

## **Aggiornamento Allegato A.18 al Codice di Rete Verifica della conformità degli impianti di produzione alle prescrizioni tecniche del Gestore**

Documento per la consultazione del 10 febbraio 2020

### **Osservazioni di Elettricità Futura**

13 marzo 2020

#### **Osservazioni di carattere generale**

Elettricità Futura prende atto delle proposte di modifica dell'Allegato A.18 del Codice di Rete, finalizzate alla standardizzazione delle tipologie di verifica di conformità degli impianti di produzione e di ampliamento del campo di applicazione.

L'estensione delle prescrizioni relative alle verifiche degli impianti ai parchi di generazione PPM (non solo per la prima attivazione) è in linea con il processo di incremento dell'osservabilità e del controllo degli impianti FRNP avviato negli ultimi anni dal TSO e portato avanti dalle autorità di regolazione.

Tuttavia, come illustrato nel seguito, riteniamo che il campo di applicazione delle nuove disposizioni introdotte debba essere chiarito, specie per quanto riguarda gli impianti esistenti, e che la definizione delle modalità di verifica debba tener conto delle specificità impiantistiche, mantenendo la compatibilità e l'aderenza alle norme CEI vigenti. Rispetto, ad esempio, alle precedenti versioni dell'Allegato A.18, il notevole ampliamento del set di prove tecniche sul regolatore di velocità e sul sistema di eccitazione fa sì che la fattibilità delle singole prove debba essere stabilita, volta per volta, in base alla tipologia di generatore/regolatore e al layout dell'impianto. Sottolineiamo inoltre come all'aumento delle tipologie di prove tecniche da eseguire determini un aumento cospicuo del tempo totale necessario all'espletamento delle stesse da parte dei vari operatori, con impatti economici e sull'indisponibilità degli impianti. In coerenza con un principio di ragionevolezza e proporzionalità, suggeriamo di limitare le verifiche a quanto strettamente necessario da un punto di vista tecnico per comprovare il rispetto delle prescrizioni del codice di Rete e relativi allegati.

Per un'esigenza di certezza regolatoria, in tutti i paragrafi in cui si descrivono le prove da effettuare - sia per la parte di frequenza che di tensione - riteniamo importante che siano univocamente e chiaramente individuabili i criteri di valutazione effettivi. A tal fine chiediamo di eliminare la frase generica "L'esito della prova si considera positivo se XYZ è conforme alle prescrizioni del CdR", e di riportare all'interno dell'allegato A18 gli effettivi criteri di valutazione delle prove o quantomeno i riferimenti puntuali ai relativi paragrafi del CdR e degli Allegati. In particolare, sottolineiamo l'importanza di differenziare i requisiti di superamento delle prove in funzione delle diverse prescrizioni che si applicano – sulla base del Codice di Rete – e della classificazione rilasciata da Terna di specifici interventi di rifacimento come modifiche significative o meno in base alla procedura di cui al Capitolo 1.C.2 del Codice di rete.

Per quanto riguarda in particolare le verifiche di Tipo 4, rileviamo come l'onere posto in capo al titolare dell'impianto per l'esecuzione in autonomia delle prove e l'invio a Terna dell'autocertificazione sia significativamente più elevato rispetto alla situazione previgente.

Peraltro, la revisione al ribasso delle soglie di applicazione di tali verifiche vedrebbe coinvolti molti più impianti rispetto a quelli interessati dall'allegato 18 attualmente in vigore; le verifiche richieste dovrebbero avvenire con frequenza più stretta rispetto alla situazione odierna e, pur essendo previste per modifiche definite "sostanziali", parrebbero in realtà riguardare attività afferenti alla gestione ordinaria con contestuale diretto effetto sull'operatività industriale. Tali previsioni determinano per i titolari degli impianti di produzione un aggravio molto importante sia in termini di costi che di risorse da dedicare a tali attività.

Riteniamo molto importante chiarire il tema della competenza degli oneri di certificazione, dotazione, installazione e manutenzione della strumentistica. Per tutte le tipologie di verifiche, con particolare attenzione a quelle di tipo 3 e 4, l'attribuzione dei suddetti oneri dovrebbe essere dettagliata scrupolosamente, evitando formulazioni generiche come "mettere a disposizione". Riteniamo che agli operatori non debbano essere attribuiti oneri di competenza del TSO. Pertanto, Elettricità Futura propone di mantenere l'attuale ripartizione degli oneri che prevede per gli Operatori l'assistenza alle verifiche, nonché le indisponibilità degli impianti e per Terna l'onere dell'esecuzione delle verifiche stesse. In coerenza con le finalità dell'allegato A18 (recepire i nuovi requisiti RfG e ampliare la platea di impianti sottoposti a verifica) e alla luce di quanto sopra evidenziato, richiediamo a Terna di istituire un tavolo di confronto con i produttori, finalizzato a individuare quali aggiornamenti richiedano una più rapida implementazione (dovuti ai nuovi requisiti RfG) e quali possano eventualmente essere applicati in una fase successiva.

Tale tavolo sarà inoltre il luogo per individuare congiuntamente modalità e caratteristiche di esecuzione delle prove che non comportino oneri eccessivi per gli operatori, garantendo comunque a Terna la piena verifica della corretta erogazione delle prestazioni degli impianti.

Considerando la portata delle modifiche proposte in consultazione ed i relativi impatti sulle attività di pianificazione ed esecuzione delle prove, richiediamo dunque di prevedere che il nuovo allegato che sarà approvato da Arera/MISE non trovi applicazione prima del 1° gennaio 2021.

## Osservazioni puntuali al documento

### Capitolo 4 - Campo di applicazione

Elettricità Futura ritiene che le prescrizioni a cui gli operatori devono attenersi, per un corretto svolgimento delle verifiche di conformità degli impianti di produzione agli standard di riferimento, debbano tener conto delle specificità impiantistiche, del sito di installazione nonché del livello di obsolescenza dell'impianto.

In particolare, sugli impianti esistenti, alcune verifiche risultano tecnicamente infattiibili a causa, per esempio, dell'impossibilità di effettuare ispezioni strumentali compatibili con la normativa tecnica esistente. Laddove possibile, l'aggiornamento dei requisiti e delle modalità di verifica prospettato comporterebbe adeguamenti dei sistemi di regolazione e controllo attualmente presenti, di grande impatto per gli impianti in essere.

