

Consultazione Codice di Rete n°41

Documento di Consultazione Terna

Osservazioni di Elettricità Futura

29 maggio 2020

Elettricità Futura accoglie con favore la presente consultazione in cui vengono presentate le modifiche di dettaglio per l'aggiornamento e la revisione del Codice di Rete, in particolare ai fini dell'adeguamento della regolazione italiana alla normativa comunitaria in materia di bilanciamento e dell'interazione del MSD con la Piattaforma europea RR. Riteniamo tuttavia che, posta la complessità e numerosità degli aspetti regolati del Codice di Rete nonché delle modifiche nel tempo intervenute, sia fondamentale fare maggior chiarezza su alcuni dei temi oggetto della presente consultazione, ma soprattutto sul quadro nel suo complesso e sul coordinamento delle varie fasi, già attuate o ancora da prevedere, di ridisegno della disciplina. Riportiamo di seguito le nostre osservazioni di dettaglio suddivise per singola macro-tematica.

Integrazione MSD con Piattaforma RR

Prima di entrare nel dettaglio delle osservazioni alle singole modifiche applicate al Codice di Rete, esprimiamo, come anticipato in premessa, una considerazione in merito all'approccio metodologico impiegato nella presente consultazione. Come già riportato nella nostra recente risposta al DCO del GME sull'implementazione del progetto XBID in Italia, riteniamo che le consultazioni per la revisione e l'aggiornamento della normativa e del funzionamento dei mercati elettrici italiani ai fini dell'adeguamento alla normativa europea debbano essere strutturate seguendo un approccio olistico e non compartimentato al singolo ambito di dettaglio.

In aggiunta alle necessarie modifiche ai singoli segmenti del mercato, è altrettanto utile che nei documenti di consultazione si descriva come tali segmenti coesistano e interagiscano con gli altri. Ciò in modo da garantire agli operatori maggiore chiarezza sullo stato dell'arte del processo di riforma del mercato elettrico nei suoi singoli aspetti e un miglior livello di comprensione sui potenziali impatti e criticità che le singole modifiche potrebbero avere sulle altre fasi del mercato.

Reputiamo quindi utile che Terna, in concerto con l'ARERA e il GME e partendo, per esempio, dalla propria "Relazione sulle principali modifiche del Codice di Rete" pubblicata in occasione della consultazione per la modifica del Codice di Rete del maggio 2018 e dall'utile materiale informativo presentato durante il relativo Seminario (es. situazioni *As-Is* e *To-Be* del mercato dell'energia e dell'interazione tra MI e MSD), pubblichi un documento aggiornato in cui dettagli:

- la nuova struttura del mercato elettrico italiano, così come aggiornata in esito alle diverse consultazioni già effettuate (ad esempio il DCO GME per la gestione del MI-XBID, che riteniamo sarebbe stato importante affrontare anche nella presente consultazione);
- l'interazione tra le sue singole fasi;
- un cronoprogramma aggiornato delle tempistiche per l'implementazione dei prossimi sviluppi regolatori.

Vista la mole di modifiche che entreranno in vigore nel primo semestre del 2021, crediamo che avere a disposizione un quadro dettagliato sulla struttura e il funzionamento futuro delle varie fasi del mercato dell'energia italiano sia di grande ausilio non solo per gli operatori, ma per tutti i soggetti del settore.

Entrando nel dettaglio delle modifiche applicate ai vari capitoli e allegati del Codice di Rete, esprimiamo la nostra preoccupazione che, a causa della velocizzazione delle tempistiche di funzionamento delle diverse fasi del mercato e dall'implementazione del MI in contrattazione continua, le tempistiche di dichiarazione e implementazione dei programmi vincolanti possano diventare eccessivamente stringenti, rendendo più complessa agli operatori la gestione odierna della programmazione delle proprie unità e la risoluzione di eventuali criticità. Criticità che, se non risolte, potrebbero tradursi in uno sbilanciamento a programma e/o effettivo, con conseguenti impatti economici negativi per l'operatore, ma anche sul sistema.

