

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
298/2016/R/EEL**

**PRIMA FASE DELLA RIFORMA DEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI
DISPACCIAMENTO: APERTURA ALLA DOMANDA, ALLE FONTI
RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI E ALLA GENERAZIONE
DISTRIBUITA**

[RDE-1]

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

9 giugno 2016

Premessa

L'Autorità, con la deliberazione 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi già espressi dall'Autorità nel quadro strategico 2015-2018 (deliberazione 3/2015/A) e con la normativa europea in materia in corso di definizione; in tale procedimento sono confluiti anche tutte le attività e i provvedimenti finalizzati all'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 102/14, per la parte relativa al dispacciamento.

A tal fine è stato avviato uno specifico progetto interdirezionale (RDE – Riforma Dispacciamento Elettrico) con il compito, fra gli altri, di predisporre atti relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento e compilare un Testo Integrato del dispacciamento che possa finalmente sostituire l'allegato A alla deliberazione 111/06.

Il presente documento si inserisce nel processo di riforma sopra descritto. In particolare l'Autorità intende porre in consultazione i primi interventi finalizzati a consentire, in tempi rapidi, alla generazione distribuita, alla domanda e alle fonti rinnovabili non programmabili di ogni taglia di accedere al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) per il tramite dei rispettivi utenti del dispacciamento, anche attraverso la necessaria aggregazione.

La più generale revisione della regolazione del dispacciamento sarà oggetto di successive consultazioni e dovrà necessariamente conformarsi all'evoluzione della normativa europea ad oggi ancora non approvata.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire al Dipartimento per la Regolazione dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **15 luglio 2016**.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità.

In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Dipartimento per la Regolazione – progetto RDE

Piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.351/608

fax 02.655.65.265

e-mail: regolazione@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

1. Introduzione

Con il presente documento l’Autorità sottopone a consultazione la prima fase di attuazione del proprio progetto di riforma del mercato per il servizio di dispacciamento (RDE) previsto dal Quadro Strategico (deliberazione 3/2015/A, Obiettivo strategico OS 1) e avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel. I ritardi nella piena definizione del quadro normativo europeo hanno purtroppo imposto un differimento ed uno scaglionamento delle scadenze inizialmente previste per la riforma. L’approvazione del regolamento UE sul bilanciamento (c.d. *balancing guidelines*) è slittata sensibilmente, anche in conseguenza delle attese misure di riforma del disegno del mercato elettrico europeo: ad oggi il processo di Comitologia non è ancora cominciato e la Commissione europea prevede che l’iter della sua approvazione non sia completato prima della fine del 2016. Nel frattempo prosegue il processo di attuazione del Regolamento UE 1222/15 (CACM)¹, i cui effetti devono essere tenuti in conto anche nel disegno del mercato per il servizio di dispacciamento. L’Autorità è naturalmente parte attiva attraverso i gruppi di lavoro dell’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (ACER) tanto del processo di attuazione del CACM, quanto della fase di predisposizione dei testi proposti in votazione tramite comitologia.

Pur in assenza di un quadro normativo europeo assestato e quindi certo, l’Autorità conferma la propria volontà di procedere con una prima fase della riforma, secondo un approccio pragmatico di attuazione progressiva, in un percorso volto, da un lato, a rimuovere in tempi rapidi ogni ingiustificata discriminazione fra potenziali fornitori di risorse di dispacciamento (ivi inclusi i consumatori e i produttori con impianti di generazione a fonti rinnovabili non programmabili²) e, dall’altro, a tener conto dell’evoluzione degli altri mercati nazionali verso un mercato armonizzato europeo.

Gli interventi sottoposti a consultazione con il presente documento si inquadrano in un percorso regolatorio già avviato da tempo, volto a consentire una maggior responsabilizzazione e partecipazione al mercato da parte della produzione da fonti rinnovabili e della domanda. Infatti, l’Autorità ha a tal fine rivisto e aggiornato la regolazione su più fronti, attraverso diverse tipologie di intervento: sperimentazioni, meccanismi incentivanti input/output based, adeguamento delle regole di connessione e degli obblighi in capo agli utenti. Coerentemente con quanto previsto nel Quadro strategico, l’Autorità è tra l’altro intervenuta in tema di: regole tecniche di connessione alla rete delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, utilizzo dei sistemi di accumulo, osservabilità delle reti di distribuzione e modernizzazione dei sistemi di misura presso i punti di connessione in

¹ “Guideline on capacity allocation and congestion management”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea in data 25/07/2015

² Per agevolare la lettura il presente documento utilizza il termine gergale “non programmabili” per quelle fonti primarie rinnovabili aleatorie che comportano una programmazione dell’immissione diversa dagli impianti termoelettrici tradizionali. Tuttavia, come gli esempi internazionali dimostrano, queste tipologie di impianto non sono affatto “non programmabili” poiché la loro immissione può essere programmata con margini di errore estremamente ridotti.

bassa tensione (smart meter 2G). Per completezza tali interventi sono stati sintetizzati in Appendice.