Nel rispetto di quanto detto al punto 1 della Delibera 20 novembre 2018 592/2018/R/eel, il recepimento del Regolamento 2016/631 dovrebbe estendersi ai soli impianti nuovi ovvero alle sole parti degli impianti esistenti oggetto di modifiche significative.

In virtù di ciò Elettricità Futura propone, per impianti esistenti non oggetto di rifacimento, la valutazione di eventuali deroghe all'applicazione delle prescrizioni oggetto della presente consultazione.

Inoltre, l'ambito di applicazione delle verifiche di conformità è esteso agli impianti che partecipano a MSD e Capacity Market, ovvero alle unità abilitate su base volontaria e alla capacità non abilitata all'MSD, per le quali non erano ad oggi previste particolari prescrizioni. Riteniamo opportuno eliminare tali riferimenti, definendo il perimetro di applicazione del nuovo allegato A.18 in modo coerente con quanto fatto per il Capitolo 1C del CdR in materia di connessioni. L'ambito di applicazione delle prove dovrebbe infatti essere basato esclusivamente sui requisiti di connessione o sui requisiti di fornitura di servizi di dispacciamento a cui ciascuna unità è abilitata, soprattutto considerando l'apertura degli ultimi anni alla fornitura selettiva di specifici servizi, anche in forma di progetti pilota.

Per quanto riguarda le FERNP come gli impianti eolici, in virtù dell'onerosità operativa legata all'estensione geografica, alla localizzazione (es. crinali e zone montane in genere) e alle difficoltà di accesso alla componentistica installata in quota, le verifiche di compliance potrebbero essere effettuate al punto di connessione alla rete, lato produttore (generalmente la sottostazione elettrica o la cabina di allaccio alla rete). In analogia con l'ambito di applicazione dell'Allegato A.17 (*CENTRALI EOLICHE Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo*), poiché la validità delle prescrizioni in oggetto si estende ai soli impianti eolici la cui messa in esercizio è posteriore al 25/07/2018 ovvero impianti oggetto di rifacimento parziale/totale, chiediamo di esonerare dalle verifiche connesse agli obblighi previsti da tale Allegato gli impianti esistenti la cui categoria rientri nell'ambito di applicazione dell'articolo 4, comma 2 del Regolamento (UE) 2016/631 "RfG" (i.e. impianti considerati esistenti), salvo casi particolari di valutazione motivata da parte di Terna circa la capacità tecnica di erogazione di uno o più servizi di rete tra quelli elencati nel documento, anche in funzione del contributo alla sicurezza della rete nell'area geografica in cui l'impianto è installato.

## **Capitolo 6 - Classificazione delle verifiche**

Nel Capitolo 6 vengono definite le verifiche alle quali possono essere sottoposti gli impianti senza specificarne la periodicità (ad eccezione delle verifiche di Tipo 4); al fine di consentire agli operatori di ottimizzare l'organizzazione delle verifiche, richiediamo di definire una periodicità di massima per tutte le tipologie di verifiche previste a partire da un determinato momento.

Le tempistiche proposte per consegnare la documentazione o i dati registrati a Terna risultano a nostro avviso troppo stringenti (15 gg prove tipo 1 e 2, 1 gg prova tipo 3, 7 gg per la prova n.5) e ne proponiamo l'estensione allo stesso termine temporale di almeno 30 gg. In generale, modalità e tempistiche di comunicazione dei dati rilevati dovrebbero essere descritte in modo il più possibile chiaro e circostanziato.

Inoltre, pur comprendendo l'esigenza di coordinamento con i piani di indisponibilità, la richiesta che il processo di programmazione delle prove avvenga secondo quanto prescritto dal Cap.3 del Codice di Rete, rappresenta un significativo onere in capo agli utenti di dispacciamento. L'aggravio deriva sia, da un punto di vista di organizzazione dei processi, dall'estensione dell'orizzonte di programmazione dalle attuali 2-3 settimane sino all'anno (secondo quanto previsto dalle fasi di programmazione dell'indisponibilità di cui al Cap.3 del CdR), sia dalla necessità di adeguamento dei sistemi informatici (con relativo onere di sviluppo) a supporto di tale processo. Peraltra, non è indicato il dettaglio di programmazione richiesta (orario, giornaliero) né quale piattaforma debba essere utilizzata a tale scopo ("Agile"?).

Evidenziamo che nelle procedure di verifica non viene mai presa in considerazione, come alternativa, la simulazione attraverso software per la verifica di compliance; richiediamo pertanto che tale possibilità venga indicata in altri allegati.

Per quanto riguarda impianti condivisi tra più operatori, occorre inoltre definire le modalità di svolgimento delle prove e relative responsabilità.

Inoltre, sarebbe opportuno indicare chiaramente:

- quali verifiche vengono richieste nelle varie tipologie di prove, precisando la/le tipologie di verifica in ogni colonna nella tabella B.1.
- in funzione della tipologia di verifica, quali grandezze devono essere registrate, indicando in tabella 8.1.1 per ogni grandezza indicata quale tipo di verifica ne richiede la registrazione e come è necessario fornirla.

Nel testo oggetto di consultazione, le conseguenze associate al mancato superamento di uno dei test di nuova introduzione non sono chiaramente definite. Il produttore non dovrebbe essere gravato da penalizzazioni in caso di mancato rispetto della data di scadenza di una Verifica di Conformità dovuto a fattori esterni, al di fuori del controllo del produttore stesso (e.g. rinvii da altri Enti, altri fattori esogeni).

Per quanto riguarda la documentazione da mettere a disposizione per le verifiche, data la molteplicità e la numerosità di documenti sviluppati necessari alla gestione operativa dell'impianto (e.g. piani di manutenzione, report gestionali, piani di controllo periodici dei singoli componenti), proponiamo la consegna da parte del Titolare delle schede tecniche dei componenti principali e dei dati di funzionamento dell'impianto, unitamente ad una lista di informazioni rilevanti.

Le verifiche in fabbrica dei sistemi di regolazione presentano possibili criticità dovute alla difficoltà nel reperire certificati di fabbrica per i componenti già installati sugli impianti e all'impossibilità di effettuare delle prove in campo. Richiediamo dunque l'individuazione di una soluzione di ultima istanza quale l'autocertificazione.