In tale ottica, sarà fondamentale che Terna tenga conto scrupolosamente dei vincoli dinamici delle unità nel portafoglio degli operatori, evitando l'invio di ordini di dispacciamento che non li rispettino. Auspichiamo in particolare che Terna metta a disposizione degli UdD, anche a consuntivo, i dati sulle quantità delle offerte presentate per la partecipazione alla Piattaforma RR relativi alle unità nella titolarità dell'operatore, fornendo un riferimento delle quantità condivise e dei limiti applicati. Così facendo, l'operatore potrebbe avere più elementi per verificare l'effettivo rispetto, o meno, dei vincoli dinamici dei propri impianti. Inoltre, una maggiore trasparenza anche nel processo di conversione delle offerte per l'accettazione sulla Piattaforma RR supporterebbe notevolmente gli operatori nella gestione dei propri impianti e nella pianificazione delle offerte.

Da un punto di vista tecnico, richiediamo che vengano pubblicati quanto prima i dati relativi ai formati e al contenuto dei file che definiscono i programmi vincolanti orari e le quantità accettati sulla Piattaforma RR, fondamentali per l'accettazione dei programmi che poi passeranno al MB. Dovrà inoltre essere garantito agli operatori un congruo periodo di tempo per poter applicare le necessarie modifiche ai propri sistemi informatici.

Di seguito, riportiamo una serie di osservazioni di dettaglio relative a singoli aspetti della consultazione in tema di integrazione tra MSD e Piattaforma RR.

Per quanto riguarda il par. 4.8.4.4 del Capitolo 4, in materia di Vincoli delle offerte per il Mercato di bilanciamento, riteniamo necessaria la modifica del vincolo di prezzo applicato alle offerte per la piattaforma RR. Dal momento che vige un obbligo di offerta (predefinita, oltre che facoltà di offerta non predefinita) nell'ambito della Piattaforma RR, il vincolo di prezzo inferiore o uguale al gradino più basso dell'offerta per altri servizi e MB risulta eccessivamente stringente e non motivato.

Tenendo anche in conto l'obiettivo di minimizzare le inefficienze e salvaguardare i benefici a livello di sistema derivanti dall'integrazione europea, tale modifica sembra indispensabile. Contrariamente, mantenere il vincolo proposto potrebbe portare ad un rischio di incremento dell'onere complessivo dal momento che porterebbe gli operatori a traslare tutte le offerte al rialzo

Con riferimento al par. 4.9.7.3.2 del Capitolo 4 relativo ai casi di Mancata comunicazione degli esiti di una sottofase della fase di programmazione, riteniamo che Terna debba meglio precisare le modalità alternative di comunicazione dei programmi finali cumulati, dei programmi MSD preliminari cumulati o dei programmi vincolanti provvisori MSD. In particolare, è necessario definire i dettagli relativi alle modalità di comunicazione alternative (via fax o e-mail) definendo in maniera precisa le tempistiche di invio di dette comunicazioni, il contenuto e la tipologia di file (es. XML) che sarà inviato. La riduzione delle tempistiche di esecuzione dei programmi vincolanti con l'introduzione della piattaforma RR necessita infatti di un protocollo chiaro e definito per assicurare tempestive comunicazioni anche in occasione di eventuali malfunzionamenti dei sistemi informativi.

Con riferimento alle definizioni degli elementi *RR BUY* e *RR SELL* di cui al paragrafo 7.3.1.8, riteniamo invece necessari dei chiarimenti in merito al significato del termine "prezzo di valorizzazione". Richiediamo in particolare che sia chiarito se, come poi è specificato nella seconda parte del periodo evidenziata in rosso, con tale termine si intende il prezzo di valorizzazione dell'offerta dell'UdD accettata sulla Piattaforma RR oppure il prezzo a cui tale offerta viene remunerata.

