circuiti che consente di aumentare le probabilità di riuscita del PdRR.

Nelle consegne autonome sono incluse anche le manovre che permettono il parallelo fra direttrici di riaccensione/rialimentazione indipendenti che, nel loro sviluppo, si attestano sulle sbarre della stessa stazione.

Una direttrice si considera completata nel momento in cui l'unità termoelettrica obiettivo ha raggiunto le condizioni di funzionamento minime che garantiscono la stabilità dell'impianto.

9.2 Nuclei di ripartenza

I nuclei di ripartenza presentano dei vantaggi di realizzazione rispetto alle direttrici in quanto di estensione più limitata. Inoltre, l'intervento di sistemi di difesa finalizzati alla formazione di isole di carico comporta la creazione di nuclei di ripartenza già attivi e pronti per l'espansione.

I nuclei di ripartenza vengono definiti da Terna al fine di aumentare la resilienza complessiva del sistema permettendo, a seguito di disalimentazioni, una più rapida ripresa del servizio in aree di carico debolmente connesse alla RTN, riducendo così i tempi per il ripristino del servizio a vantaggio degli utenti finali.

Nella definizione dei suddetti nuclei di ripartenza vengono inoltre considerate le capacità delle centrali di alimentare i carichi limitrofi in potenza e in energia, anche in situazioni di limitata o ridotta disponibilità della rete di trasmissione.

Un nucleo di ripartenza si considera completato al raggiungimento del valore di produzione previsto nei Volumi Operativi, laddove specificato.

L'elenco è contenuto nei Volumi Operativi e comprende anche i nuclei di ripartenza aggiuntivi destinati ad alimentare il carico limitrofo senza indicazione della direttrice di riaccensione e rialimentazione³.

³ In alcuni casi, l'utilizzo di tali nuclei di ripartenza è possibile solo a valle di adeguamenti impiantistici delle relative centrali, i cui termini sono indicati in apposita sezione dei Volumi Operativi.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 19 di 23

9.3 Attivazione della procedura di riaccensione

Nell'adozione della più opportuna strategia di riaccensione, Terna tiene conto della/e:

- disponibilità delle fonti di energia che possono effettuare la riaccensione;
- durata prevista e rischi delle possibili strategie di riaccensione;
- condizioni del sistema elettrico e dei sistemi direttamente compresi;
- possibilità di combinare strategie bottom-up e top-down.

Durante la riaccensione, Terna, sentiti i Distributori connessi alla RTN, stabilisce e notifica la quantità di carico da riconnettere alle reti di distribuzione. I Distributori connessi alla RTN riconnettono la quantità notificata rispettando il valore comunicato e tenendo conto della riconnessione automatica del carico e della generazione nella propria rete.

Il fuori servizio programmato di un componente appartenente al PdRR richiede necessariamente una modifica dello stesso o, nei casi più sfavorevoli, la sospensione della direttrice o nucleo che lo includono.

In relazione alla durata dell'indisponibilità e all'importanza dei componenti coinvolti, Terna adotta i seguenti provvedimenti:

- se l'indisponibilità si protrae fino ad un mese: viene concordato con il personale addetto alla conduzione degli impianti le varianti delle manovre delle consegne autonome;
- se l'indisponibilità ha una durata fino a 6 mesi: viene modificata temporaneamente la documentazione contenente le manovre previste nelle consegne autonome;
- se l'indisponibilità ha durata superiore a 6 mesi: la direttrice, o il nucleo, vengono dichiarate indisponibili dandone comunicazione a tutte le Unità interessate.

Il PdRR predisposto da Terna contiene tutte le azioni necessarie all'esecuzione di strategie di riaccensione (bottom-up re-energisation).