Con riferimento al dispacciamento, l'Autorità ritiene che la fase 1 della riforma (**RDE-1**) debba consentire l'allargamento della platea dei soggetti che possono partecipare alla fornitura di risorse di dispacciamento. Ciò appare coerente anche con le previsioni di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 102/14 di recepimento della direttiva 2012/27/UE, secondo cui l'Autorità, nel rispetto delle esigenze di sicurezza dei sistemi e contemperando i costi e i benefici connessi, provvede:

“c) in coerenza con le disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 luglio 2012 (cd. quinto conto energia per impianti fotovoltaici) e all'articolo 25 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012 (strumenti incentivanti per impianti diversi dai fotovoltaici), a consentire la partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e dei servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione;

d) fatte salve le restrizioni di carattere tecnico insite nella gestione delle reti, a regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, definendo le modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati”.

Il presente documento si focalizza dunque sulla fase RDE-1 (cap 2), che si stima possa diventare operativa ad inizio 2017 ed avere durata al più biennale. L'Autorità sta lavorando contestualmente alla definizione di due ulteriori importanti tasselli della riforma dei mercati elettrici: a) la riforma dei corrispettivi di sbilanciamento e b) la revisione delle zone geografiche. Entrambi gli interventi si inquadrano nell'ambito dello sviluppo normativo europeo e risentono delle incertezze già descritte. L'Autorità prevede di strutturare anche la riforma dei corrispettivi di sbilanciamento in due fasi, con tempistiche coerenti con RDE-1, rinviando la regolazione di regime a valle del chiarimento dei Regolamenti europei. Per quanto riguarda invece la revisione delle zone, si ritiene che il processo debba essere concluso entro la fine del 2016.

La prima fase del progetto di riforma, dovendosi basare sulle regole e sulle modalità implementative (algoritmi) vigenti, adotta soluzioni che devono evolvere e deve pertanto necessariamente considerarsi transitoria.

Attuata tale fase, al fine di procedere con la piena attuazione della riforma secondo le direttive che arriveranno dal contesto europeo, l'Autorità dovrà intervenire in ulteriori ambiti, sia per affrontare e risolvere in maniera organica le limitazioni ancora presenti nella prima fase che per completare il nuovo disegno di mercato.

Per quanto riguarda l'apertura di MSD a nuove risorse, uno dei limiti delle modalità transitorie proposte è legato al fatto che essa avviene in un contesto in cui il mercato infragiornaliero non è ancora sufficientemente "prossimo" al tempo reale da consentire una ottimale definizione del programma di immissione/prelievo. L'impossibilità di poter operare nel mercato infragiornaliero su orizzonti temporali molto vicini al tempo reale potrebbe pertanto scoraggiare la partecipazione di quei soggetti che scontano una difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo e che, d'altra parte, a seguito dell'abilitazione si troverebbero ad essere pienamente responsabilizzati nel rispettarlo (corrispettivi di sbilanciamento marginali e duali). A tal proposito, l'Autorità intende a breve dare avvio alle misure descritte nel documento per la consultazione 557/2013/R/eel relative al maggior coordinamento tra MI e MSD finalizzate allo spostamento della *gate closure* di MI a ridosso del tempo reale. L'attuazione di tali misure richiede tuttavia interventi consistenti di revisione delle regole di funzionamento del MSD e dei connessi sistemi informativi e si ritiene non possa essere attuata nei tempi stretti della fase RDE-1.

Un ulteriore aspetto non ottimizzato dell'attuale fase RDE-1 è costituito dalla "staticità" del modello di aggregazione: le unità di produzione non rilevanti e le unità di consumo entrano a far parte di aggregati validi per tutte le tipologie di prodotto negoziato in MSD, non consentendo quindi forme di aggregazione più aderenti ai vincoli di esercizio del sistema elettrico nazionale. Al fine di una migliore gestione del sistema elettrico, sarebbe invece auspicabile valutare quale è il livello di aggregazione ottimale per ogni tipologia di prodotto negoziato su MSD. Sempre in tale ambito l'attuale fase RDE-1 non consente l'aggregazione di unità di produzione e unità di consumo: l'aggregazione di produzione e consumo nell'ambito di un unico punto di dispacciamento richiederebbe una riforma profonda dell'attuale assetto, non compatibile con l'entrata in operatività della prima fase della riforma entro la fine dell'anno. Tuttavia, si tratta di un'evoluzione necessaria del disegno di mercato, prevista dal decreto legislativo 102/14 di recepimento della direttiva 2012/27/UE, e dovrà essere affrontata nelle successive fasi di attuazione della riforma.