Relativamente all'Allegato A.23, evidenziamo un potenziale errore nella formula di calcolo della quota parte del saldo della quantità accettata sulla Piattaforma RR di cui al par. 4.4.3:

$$\Delta_{RR} = [\min(P_{MSD} + Q_{RR}^{Accettato+} - Q_{RR}^{Accettato-}, P_{MAX}) - \max(P_{MSD} + Q_{RR}^{Accettato+} - Q_{RR}^{Accettato-}, P_{MIN})]^+$$

Riteniamo infatti che la formula corretta sia la seguente:

$$\Delta_{RR} = [\min(P_{MSD} + Q_{RR}^{Accettato+}, P_{MAX}) - \max(P_{MSD} - Q_{RR}^{Accettato-}, P_{MIN})]^+$$

Per quanto riguarda le modifiche introdotte all'Allegato A.25, si prende atto delle proposte avanzate da Terna per l'aggiornamento delle formule di calcolo del massimo trasferimento di energia di cui al par. 2.2.1 come approvate dalla Delibera 535/2018/R/eel. Tuttavia, come già sottolineato, le evoluzioni che vengono recepite determineranno per l'operatore una consistente riduzione del tempo a disposizione per l'implementazione dei programmi vincolanti: se prima infatti gli operatori avevano a disposizione più di 2 ore tra le comunicazioni di Terna in esito ad MSD e l'adempimento delle variazioni richieste, in futuro, con l'avvento della partecipazione al progetto TERRE, tale periodo verrà ridotto a 15 minuti in quanto solo all'inizio del Q3 di H-1 sarà possibile determinare la rampa che verrà effettuata tra Q4 e il successivo Q1.

Come già indicato in precedenza è quindi fondamentale che Terna tenga scrupolosamente in considerazione nel processo di determinazione dei programmi vincolanti i dati tecnici dichiarati a RUP (es. gradienti di potenza, ecc.) dagli operatori in modo da assicurare la piena fattibilità degli stessi. È inoltre essenziale che Terna comunichi i programmi vincolanti puntualmente all'inizio di Q3 (hh:30), evitando così di ridurre ulteriormente il già esiguo tempo a disposizione degli operatori per intraprendere tutte le necessarie operazioni di coordinamento con i centri operativi degli impianti.

Sempre in merito all'Allegato A.25 riportiamo le due seguenti osservazioni puntuali:

- relativamente alle modifiche applicate al par. 2.2.1.5, riteniamo necessario che sia chiarito se quanto espresso rappresenta un vincolo ulteriore non precedentemente formalizzato, oppure una mera precisazione;
- richiediamo che siano aggiornati i grafici con riferimento al calcolo del massimo trasferimento di energia, in quanto non più validi dopo le modifiche proposte.

Per concludere, auspichiamo che Terna riattivi l'attività di coinvolgimento effettuata nell'ambito dello stakeholder group. Attività avviata nel 2018 con il focus sull'implementazione del Regolamento Balancing, che non ha più avuto seguito, in quanto, data la mole e la rilevanza delle modifiche previste alla struttura del mercato, tali occasioni di confronto rappresentano uno strumento estremamente utile per tutti gli operatori.

Modalità di invio degli OdD alle UP non abilitate connesse alla RTN

Consci del fatto che in questo particolare caso il sistema Managed File Transfer (MFT) potrebbe rappresentare un sistema più agile, riteniamo comunque opportuno dare la possibilità agli operatori titolari di unità non abilitate connesse alla RTN di scegliere quale sistema implementare fra BDE (in procinto di essere aggiornato con il nuovo sistema con protocollo IEC 60870-5-104) e MFT. Ciò non solo garantirebbe agli operatori titolari di unità non abilitate connesse alla RTN che già partecipano al MSD una maggiore automazione della ricezione, evitando a tali operatori anche oneri gestionali aggiuntivi, ma ridurrebbe anche il numero di impianti che dovranno adottare il nuovo sistema, velocizzando a Terna stessa le operazioni per la sua corretta implementazione.