Con riferimento a tali strategie, una volta rilevato lo stato di black out, il CNC in coordinamento con i CCT identifica l'estensione delle aree disalimentate e le risorse disponibili per poter ripristinare il servizio, in particolare i gruppi che hanno eseguito correttamente il rifiuto di carico e quelli in grado di essere avviati in black start. In relazione all'estensione e alla localizzazione del black out, il CNC in coordinamento con il CCT seleziona le direttrici più opportune per avviare le fasi di re-energizzazione/rialimentazione. Il CNC in coordinamento con il CCT si metterà in comunicazione con la centrale di prima riaccensione comunicandogli il valore della tensione di riferimento del gruppo o dei gruppi con cui effettuare la prima manovra di lancio tensione se non

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 20 di 23

già espressamente specificato nei volumi operativi del PdRR. In questa fase, così come nelle successive, l'energizzazione delle linee a vuoto dovrà evitare di saturare i margini in sotto-eccitazione dei gruppi della centrale di prima riaccensione. Laddove possibile, ed in relazione a quanto espressamente indicato nel PdRR, Terna si avvarrà di tutti i mezzi di regolazione della tensione disponibili (es. reattori).

La regolazione secondaria di frequenza della centrale di prima riaccensione deve essere disattivata compensando quindi la ripresa del carico attraverso l'azione del regolatore primario di frequenza e dell'ILF o AURET. In particolare, il Distributore connesso alla RTN deve assicurare l'alimentazione graduale del carico rendendo disponibile nelle CP di sua proprietà o sul lato MT dei trasformatori di carico delle S/E di proprietà di Terna il gradino di carico comunicato dal CNC e/o CCT.

La risincronizzazione della porzione di rete re-energizzata con la rete prevalente viene effettuata attraverso le progressive rimagliature ad opera di CNC e/o CCT utilizzando preliminarmente, laddove possibile, interruttori dotati di dispositivo di sincronizzazione parallelo e comunque rispettando, laddove esistenti, le regole tecniche riportate nella documentazione vigente (es. regolamenti di esercizio).

10 FASE DI RIPRESA COMPLETA DEL CARICO

La fase di ripresa del carico si articola su un orizzonte temporale relativamente ampio e richiede un coordinamento complesso delle operazioni. Per tale motivo non sono previste consegne autonome. Tale fase comprende la rimagliatura progressiva della rete e la rialimentazione dei carichi.

10.1 Alimentazione dei carichi

La Ripresa del carico è finalizzata alla rialimentazione di tutte le utenze, ma richiede di connettere alla rete ulteriore capacità di generazione rispetto a quella utilizzata nella fase di riaccensione. Al procedere della ripresa del carico, e con la progressiva rimagliatura della rete, migliorano le caratteristiche di regolazione. Ogni gradino di carico è ripartito tra tutte le unità di produzione in servizio. I tempi d'attesa tra una manovra e l'altra dipendono dalle condizioni del sistema quali ad esempio la tensione e lo scorrimento e dalle risorse di bilanciamento. A riguardo i PTDS non possono anticipare la rialimentazione dei propri carichi rispetto agli ordini di dispacciamento.

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 21 di 23

I PTDS devono essere altresì pronti a ridurre il carico, anche se già alimentato, in caso di aumento del fabbisogno più rapido del rientro della generazione.

10.2 Contributo alla ripresa del carico da parte delle unità di produzione

In fase di ripresa del carico i PTID e le SMTE devono comunicare puntualmente e con la massima precisione la disponibilità dei gruppi ad effettuare il parallelo ed eseguire tempestivamente gli ordini da parte delle sale controllo del CNC e dei CCT.

11 PROVE DI RIACCENSIONE

Le prove di riaccensione comprendono una predisposizione degli impianti, valutata anche con calcoli di rete e prove periodiche in campo.

Le prove di applicazione del PdRR, e le prove delle unità di produzione, costituiscono il principale strumento di verifica dell'efficacia della strategia di ripristino per ciò che riguarda: l'organizzazione delle Unità operative coinvolte, le prestazioni degli impianti e la realizzabilità tecnica della sequenza di manovre. Le prove sono tanto più significative quanto più le condizioni di svolgimento sono prossime alle condizioni reali di riaccensione del sistema elettrico.

I seguenti fattori non consentono l'esecuzione delle prove in modalità tale da riprodurre esattamente le reali condizioni di applicazione del PdRR in caso black out:

- 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 direttrici;
- l'impossibilità di procedere nelle fasi del PdRR successive alla formazione delle direttrici, per l'ovvia necessità di limitare l'estensione della rete elettrica interessata dalle prove.