### **Paragrafi 6.1 e 6.2 - Verifiche di tipo 1 e 2**

In mancanza di una specifica cadenza temporale, proponiamo di eseguire queste tipologie di verifiche solamente in fase di attivazione della centrale, o nelle casistiche di sostituzione del macchinario elettrico principale e/o dei sistemi di controllo, o di definire preventivamente una periodicità di massima per tutte le tipologie di verifiche previste.

Con riferimento al passaggio “*fornire la massima collaborazione al fine di produrre la documentazione propedeutica ai test riportata in ANNEX A nel più breve tempo possibile e comunque entro 15 giorni solari dalla richiesta di Terna (“Richiesta”)*”, suggeriamo un'estensione dei termini di fornitura della richiesta a 30 giorni in quanto – sulla base dell'esperienza pregressa – il termine di 15 non è sufficiente a raccogliere la corposa documentazione richiesta.

### **Paragrafi 6.3 - Verifiche di tipo 3**

L'installazione e la manutenzione di apposita ulteriore strumentistica di monitoraggio può risultare molto onerosa per le realtà impiantistiche più obsolete e/o situate lontano dalle infrastrutture necessarie alla trasmissione dei dati. Riteniamo perciò che gli operatori, pur garantendo la massima disponibilità nel fornire

l'accesso alla strumentistica di ricezione dei dati e ai locali impiantistici di produzione sotto la propria gestione, non debbano sostenere tali costi, pienamente attribuibili a TERNA. In considerazione degli impatti operativi e delle difficoltà tecniche, per impianti esistenti non oggetto di rifacimento potrebbero essere valutate eventuali deroghe all'applicazione delle prescrizioni oggetto della presente consultazione come la sostituzione delle prove di tipo 3 con richieste fuori linea.

Le misure d'impianto utilizzabili per il monitoraggio continuativo delle prestazioni dovrebbero rientrare in quelle già disponibili nell'apparato in questione (e.g. dati associati a dispositivo UVRP già installato), sia come tipologia che come campionamento. In alternativa Terna potrebbe fornire la strumentazione esterna dedicata. Suggeriamo infine di predisporre una modalità di scambio dati via mail, strutturando la cadenza delle prove e della comunicazione dei dati in dipendenza di condizioni/eventi definiti, o secondo una periodicità predefinita per le diverse prove da effettuare.

Proponiamo di chiarire le grandezze da misurare, registrare e poi inviare a Terna, organizzando in modo più fruibile la trattazione. Infatti, il primo elenco delle grandezze (generale) si trova a pagina 21 (capitolo 8), mentre al capitolo relativo alle prove tipo 3 (pag. 123) si fa riferimento solo ad alcune grandezze (punto b) (Potenza attiva, reattiva, tensione di macchina, Potenza attiva, reattiva, tensione lato alta e frequenza). Nella stessa pagina al punto a) sono indicati i tempi di campionamento previsti in funzione della tipologia di segnale. Così non risulta chiara l'associazione delle grandezze da monitorare con i tempi di campionamento, né per quali eventi si debbano avviare le registrazioni.

#### **Paragrafo 6.4 - Verifiche di tipo 4**

Elettricità Futura ritiene che le prescrizioni in esame e le soglie di potenza nominale dell'UP indicate (50 MVA, connesse in AT) debbano riferirsi al gruppo di generazione oggetto di verifica, poiché la maggior parte delle grandezze tecniche soggette ad accertamento sono identificative del singolo generatore e non dell'unità di produzione (resta inteso che la fattibilità dell'insieme delle prove deve essere valutata caso per caso, in dipendenza anche dai carichi sottesi e dal tipo di regolatore installato). In subordine, tenuto conto che gli impianti facenti parte del Piano di Riaccensione sono comunque già compresi nel piano di verifiche periodiche, TERNA potrebbe applicare le prescrizioni agli impianti maggiormente rilevanti in termini di potenza immessa in rete, mantenendo la soglia esistente relativa alle unità produttive di taglia pari o superiore ai 100 MVA, connesse in AT.

A nostro avviso sarebbe opportuno chiarire se anche in occasione di manutenzioni che possono avere periodicità non multiple dei 3 anni le prove di tipo 4 debbano essere effettuate con cadenza triennale. Inoltre, sorgono dubbi sulle particolari attività manutentive e gli specifici interventi sostanziali per i quali è necessario ripetere le prove periodiche. Riteniamo che l'obbligo di verifica periodica delle prestazioni debba limitarsi a intervalli temporali maggiori o uguali a 3 anni, proponendo una periodicità di 5 anni, più congrua alla frequenza di manutenzione/sostituzione dei componenti oggetto di verifica, prevedendo ulteriori prove tecniche di verifica solo ed esclusivamente nei casi in cui un eventuale guasto o una manutenzione programmata abbiano direttamente interessato i dispositivi impiantistici oggetto di prove tecniche (e.g. circuiti di eccitazione, dispositivi afferenti la retta di risposta dello statismo) e non, indistintamente, in occasione di una qualsiasi fermata programmata o manutenzione parziale dei gruppi di generazione (negli impianti eolici, ad esempio, la

manutenzione ordinaria riguarda periodicamente ogni singolo aerogeneratore in impianti che hanno da qualche aerogeneratore a decine di essi).

Il preavviso di 60 gg richiesto per le prove di Tipo 4 appare di difficile applicazione: suggeriamo di ridurlo a 15 giorni.

Con riferimento alla classe di verifiche appartenenti alla quarta tipologia in fase di prima attivazione, chiediamo di fare chiarezza sul riconoscimento dei costi associati alla certificazione dei gruppi di generazione da parte di un Organismo Certificatore accreditato ai sensi della norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065 (e.g. CESI). La richiesta di avvalersi di Organismo Certificatore accreditato, oltre a rappresentare una novità rispetto a quanto sinora avvenuto, risulta particolarmente onerosa per gli operatori ed appare in contrasto con la definizione stessa e con i principi di “autocertificazione”. Richiediamo pertanto di rimuovere tale richiesta oppure, in alternativa, prevedere che tali costi non ricadano sui titolari d'impianto.

Infine, per le prove di tipo 4, oltre all'autocertificazione Terna propone anche una dichiarazione aggiuntiva ex D.P.R. 445/ 00 attestante la conformità delle regolazioni, delle protezioni e delle loro tarature in condizioni di emergenza o di ripristino del sistema elettrico, nonché l'idoneità dei sistemi di regolazione a garantire il funzionamento stabile del gruppo di generazione: si richiede di eliminare tale richiesta in quanto eccessivamente generica e ridondante rispetto al quadro di obblighi già esistenti in capo all'operatore e non necessaria per le finalità delle prove che sono attestate dalla relazione di prova.