Richiediamo inoltre che siano definiti e pubblicati il prima possibile i dettagli tecnici sui formati dei file di testo, incluse le relative modalità di scambio a livello di protocolli di comunicazione e sicurezza, e i dati inviati e sulle tempistiche con cui tale processo sarà eseguito e che sia lasciato agli operatori un congruo periodo di tempo, che ipotizziamo non possa essere inferiore ai 6 mesi, per implementare correttamente il nuovo sistema MFT.

Infine, con specifico riferimento al par. 4.10.11.2, pur comprendendo e considerando con favore il processo di sistematizzazione degli ordini di limitazione della produzione per le unità non abilitate connesse alla RTN e di neutralizzazione degli sbilanciamenti per le unità non abilitate non rilevanti, nutriamo una preoccupazione sul potenziale abuso di tali misure. Riteniamo pertanto corretto che nei casi di limitazione della produzione/distacco non venga prevista la restituzione del corrispettivo ($CORR_{NAB}$) valorizzato a MGP. Nel

caso delle risorse idroelettriche fluenti è chiaro che a fronte di margine nullo, vi sono oneri sia economici sia gestionali legati alla mancanza di accumulo d'acqua

Modifiche ai programmi delle unità non rilevanti non abilitate

Riteniamo che la procedura di restituzione del controvalore (a prezzo MGP) dell'energia oggetto di curtailment debba avvenire solo per le unità eoliche in convenzione MPE, nel caso in cui tale remunerazione MPE compensi la restituzione del controvalore MGP. Per tutte le altre fonti ed unità che non sono coperte da meccanismi di compensazione del valore dell'energia non prodotta (a prescindere dall'essere rilevanti o no), la modulazione in tempo reale da parte di Terna è equiparabile ad un servizio a scendere con prezzo pagato dall'operatore a Terna pari a zero.

Per questo motivo il termine *Qnamb* (energia modulata) deve essere utilizzato per gli impianti diversi da quelli in convenzione MPE unicamente per correggere lo sbilanciamento, come da par. 7.3.1.5 senza applicare il CORR NON ABI. In subordine, come misura transitoria verso una corretta valorizzazione di questo servizio, il CORR NON ABI andrebbe valorizzato con un prezzo non superiore al minor prezzo a scendere accettato in MB nella zona di appartenenza.

Le soluzioni proposte sono finalizzate a conferire un adeguato valore economico a queste azioni che altrimenti risulterebbero disponibili gratuitamente, con effetti negativi sia sull'operatore che subisce la modulazione sia sull'efficienza del processo di selezione delle risorse di dispacciamento. Sottolineiamo invece che tali azioni di redispatching hanno un elevato valore per il sistema, in quanto costituiscono – e devono restare - una soluzione di ultima istanza per risolvere problematiche di sicurezza.

Fermo restando tale impostazione, riteniamo necessario segnalare delle modifiche alle regole di correzione dei programmi delle Unità non rilevanti che ricevono OdDR, ai fini del corretto calcolo degli sbilanciamenti.

Proponiamo pertanto che la formula venga modificata come di seguito:

- La *QNAMBacc* dovrebbe essere determinata, per tutte le unità non rilevanti, come minimo tra zero e la differenza, cambiata di segno, tra l'Energia producibile e il programma dell'unità di produzione modificato dal Gestore a seguito della movimentazione richiesta in tempo reale cambiata di segno^[1]. L'energia producibile è stimata per l'eolico MPE sulla base dei dati utilizzati ai fini dell'erogazione della MPE stessa, per le altre unità sulla base del valore di energia immessa nel periodo rilevante precedente l'inizio della modulazione della produzione.

Questa soluzione neutralizza gli oneri di sbilanciamento dovuti all'esecuzione dell'ordine di riduzione, mantenendo contemporaneamente un incentivo alla corretta programmazione.