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 sistema elettrico, 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

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 22 di 23

di ulteriori affinamenti del Piano di Riaccensione ed evidenziare la necessità di adeguamenti impiantistici.

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 direttrici;
- verificare l'efficacia del funzionamento coordinato degli impianti interessati;
- consolidare la preparazione degli operatori riguardo alla riaccensione.

Terna effettua prove di riaccensione, complete o in modalità ridotta, da concordare con i Titolari degli impianti e le Società titolari delle reti. La partecipazione alle prove di riaccensione, alla loro progettazione ed alla registrazione delle grandezze elettriche è obbligatoria da parte di tutti gli Utenti della RTN. Terna si impegna a comunicare a tutti gli interessati le date delle prove con tre mesi d'anticipo rispetto all'esecuzione delle stesse.

Ai Distributori connessi alla RTN è fatto obbligo di avvertire l'Utenza e di predisporre tutto quanto necessario per minimizzare l'eventuale disturbo, conseguente le prove.

Le prove possono essere eseguite nei casi di:

- progettazione di nuove direttrici di riaccensione o nuclei di ripartenza;
- modifica sostanziale di impianti di produzione facenti parte del PdRR;
- verifica periodica di conformità degli impianti alle prescrizioni del PdRR.

Le prove parziali delle strategie di riaccensione e la verifica periodica dell'idoneità delle unità di produzione incluse nel PdRR, per le quali è stata redatta una procedura dedicata e sono stati stabiliti degli obblighi per le Società titolari degli impianti [5], formano parte integrante dei programmi di prova.

12 FORMAZIONE ED AGGIORNAMENTO DEL PERSONALE

Le procedure contenute nel PdRR, come tutte le procedure di emergenza di non frequente attuazione, devono essere ben conosciute dal personale operativo per evitare che al momento del black out possano verificarsi errori o ritardi nelle azioni. Questo obiettivo è perseguito attraverso le seguenti attività:

1. individuazione da parte di tutti i soggetti coinvolti nel PdRR dei riflessi sul PdRR delle indisponibilità delle linee e del sistema elettrico di loro responsabilità, nonché di tutti gli altri componenti che possano ridurre la funzionalità degli impianti utilizzati nella riaccensione;

	Codifica	
	Allegato A10	
	Rev. 01 Marzo 2020	Pag. 23 di 23

2. partecipazione ad incontri periodici tra il personale dei CCT e le Unità operative interessate all'applicazione del PdRR, in particolare in occasione:

- degli aggiornamenti dei PdRR;
- delle prove sulle direttrici e sui nuclei di ripartenza;
- dell'individuazione di nuove soluzioni (direttrici, nuclei di ripartenza) o della eventuale dismissione di soluzioni non più utilizzabili.

La formazione del personale, sia pur finalizzata alla conoscenza degli aspetti applicativi del PdRR, cioè essenzialmente all'esecuzione di manovre, presuppone anche l'esistenza e la chiara definizione di una serie di procedure che consentono di fronteggiare difficoltà ed imprevisti che si possono ragionevolmente ipotizzare a seguito di un black out.

È compito di ogni Unità operativa responsabile degli impianti individuare quali possono essere i comportamenti e gli accorgimenti da seguire per eliminare o ridurre le conseguenze negative dell'evento imprevisto e addestrare coerentemente gli operatori.

13 PRESCRIZIONI AI PROPRIETARI DI IMPIANTI RTN

I titolari di impianti RTN diversi da Terna sono tenuti ad assicurare livelli di prestazione adeguati alla gestione dell'emergenza e in particolare devono:

- prevedere una turnazione continua del personale di teleconduzione e la reperibilità del personale di pronto intervento;
- assicurare una adeguata formazione del personale sia al livello operativo in impianto che nelle sale di teleconduzione;
- adottare procedure interne coerenti con quanto descritto nel presente documento;
- verificare periodicamente sul proprio sistema di acquisizione dati e di telecomunicazioni la conformità a quanto richiesto nel capitolo 9 del presente documento.