#### **Paragrafo 6.5 - Verifiche di tipo 5**

La mole di documentazione relativa alle caratteristiche degli apparati/macchinari presenti in centrale (e.g. comprendenti anche il sistema di protezione, il DCS, il dispositivo di parallelo automatico e il motore primo), è a nostro avviso particolarmente elevata, nonché relativa a molteplici caratteristiche tecniche distinte. Proponiamo, pertanto, di condividere la seguente documentazione rilevante:

- Documentazione risultante dalle verifiche di tipo 4;
- Prove di terra;
- Verifica delle protezioni di interfaccia verso la rete (distanziometriche e relè di frequenza);
- Certificati di collaudo in fabbrica dei sistemi di controllo e regolazione;
- Certificati di verifica degli AdM fiscali e non;
- Schemi elettrici;
- Regolamento di Esercizio;
- Certificazione Gaudi;
- Contratti di connessione e di dispacciamento;
- Tutte le verifiche visive che vengano, caso per caso, ritenute necessarie.

Inoltre, con riferimento al passaggio “*il Titolare dovrà prestare la massima collaborazione al fine di:*

- *concordare una data per la verifica visiva da svolgere entro e non oltre 15 giorni solari dalla Richiesta di Terna;*
- *inviare a Terna entro 7 giorni solari dalla Richiesta la documentazione necessaria.*

non si ravvede la necessità di tempi così stringenti per una verifica documentale. Chiediamo quindi di estendere tali tempistiche.

#### **Capitolo 7 - Condizioni generali di accesso in impianto**

In base ai rischi esposti, riteniamo che Terna debba redigere un idoneo Piano di Sicurezza e comunicare l'idoneità tecnico-professionale del personale che accede in impianto. Segnaliamo che per particolari zone di impianto (e.g. navicelle degli aerogeneratori eolici), sono necessarie specifiche abilitazioni: ragion per cui riteniamo utile eliminare la frase relativa al fatto che TERNA possa accedere "a qualsiasi parte dell'impianto"

È necessario definire, in caso di impianti condivisi tra più Società, come saranno gestite le verifiche in sicurezza sui singoli impianti.

Richiediamo infine che l'acquisizione di immagini di componenti d'impianto da parte di Terna sia limitata a quanto oggetto di prova oppure previa preventiva autorizzazione del produttore rilasciata su esplicita richiesta di Terna.

#### **Paragrafo 8.1 - Grandezze da registrare**

Facciamo presente che P, Q, V, I, f, Vrif vengono in molti casi rilevate con strumentazione di prova esterna all'impianto, mentre le altre possono essere messe a disposizione solo se presenti e tramite estrazione in formato testo o xls dai sistemi DCS, Regolatore GT, SART, UVRP laddove presente. Riteniamo inoltre necessario chiarire come la registrazione di grandezze relative ai PSS, al ciclo regolatore di tensione e al SART non sia possibile per gli impianti più vetusti e quindi tale prescrizione non debba essere prevista per tali impianti.

#### **Paragrafo 8.2 - Caratteristiche minime della strumentazione**

Richiediamo di specificare come la documentazione che dovrà essere fornita debba essere quella del costruttore dell'apparato e non di un centro LAT (Laboratorio Accreditato)

##### **Paragrafo 8.2.1 - Trasduttore di tensione, corrente, potenza attiva, potenza reattiva e frequenza**

Non risulta chiaro perché vengano indicati i TA e TV relativi alla potenza lorda ai morsetti del generatore, quando i requisiti del codice di rete sono riferiti al punto di connessione (v. anche figura 4). Occorre specificare, per quanto riguarda i PPM, che le misure di tensione e corrente vanno acquisite sui TV e TA di macchina (a monte dei servizi ausiliari).

I trasduttori di potenza-frequenza-tensione-corrente attualmente più impiegati hanno una risoluzione temporale di 50ms, mentre la nuova norma prevede un tempo non superiore a 40ms. Chiediamo dunque di aumentare questa soglia ad almeno 50ms per evitare una sostituzione massiva e non necessaria.

Il formato delle grandezze di ingresso al trasduttore di misura prevede l'acquisizione delle tre correnti, mentre finora ne sono state usate solamente due (con inserzione tipo "Aron"). Non sempre sugli impianti sono disponibili le tre correnti, essendo un sistema simmetrico ed equilibrato.

Il testo prevede che la trasduzione debba corrispondere ad una misura trifase prelevando i segnali dai secondari dei TA e TV di macchina. A tal proposito richiediamo di specificare il tipo d'inserzione ammessa. Segnaliamo che non è possibile raggruppare tutte le morsettiera relative alle misure di un gruppo in impianti dotati di più unità; richiediamo pertanto di specificare le modalità di misura accettate in caso di strumentazione ubicata in luoghi distinti.

In generale, i riduttori più precisi presenti in impianto sono quelli delle misure fiscali, solitamente non accessibili se non previa rimozione dei sigilli da parte di UTIF. In tal caso non si utilizzeranno queste misure ma quelle derivate da riduttori in classe 0.5 fermo restando che questi ultimi potrebbero NON essere i riduttori più precisi presenti in impianto.

Evidenziamo che in nessuna centrale viene riportata all'esterno del sistema di eccitazione statico la tensione di eccitazione "grezza" ma solo quella trasdotta, per motivi di sicurezza.

#### **Paragrafo 8.2.2 - Trasduttore di valor medio**

Il riferimento al trasduttore di valor medio dotato di un ingresso per la misura della corrente di eccitazione tramite shunt con precisione di misura migliore di  $\pm 0.5\%$  è facilmente riconducibile ad uno strumento di progetto CESI, prodotto da un costruttore facilmente identificabile. Riteniamo che il documento debba mantenere un carattere di maggiore generalità. La misura della tensione di eccitazione e della corrente di eccitazione dovrebbe essere possibile anche tramite strumenti distinti e di produttori diversi.

#### **Paragrafo 8.2.5 – Generatore programmabile delle terne di tensione e corrente**

Le caratteristiche richieste risultano particolarmente stringenti sia dal punto di vista della sicurezza sia dal punto di vista delle ricadute economiche. Richiediamo pertanto un adeguamento delle prestazioni alle finalità della prova.