^[1] Tale quantità di energia corrisponde, nella definizione di cui alla Delibera ARERA 5/10 al termine $E_{limitata}$ di cui all'art. 6.

Dal punto di vista del campo di applicazione, riteniamo necessario che sia chiarito che tali movimentazioni si applicano unicamente a unità non abilitate connesse alla RTN e agli impianti connessi alla rete di distribuzione abilitati RIGEDI.

Infine, in un'ottica di trasparenza richiediamo la pubblicazione dei dati riguardanti tali azioni di *redispatching* su impianti non abilitati dando evidenza periodica dell'entità delle limitazioni in potenza imposte con disaggregazione zonale e dettaglio orario (o quantomeno mensile).

Mancato rispetto dell'ordine di accensione e del cambio di assetto

Per quanto riguarda i par. 7.3.1.9 e 7.3.1.10 relativi al mancato rispetto dell'ordine di, rispettivamente, accensione e cambio assetto, siamo favorevoli alla revisione dell'algoritmo di calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione (MROA). Riteniamo infatti che le modifiche migliorino la situazione attuale non solo garantendo la restituzione di un numero inferiore di gettoni di accensione (in particolare nei casi in cui le accensioni eseguite conformemente ai relativi ordini dovessero avvenire a distanza elevata dal MI), ma anche contribuendo a riflettere in modo migliore gli effettivi costi per il sistema elettrico derivanti dalle accensioni non conformi. Non ritenendo giustificato un approccio differenziato, richiediamo quindi che tali modifiche siano applicate anche all'algoritmo di calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto (MROCA).

Oneri di sbilanciamento per le UP in collaudo e in prova

Per quanto riguarda il calcolo degli oneri di sbilanciamento per le UP in collaudo e in prova, di cui al par. 7.3.1.5, richiediamo che l'intero processo debba essere semplificato. Riteniamo infatti preferibile che sia direttamente Terna, in modo automatizzato, a creare la richiesta di depenalizzazione per la UP sul portale MyTerna durante l'inserimento della stessa nel contratto di dispacciamento. Così facendo si semplificherebbe notevolmente il processo, evitando anche comunicazioni ridondanti su altre piattaforme.

Richiediamo inoltre che il trattamento di depenalizzazione per le UP in collaudo e in prova sia esteso anche al mese M di entrata in esercizio, in modo da evitare penalizzazioni in un periodo cruciale e complesso per il corretto funzionamento in piena operatività di un'unità. In tale ottica, sarebbero inoltre necessari maggiori chiarimenti sulle tempistiche di anticipo in caso di prove. Tempistiche stringenti potrebbero ridurre le necessarie flessibilità oggi ammesse e utilizzate in caso di rientro da manutenzioni con relativo prolungamento di periodi di prove o nel caso di prove di load-rejection.

Infine, proponiamo che venga precisato che nel caso in cui vi fossero contromodulazioni MB rispetto alle quantità accettate in RR (che riteniamo che non si debbano verificare, come anche indicato dall'Autorità), il prezzo di valorizzazione dello sbilanciamento per le unità abilitate non dovrà considerare le quantità selezionate in RR.

Remunerazione offerta accensione/cambio assetto

Esprimiamo alcune riserve sull'aggiornamento delle formule per il calcolo del gettone di accensione e del gettone di cambio assetto rappresentate ai paragrafi 12.5 e 12.6 dell'Allegato A.23. Con l'introduzione dei nuovi parametri $SMIqFIN$ e $CMIq,iFIN$, sembrerebbe che le accensioni e i cambi assetto delle UP che si determinano a valle dell'attivazione delle quantità accettate sulla piattaforma RR siano considerati sullo stesso piano delle accensioni e dei cambi assetto in esito alle sessioni di MI, di fatto riducendo la remunerazione dell'offerta per tali azioni. Riteniamo, invece, che le accensioni e i cambi assetto che si determinano in esito alla Piattaforma RR dovrebbero essere considerati nel calcolo dei parametri Sq e Cq,i , quindi alla stregua delle accensioni e dei cambi assetto della UP in esito al mercato di bilanciamento.

Come sottolineato al par. 7 dell'Allegato A.23, la Piattaforma RR e il MB costituiscono i due strumenti di cui il TSO si avvale per il dispacciamento in tempo reale. Riteniamo quindi ingiustificato escludere la remunerazione di eventuali accensioni o cambi assetto che si determinino in esito alla piattaforma RR, in quanto non dipendono da eventuali interventi dell'UdD sui mercati dell'energia ma da una specifica richiesta dei TSO che ricorrono alla Piattaforma RR per coprire il proprio fabbisogno di riserva di sostituzione. Tale rilievo assume ancora maggiore importanza in quanto la partecipazione alla Piattaforma RR è obbligatoria per l'operatore e nell'attuale proposta in consultazione, il prezzo a salire relativo a tale piattaforma deve essere non superiore a ciascuna delle offerte in vendita per altri servizi. Tale limite di prezzo enfatizza la problematica del mancato riconoscimento del gettone di accensione/cambio assetto limitando la capacità dell'operatore di riflettere i costi sottostanti tali manovre nel prezzo offerto sulla Piattaforma RR.

A prescindere dall'effetto del limite di prezzo (sul quale si rimanda alle osservazioni in premessa) riteniamo in ogni caso un punto acquisito nella regolazione il criterio per cui, per un efficiente funzionamento del mercato dei servizi, l'articolazione delle offerte debba consentire di riflettere la struttura dei costi dell'operatore (in tal senso è chiara la Delibera ARERA 111/06, art. 60.2 lettera c). Proprio con l'obiettivo di dare segnali di prezzo più efficienti le offerte di accensione e cambio assetto sono state introdotte negli ultimi anni e non si ravvisano motivi per cui si debba escludere la remunerazione a seconda della piattaforma di bilanciamento considerata (se l'MB nazionale o la Piattaforma RR).

Contratto di connessione

Evidenziamo una criticità relativa al par. 10.1, lettera j., del Contratto di connessione in quale è indicato che l'Utente della connessione si impegna a *“richiedere alle competenti Autorità la voltura a favore di Terna delle autorizzazioni e cedere a titolo gratuito a Terna le medesime, libere da pesi, da formalità pregiudizievoli e non gravate da contenziosi, relative agli impianti di rete per la connessione [eventuale] ivi compresi gli interventi sulle reti elettriche esistenti necessari per la connessione”*.

A nostro avviso la richiesta è un obbligo sia dell'Utente della connessione, ma anche di Terna stessa che nella situazione attuale, non avendo vincoli di tempistiche, solitamente pone la conclusione positiva dei collaudi come condizione per procedere a firmare la richiesta di voltura. Di conseguenza, ciò porta a inoltrare alle

Autorità competenti la richiesta di voltura sempre a ridosso della data di attivazione connessione, nonostante spesso i tempi di rilascio del decreto di voltura non siano celeri. Richiediamo quindi che venga inserito un termine, ad esempio 6 mesi prima della data di fine lavori riportata nel “Programma di realizzazione delle opere in capo a Terna e all’Utente della connessione”, entro cui l’Utente della connessione e Terna siano obbligati alla trasmissione della richiesta di voltura dell’autorizzazione all’esercizio delle opere di rete realizzate in proprio dall’Utente stesso.

Sarebbe opportuno a tal proposito definire una data entro la quale Terna deve mettere a disposizione del produttore richiedente la “bozza di Voltura”. Una volta ricevuta la bozza, sarà cura del produttore compilarla e sottoscriverla per la restituzione a Terna comprensiva di tutti gli allegati. Nelle medesime tempistiche suddette Terna dovrà apporre firma sul documento finale di Voltura. Tale tempistica potrebbe decorrere dal buon esito del collaudo delle opere di rete da parte del Gestore stesso ed essere sospesa per il tempo necessario al richiedente produttore di restituire la bozza firmata a Terna.