#### **Paragrafo 8.3 - Requisiti specifici per l'installazione della strumentazione da parte del Gestore**

Suggeriamo di aumentare il periodo di campionamento e il tempo di risposta massimi dei trasduttori a 1 s.

#### **Paragrafo 8.4 - Predisposizione dei sistemi di controllo**

Per le grandezze misurate da strumentazione di impianto, proponiamo di innalzare le soglie previste per la risoluzione e la precisione rispettivamente a 0,4 % e a 1,5% per l'intera catena di misura.

Segnaliamo che, al fine di evitare instabilità nel controllo, alcuni fornitori hanno dichiarato di non essere nelle condizioni di eliminare le bande morte ad oggi previste. Riteniamo necessario tenere in conto tale indicazione nella definizione della presente specifica.

#### **Paragrafo 8.5.1 - Sistema di regolazione di frequenza**

Non risulta chiara la motivazione dell'acquisizione delle misure sulla regolazione di tensione; quanto richiesto comporta l'utilizzo di strumentazione aggiuntiva rispetto alle prove ad oggi effettuate, con conseguenti ulteriori costi e impiego di tempo per la loro predisposizione.

#### **Capitolo 9 - Verifica del sistema di regolazione della frequenza per gruppi di generazione sincroni**

La richiesta di monitorare tutti i gruppi di generazione sottesi a un'UP implica cospicui costi aggiuntivi soprattutto per gli impianti idroelettrici, che hanno più gruppi di generazione nella stessa UP. Risulterebbe infatti necessario predisporre un sistema per "iniettare" il segnale di stimolazione in parallelo a tutti i gruppi e acquisire le misure di tutti i gruppi. Chiediamo di mantenere la prassi attuale, che consiste nella scelta di gruppi a campione facendo valere il principio dell'identicità della risposta delle macchine coincidenti.

#### **Paragrafo 9.2 - Regolazione del set-point di potenza attiva (PSET)**

Elettricità Futura ritiene che, nell'esecuzione della prova tecnica in oggetto, vada considerato il solo carico della Turbina a Gas (TG) e non quello di impianto, in quanto quest'ultimo risulta affetto dal ritardo per la regimazione termica degli HRSG (Heat Recovery Steam Generators).

Facciamo presente, in tal senso, che il ritardo di 20 secondi, presentato in figura 7 del paragrafo 9.2.4, può essere associato a dinamiche veloci, come sono quelle caratteristiche delle turbine a gas, ma non a dinamiche lente, proprie, ad esempio, degli scambiatori HRSG.

#### **Paragrafo 9.2.2 - Metodo di prova**

Effettuare una verifica della curva (rampa) tra Pmax e Pmin e viceversa risulta particolarmente gravoso in termini di tempistiche (e costi-opportunità). Considerando l'obiettivo perseguito, suggeriamo di misurare la precisione in 3-4 punti come da prescrizioni attuali.

#### **Paragrafo 9.2.4 - Processamento dei dati registrati**

Nella figura 8 dovrebbe essere indicato a quale valore siano riferite le percentuali. Riteniamo opportuno che siano riferite alla Peff. Proponiamo inoltre di evidenziare i punti di non conformità: un sistema di elaborazione effettua le verifiche più rapidamente rispetto alla creazione di "finte" tracce.

#### **Paragrafo 9.2.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Notiamo che il criterio proposto non è presente nel Codice di Rete. Si tratta di un requisito difficile da rispettare per i CCGT, perché alla fine di ogni rampa il profilo della potenza di UP dipende dalla costante di tempo della turbina a vapore. Riteniamo che il documento descrittivo delle prove di conformità, dovrebbe fare riferimento alle prescrizioni tecniche definite nel CdR.

#### **Paragrafo 9.3.2 - Metodo di prova**

In merito alla figura 8 segnaliamo che i software attualmente utilizzati per lo svolgimento della prova non consentono la realizzazione del profilo indicato. Richiediamo dunque di accettare un tipo di profilo simile, con piccoli step consecutivi. Inoltre, per impianti convenzionali a vapore la durata del profilo dovrebbe essere definita caso per caso.

#### **Paragrafo 9.3.4 - Processamento dei dati registrati**

Nel testo è riportato che *"si individua lo statismo S sulla base della pendenza della retta di regressione lineare..."*.

È noto (ed esperienza di applicazione dell'attuale A.18) che l'applicazione di tale algoritmo può condurre ad errori grossolani. Infatti, l'algoritmo non assegna un peso ai singoli campioni e quindi, nel caso di una registrazione effettuata stimolando il regolatore con il profilo indicato, i (numerosi) punti rilevati ai quattro valori di sosta durante le rampe peseranno da soli tanto quanto tutti i punti della rampa centrale, distorcendo sensibilmente la valutazione e rendendola di fatto equivalente al calcolo dello statismo medio valutato nei punti -200 mHz e + 200 mHz.

Si chiede di precisare con maggior dettaglio come vada eseguito il calcolo.

Il calcolo standard può consistere in:

- a) dividere l'intervallo di escursione in un numero sufficientemente rappresentativo di sottointervalli

- b) individuare i campioni che ricadono in ciascun sottointervallo
- c) mediare il valore dei campioni in ciascun sottointervallo
- d) applicare l'algoritmo di regressione all'insieme dei valori medi così trovati

#### **Paragrafo 9.4.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Il metodo proposto è di difficile applicazione, perché riferibile a piccole quantità. Auspiciamo il mantenimento del metodo del vecchio A18, che era qualitativo e non quantitativo.

#### **Paragrafo 9.5-9.7 - Comportamento Dinamico del Regolatore di velocità**

Con riferimento alle condizioni che devono essere soddisfatte affinché l'esito delle prove DINF100 e DINF250 sia giudicato positivo, ed in particolare con riferimento al primo presupposto necessario: "l'andamento di dP filtrato deve essere di segno opposto rispetto a dfsim e in valore assoluto maggiore dei contributi attesi richiesti dal CdR dopo 15 s e 30 s", Elettricità Futura richiede maggiori chiarimenti circa la necessità che tale valore sia maggiore dei contributi richiesti dal CdR, precisando contestualmente di riportare il riferimento tecnico dei contributi a cui fare seguito in fase di comparazione (e.g. Allegato A.15 o Sezione 1 C del Capitolo 1 del CdR).