Riguardo, invece, gli obblighi dell’utente della connessione di cui agli art. 6 e 10 del Contratto di connessione, e in particolare alla richiesta del TSO di rendere disponibile la piena proprietà dell’area, *“libera da vincoli, pesi e formalità pregiudizievoli e non gravata da contenziosi, nonché priva di vizi strutturali e idrogeologici e idonea alla sua destinazione”*, riteniamo che i rischi associati al sito e non alla condotta dell’operatore, come i vizi strutturali e idrogeologici, non possano essere scaricati sugli operatori in fase di costruzione delle opere, e debbano pertanto rimanere in capo a Terna. Ciò anche in considerazione del fatto che Terna ha la piena facoltà di scegliere le aree nelle quali realizzare le opere necessarie alla connessione dell’impianto. In subordine si potrebbe precedere come segue: qualora le aree siano individuate da Terna l’analisi vincolistica potrebbe ricadere sotto la responsabilità di quest’ultima. In caso contrario, ovvero aree individuate dal produttore richiedente, che sia quest’ultimo a farsi carico dell’analisi vincolistica.

Infine, con riferimento allo Schema Tipo del regolamento d’esercizio (attualmente non previsto in fase di redazione della bozza del contratto di connessione), riteniamo che sia opportuno prevedere contestualmente anche la stesura di una sua versione preliminare, consentendo agli operatori di esaminare e prendere in considerazione le diverse prescrizioni in esso contenute.

Riportiamo di seguito una serie di osservazioni puntuali:

- *Art. 5.2:* relativamente ai tempi di realizzazione degli impianti di rete per la connessione riteniamo che debbano essere confermati nel contratto quelli indicati nella STMD.
- *Art. 6.1 punto e):* richiediamo l’eliminazione del punto e) in quanto il pieno rispetto dei requisiti di cui al Codice di rete sono verificati da Terna con le modalità previste dall’Allegato A18.
- *Art. 6.1 punto h):* richiediamo di specificare che le Autorizzazioni sono riferite sia alla costruzione e all’esercizio degli Impianti di Rete per la connessione, e che tale punto sia applichi solo nel caso in cui le tali Autorizzazioni siano ottenute a nome del produttore.

- *Art. 10.1 punto h)*: richiediamo di specificare che le Autorizzazioni sono riferite al solo esercizio degli Impianti di Rete per la connessione, e che tale punto sia applichi solo nel caso in cui le tali Autorizzazioni siano ottenute a nome del produttore.
- *Art. 10.1 punto f)*: richiediamo l'eliminazione del punto f) in quanto il pieno rispetto dei requisiti di cui al Codice di rete sono verificati da Terna con le modalità previste dall'Allegato A18.
- *Art. 18.1 punto f)*: proponiamo di limitare la garanzia dell'impianto ceduto a Terna secondo limiti di legge perché per come è scritto sembrerebbe impegnarci per tutta la vita degli impianti.

Glossario – definizione di indisponibilità

Relativamente all'aggiornamento della definizione di "indisponibilità" osserviamo che:

- tale modifica necessita di essere contestualizzata all'oggetto della consultazione e deve pertanto intendersi riferita esclusivamente all'indisponibilità al bilanciamento;
- più in dettaglio, risulta di particolare importanza che la nuova definizione non implichi che una UP in collaudo venga automaticamente classificata come UP indisponibile (condizione che deve essere attribuita solo in caso di reale inutilizzabilità dell'UP);
- pertanto, in continuità con le regole vigenti, le UP in collaudo debbono poter partecipare ai mercati dell'energia con le limitazioni nella partecipazione al MSD prescritte dal Capitolo 4.