#### **Paragrafo 9.5.2 - Metodo di prova**

Con riferimento alla figura 10, nel caso di impianti convenzionali a vapore, riteniamo che la durata del profilo dovrebbe essere definita caso per caso.

#### **Paragrafo 9.5.3 - Grandezze da registrare**

Non risulta chiaro lo scopo e l'utilità di registrazione della potenza reattiva. Tale osservazione è valida anche per le prove successive.

#### **Paragrafo 9.5.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Una delle condizioni necessarie alla valutazione positiva dell'esito della prova riguarda dP filtrato. A questo proposito chiediamo di tenere conto degli impianti che hanno ricevuto deroghe. Evidenziamo che, per gli impianti idroelettrici, il risultato atteso dopo 15s e dopo 30s potrebbe non essere conforme a quanto prescritto dal CdR in quanto la presa di carico per regolazione di frequenza dipende dai parametri caratteristici dell'asta idraulica.

#### **Paragrafo 9.6.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Facciamo presente che per i CCGT questa prova non è mai stata eseguita e che nel codice di rete non esiste nessun requisito specifico da rispettare. Suggeriamo quindi di utilizzare questa prova solo a scopo conoscitivo e non per decretare la conformità al codice di rete. La valutazione dovrebbe inoltre tener conto di eventuali deroghe. Anche in questo caso, per impianti convenzionali a vapore la durata del profilo dovrebbe essere definita caso per caso. Evidenziamo che, per gli impianti idroelettrici, il risultato atteso dopo 15s e dopo 30s potrebbe non essere conforme a quanto prescritto dal CdR in quanto la presa di carico per regolazione di frequenza dipende dai parametri caratteristici dell'asta idraulica.

#### **Paragrafo 9.7 - Comportamento dinamico del regolatore di velocità (DINF)**

Non risulta chiaro il motivo della prova dal momento che nei test precedenti è già valutata la risposta nei 15s e 30s con gradini comparabili.

#### **Paragrafo 9.7.2 - Metodo di prova**

Non risulta chiara la prestazione che si intende misurare in relazione ai tempi di erogazione: riteniamo necessario circostanziare la richiesta.

#### **Paragrafo 9.7.4 - Processamento dei dati registrati**

Chiediamo se il gradiente indicato in Figura 15 sia stato riportato come esempio identificativo unicamente del funzionamento di un impianto a carico medio-alto

#### **Paragrafo 9.7.5 - Criteri di valutazione del risultato**

In merito al comportamento dinamico del regolatore di velocità (DINF) segnaliamo che il tempo di ritardo iniziale non supera il valore di t1 prescritto nel CdR. Rimangono valide le osservazioni del 9.6.5.

#### **Paragrafo 9.9.5 - Criteri di valutazione del risultato**

In analogia alla Pmax, segnaliamo che anche la Pmin in alcuni impianti può dipendere dalle condizioni ambientali ed in generale è maggiore nei mesi invernali. Visto che i costruttori non forniscono la curva di Pmin in funzione della Temperatura, richiediamo che il valore di Pmin riportato alle condizioni ISO sia calcolato tramite algoritmi forniti dal Titolare dell'impianto, elaborati sulla base dell'esperienza di esercizio e oggetto di discussione nell'ambito della certificazione.

#### **Paragrafo 9.10.2 - Metodo di prova**

L'esecuzione della prova è prevista secondo la logica ILF, ovvero simulando un gradino di frequenza di rete dfsim di -120 mHz e mantenendo la variazione di frequenza fino al raggiungimento della potenza massima del gruppo. Al fine di verificare il corretto rilascio del contributo di regolazione primaria (per poter tenere conto degli effetti della termoregolazione) per i cicli combinati richiediamo di portare questo gradino a -200 mHz.

Inoltre, in tale paragrafo, è riportato che: *"Qualora Terna lo richieda, la prova potrà essere eseguita simulando le condizioni di rete isolata con un simulatore di rete."*

Il simulatore di rete non è descritto tra gli strumenti necessari all'esecuzione delle prove del cap.8

In ogni caso, a tutela della sicurezza del proprio macchinario e degli operatori, deve essere inteso che il simulatore suddetto potrà essere applicato al generatore fermo, ovvero che il gruppo non potrà essere esercito sostituendo la misura di frequenza/velocità reale con una simulazione.

Riteniamo necessario assicurare che l'installazione dell'apparecchiatura richiamata nel paragrafo non implichi delle modifiche impiantistiche e che vengano fornite al produttore tutte le informazioni necessarie per verificare che l'attività in oggetto possa essere eseguita con tutte le sicurezze del gruppo attive.

#### **Paragrafo 9.11.4 - Processamento dei dati registrati**

Per testare il comportamento a fronte di grandi perturbazioni della frequenza di rete proponiamo di valutare la risposta al gradino di -1 Hz per un gruppo che parta da 80% (piuttosto che da 70% come indicato in figura 20) della potenza massima al fine di non stressare eccessivamente le macchine.

#### **Paragrafo 9.11.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Nella verifica di adeguatezza del gradiente di presa di carico, il riferimento dovrebbe essere chiarito o indicando un valore numerico o richiamando gli allegati del CdR dove tale valore è chiaramente espresso.

#### **Paragrafo 9.12 - Rilievo della caratteristica apertura-potenza per gruppi idroelettrici (LINIDR)**

### **Paragrafo 9.13 - Rilievo della caratteristica posizione servomotore-potenza per gruppi termoelettrici tradizionali a vapore (LINTR)**

La motivazione delle prove non è a nostro avviso chiara. In coerenza con i principi di ragionevolezza e proporzionalità già richiamati, suggeriamo di limitare le verifiche a quanto strettamente necessario.

#### **Paragrafo 10.1.1 - Condizioni di prova**

Sui sistemi esistenti non è possibile ottenere alcuni segnali disponibili per la registrazione (assenza di disponibilità di canali). Riteniamo dunque necessario modificare tale elenco.

#### **Paragrafo 10.1.2 - Metodo di prova**

Per quanto riguarda l'errore statico della regolazione primaria di tensione (STAV), potrebbe essere opportuno aggiungere un ulteriore punto: dove i sistemi di regolazione non consentano di fare le rampe, è possibile eseguire lo stesso test simulando dei gradini a livello di tensione predefinito nel range 0,975 pu e 1.025 pu e mantenendoli per almeno 1 minuto.

#### **Paragrafo 10.1.2 - Condizioni di prova**

Per quanto riguarda il valore di compound del 5%, nel caso in cui tale valore fosse inteso positivo, suggeriamo un test più cautelativo. Si avrebbe instabilità dell'anello con il possibile blocco del gruppo nel caso in cui il compound e altri effetti compensassero completamente la Vcc del trafo. Nel caso in cui tale valore fosse inteso come negativo, non si avrebbero problemi. Riteniamo dunque necessario specificare il segno di tale valore e, eventualmente, ridurlo.

#### **Paragrafo 10.2.2 - Metodo di prova**

Per quanto riguarda il compound della regolazione primaria di tensione (COMP), potrebbe essere aggiungere un ulteriore punto: dove i sistemi di regolazione non consentano di fare le rampe, è possibile eseguire lo stesso test con comandi impulsivi di aumenta/diminuisci dalla sala manovra o in locale sul pannello HMI dell'eccitatrice.

#### **Paragrafo 10.3.1 - Condizioni di prova**

Segnaliamo che l'esclusione della regolazione primaria di frequenza potrebbe avere conseguenze in termini di sicurezza: se si verificassero anomalie in rete, infatti, l'unica protezione della macchina risulterebbe il centrifugo.

#### **Paragrafo 10.3.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Chiediamo di chiarire i criteri di valutazione delle prove e il risultato atteso.

#### **Paragrafo 10.4.2 - Metodo di prova**

Segnaliamo come la metodologia proposta abbia una durata rilevante – almeno due ore. Attualmente si effettua un'unica salita di carico nel corso della quale, a pari potenza, si verifica il limite di sottoeccitazione e quello di sovraeccitazione. In coerenza con il principio di ragionevolezza e proporzionalità, richiediamo di utilizzare la metodologia attualmente in vigore.

#### **Paragrafo 10.4.3 - Grandezze da registrare**

Ad oggi, molti impianti sono sprovvisti delle misure sulle parti in AT di reattiva o attiva, o la precisione delle misure non risulta quella richiesta. L'adeguamento alle prescrizioni oggetto di consultazione comporterebbe modifiche impiantistiche e non riteniamo che i costi sottesi debbano essere sostenuti dagli operatori.

#### **Paragrafo 10.4.4 - Processamento dei dati registrati**

Chiediamo che, al posto del Titolare, sia invece TERNA a fornire un metodo di calcolo

#### **Paragrafo 10.5.2 - Metodo di prova**

Non risulta chiara la metodologia di prova e le motivazioni sottostanti; chiediamo di chiarire entrambe.

#### **Paragrafo 10.5.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Chiediamo di chiarire i criteri di accettabilità previsti per l'eccitatrice brushless che, al momento, non è trattata.

#### **Paragrafo 11.4 - Caratterizzazione del sistema avr in anello aperto tramite variazioni a gradino (STEPAVRAP)**

Riteniamo opportuno escludere la possibilità di eseguire questa prova su gruppi esistenti, in quanto di difficile esecuzione in impianto. Nel caso di impianti nuovi, la prova dovrebbe essere eseguita in fase di collaudo dell'eccitatrice in fabbrica, escludendo l'esecuzione in impianto.

#### **Paragrafo 11.5 - Caratterizzazione del sistema avr in anello aperto tramite variazioni sinusoidali (SINAVRAP)**

Riteniamo opportuno escludere la possibilità di eseguire questa prova su gruppi esistenti, in quanto di difficile esecuzione in impianto. Nel caso di impianti nuovi, la prova dovrebbe essere eseguita in fase di collaudo dell'eccitatrice in fabbrica, escludendo l'esecuzione in impianto.

#### **Paragrafo 12.1.2 - Metodo di prova**

Segnaliamo che tra le grandezze da registrare, Vsi1, Vsi2, Vst, AVRo possono essere rilevate solo se accessibili in morsettiera dell'eccitatrice.

#### **Paragrafo 12.1.5 - Criteri di valutazione del risultato**

Riguardo ai parametri dei sistemi PSS, il valore obiettivo dello smorzamento delle oscillazioni locali in assenza di specifiche indicazioni dal Gestore dovrebbe essere 0,15 come previsto dal codice di rete, piuttosto che 0,2. Riteniamo che la taratura dei PSS non possa risultare a carico del produttore e che tali modifiche potranno essere realizzate solo a cura del costruttore/progettista.

#### **Paragrafi 12.2 Caratterizzazione del gruppo di generazione e del sistema di regolazione tramite variazioni sinusoidali del riferimento di tensione (SINVR) - 12.3 Caratterizzazione del pss tramite variazioni a gradino sugli ingressi VSI1 e VSI2 (STEPVSI) - 12.4 Caratterizzazione del pss tramite risposta in frequenza dei canali di ingresso VSI 1 e VSI2 (SINVSI) - 12.6 Verifica dell'efficacia dei sistemi pss nello smorzare le oscillazioni inter-area tramite inserzione di segnali ad hoc (2CHPSS)**

Riteniamo che queste prove siano ineseguibili su gruppi esistenti per i quali il costruttore dell'eccitatrice dichiari che la prova non è eseguibile con le apparecchiature installate in impianto e/o i segnali Vsi1, Vsi2, Vst, AVRo non siano accessibili e/o il segnale di prova sinusoidale previsto non possa essere iniettato. Nel caso di

impianti nuovi, le prove dovrebbero essere eseguite in fase di collaudo dell'eccitatrice in fabbrica, escludendo l'esecuzione in impianto.

#### **Paragrafo 12.5 - Valutazione dello sfasamento tra tensione e frequenza di rete nella banda inter-area (SFAVF)**

Riteniamo necessario chiarire a quale valutazione di conformità prestazionale sia legata la prova.

#### **Paragrafo - 12.5.3 Grandezze da registrare**

Segnaliamo che tra le grandezze da registrare,  $V_{si1}$ ,  $V_{si2}$ ,  $V_{st}$ , possono essere rilevate solo se accessibili in morsettiera dell'eccitatrice. Nel caso di impianti nuovi, la prova dovrebbe essere eseguita in fase di collaudo dell'eccitatrice in fabbrica, escludendo l'esecuzione in impianto.

#### **Paragrafi 13.1 Curve limite impostate nel SART (LIMSART) - 13.2 Caratteristica statica della regolazione di potenza reattiva di SART (STAQ) - 13.3 Prestazioni dinamiche della regolazione di potenza reattiva di SART (DINQ) - 13.4 Caratteristica statica della regolazione di tensione di sbarra (STARTS) - 13.5 Prestazioni dinamiche della regolazione di tensione di sbarra (DINRTS)**

Proponiamo di prelevare le Grandezze da Registrare relative a tutte le prove sul SART direttamente dai sistemi SART con Campionamento ad 1 sec, senza strumentazione esterna. Per quanto riguarda la prova di cui al paragrafo 13.1, chiediamo di utilizzare la metodologia attualmente prevista (unica salita di carico nel corso della quale, a pari potenza, viene verificato il limite di sottoeccitazione e quello di sovraeccitazione).

#### **Paragrafo 13.1.3 - Condizioni di prova**

Vedasi commento al paragrafo 10.4.3.

#### **Paragrafo 13.2.5 - Criteri di valutazione del risultato**

La prova è superata se il valore assoluto di egr rimane contenuto nel tempo. A titolo indicativo il valore massimo di egr in valore assoluto dovrebbe essere inferiore al 10% con media mobile di 1 s e inferiore al 6% con media mobile di 10 s.

#### **Paragrafo 13.4.5 – Criteri di valutazione del risultato**

A titolo indicativo il valore massimo di eRTS in valore assoluto deve essere inferiore a 0.1%” L'errore limite è troppo basso: si chiede che sia almeno l'1%

#### **Paragrafo 15.1 - Avviamento e presa di carico**

Riteniamo necessario esplicitare come la potenza massima di riferimento sia quella del giorno della prova.

#### **Paragrafo 15.1.2 - Metodo di prova**

Segnaliamo che la prova prevista potrebbe determinare problematiche ai generatori eolici all'atto della richiusura dell'interruttore di alta tensione. Al momento della ripartenza delle turbine eoliche si potrebbero generare degli errori che potrebbero portare al riavvio manuale dal campo.

#### **Paragrafo 16.1.2 - Metodo di prova**

Anche in questo caso il riferimento diretto a uno strumento CESI, fa venir meno il carattere di generalità che dovrebbe esser proprio del CdR. Sottolineiamo come non possa essere reso obbligatorio il ricorso ad uno strumento di un preciso fornitore.

### **Paragrafo 16.2.2 - Metodo di prova**

Riteniamo opportuno segnalare l'impossibilità di garantire, in tutti i casi, una durata minima della prova per la tecnologia eolica pari a 6 ore.

### **Paragrafo 16.2.4 - Analisi delle misure**

Evidenziamo la difficoltà- per i parchi eolici di grandi dimensioni – nel riscontrare un metodo di misura rappresentativo e omogeneo da utilizzare

### **Capitolo 20 - Verifiche di conformità attraverso monitoraggio continuo strumentale**

Come già accennato relativamente al par 6.3, riteniamo opportuno limitare questo tipo di verifica ai soli impianti/UP dotati di UVRP.

### **Paragrafo 20.1 Modalità di scambio dati con Terna**

Le grandezze in tabella 8 non sono variabili che vengono archiviate nei sistemi di registrazione ma sono piuttosto delle regolazioni. Riteniamo dunque opportuno chiarire a quali grandezze si faccia riferimento. Segnaliamo inoltre che le misure di potenza attiva, reattiva e tensione prelevate lato AT dei trasformatori di macchina non sono disponibili su UVRP. Infine, in caso di acquisizione differita da parte di Terna, i dati richiesti devono essere forniti entro un limite massimo di almeno 5 giorni lavorativi dalla data di richiesta.

### **Paragrafo 21.2 - Verifiche della conformità visive e documentali**

Riteniamo che le prove debbano tenere conto maggiormente delle specificità impiantistiche e territoriali dei vari siti di produzione, data l'estrema varietà di configurazioni presenti sul territorio nazionale. In relazione alla verifica del distacco da remoto UPDM, Elettricità Futura fa inoltre notare come a seconda del contesto in cui è inserito l'impianto non sempre risulta possibile effettuare le prove di sgancio reali, che dovranno di conseguenza essere sostituite dalle prove in bianco.

Per quanto riguarda la verifica sul DCS di centrale ed in particolare le verifiche delle certificazioni di taratura degli strumenti di misura e dei sistemi di telecomunicazione, riteniamo opportuno specificare gli strumenti coinvolti (Contatori, Convertitori P, Q, V, I, ecc..). Chiediamo di esplicitare la certificazione e i sistemi di telecomunicazione a cui si fa riferimento.

Per quanto riguarda le verifiche sul regolatore di velocità, sul regolatore di tensione e SART, sull'eccitatrice e PSS, sugli apparati UPDM e UVRP, segnaliamo che si tratta di sistemi di regolazione/controllo di tipo digitale con autodiagnistica, supervisionati 24 h dalla sala manovra. Differentemente da quanto si verificava nei sistemi realizzati con componenti elettronici discreti, negli apparati di tipo digitale, le tarature, una volta impostate, non sono soggette a derive nel tempo. In quelli più critici, come il regolatore di velocità e l'eccitatrice, le opportune ridondanze permettono di far fronte al "primo guasto", senza causare il fuori servizio del gruppo e/o lo scatto. Per i motivi esposti, gli interventi manutentivi prevedono generalmente una ispezione visiva finalizzata alla verifica dello stato di conservazione del quadro e dei componenti.

Ricordiamo inoltre che regolatore di tensione e SART fino ad oggi non sono stati soggetti a prove autocertificative. Un maggior numero di prove (ammesso che siano fattibili) può essere eseguito a patto che si tenga conto dell'impatto economico e della maggiore indisponibilità dell'impianto.

### **Annex A - Documentazione richiesta**

La documentazione di base richiesta è a nostro avviso eccessiva. Peraltro, spesso tale documentazione non è reperibile e comunque la maggior parte delle richieste non sono funzionali alle prove in questione. Si richiede pertanto di ridimensionare il set di documentazione richiesta in funzione di quanto attiene esclusivamente alle prove.

#### **Annex B.1**

Riteniamo opportuno che debba essere esplicitato che la prova DINF venga effettuata dagli impianti cui si applica il Regolamento Europeo 2016/631.