La prima fase della riforma infine non approfondisce il ruolo delle imprese distributrici che, comunque, sono soggetti potenzialmente incisi dall'apertura di MSD proprio perché le unità di consumo e le unità di produzione di minore taglia sono connesse alle reti di distribuzione. In pratica la regolazione prospettata per la fase RDE-1 si fonda sull'ipotesi che l'eventuale movimentazione delle unità di consumo e di produzione su rete di distribuzione non comporti, a livello generale, problemi per l'esercizio delle reti medesime (non si attiverebbero quindi vincoli). È comunque fatta salva la possibilità che i distributori segnalino, ex ante, agli utenti del dispacciamento interessati e a Terna l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti di cui tenere conto ai fini della definizione delle unità virtuali di produzione e consumo.

Per quanto riguarda invece il completamento del disegno di mercato, va rilevato che esso richiede un tempo di implementazione necessariamente più lungo rispetto al biennio trapiantato dalla fase descritta in questo documento. L'Autorità con successivi

documenti intende pertanto affrontare sistematicamente i molteplici aspetti che caratterizzano il progetto di riforma. Tra questi:

- 1) l'approvvigionamento delle risorse flessibili, come già in parte evidenziato nei documenti per la consultazione 508/2012/R/eel e 557/2013/R/eel, tenendo altresì conto degli sviluppi della disciplina degli sbilanciamenti in corso di innovazione;
- 2) la definizione dei prodotti oggetto di negoziazione su MSD, preservando, laddove possibile, l'impostazione *Central Dispatch System*;
- 3) il concetto di "abilitazione" basata sulla neutralità tecnologica in modo da consentire la massima partecipazione possibile delle unità di produzione e/o di consumo, ma anche accumuli o compensatori sincroni, anche solo in relazione ad alcuni prodotti, in piena coerenza con il futuro Regolamento UE (*balancing guidelines*) a favore della concorrenza;
- 4) la possibilità di introdurre livelli di aggregazioni "a geometria variabile" a seconda della risorsa fornita; ad esempio, le risorse per la risoluzione di una congestione dovrebbero fare riferimento al nodo di rete, mentre le risorse per la riserva secondaria potrebbero essere approvvigionate almeno su base zonale, se non addirittura più ampia, identificando pertanto il confine geografico più idoneo alla corretta valorizzazione delle risorse fornite;
- 5) il nuovo ruolo dei distributori che dovranno partecipare alla revisione della regolazione del dispacciamento;
- 6) la figura dell'aggregatore e in particolare la fattibilità di possibili modelli di mercato in cui tale figura possa anche non coincidere con l'utente del dispacciamento;
- 7) l'interfaccia tra Terna e l'aggregatore, tra l'aggregatore e i gestori delle unità di produzione e di consumo (clienti, produttori o prosumer), nonché tra i predetti soggetti e le imprese distributrici. Si evidenzia, al riguardo, che la Direzione Mercati dell'Autorità ha già richiesto al CEI di definire, previa inchiesta pubblica, le specifiche tecniche del cosiddetto "controllore d'impianto" da installarsi presso impianti di produzione connessi alle reti elettriche di media e bassa tensione. Esso dovrebbe essere un dispositivo in grado, al tempo stesso, di ricevere segnali da soggetti diversi dal produttore (ad esempio, l'aggregatore) traducendoli in movimentazioni dell'impianto di produzione stesso sulla base di logiche condivise fra il produttore e il corrispondente utente del dispacciamento e di inviare segnali contenenti informazioni sullo stato di funzionamento reale dell'impianto di produzione. Questi ultimi segnali potrebbero essere utilizzati dall'utente del dispacciamento (e da questi inviati a Terna in forma aggregata) ai fini della partecipazione a MSD e dal distributore per poter disporre di informazioni utili al corretto esercizio della propria rete (migliorando e integrando l'osservabilità di cui al punto precedente). Per tali motivi il "controllore d'impianto" potrebbe essere uno strumento obbligatorio nel caso di nuove installazioni e nel caso di partecipazione a MSD. Si ritiene altresì necessario che le caratteristiche tecniche di tale strumento siano normate dal CEI (proprio come già avvenuto, ad esempio, nel caso degli inverter e dei sistemi di protezione di interfaccia), affinché esso sia interoperabile con i sistemi delle imprese distributrici e affinché esso non debba essere sostituito

ogni volta che dovesse cambiare l'utente del dispacciamento, tutelando in tal senso i produttori e favorendo la concorrenza.

Un dispositivo equivalente lato domanda non è al momento previsto: per il futuro potrebbe essere necessario prevederne uno simile, quantomeno per la messa a disposizione da parte delle unità di consumo di segnali sul prelievo in tempo reale da inviare sia all'utente del dispacciamento sia all'impresa distributrice. Più difficoltoso prevedere anche la ricezione standardizzata di segnali di input data l'enorme varietà di tecnologie che caratterizza il mondo della domanda.

A quanto sopra detto si dovrà affiancare la revisione della disciplina degli sbilanciamenti e la revisione della definizione delle zone di mercato tenuto conto dei vincoli europei del Regolamento CACM.

SI. Si condividono i prossimi ambiti di intervento illustrati nel presente capitolo? Ve ne sono ulteriori da considerare?

Normativa europea di particolare interesse per la riforma

Come accennato nell'introduzione, al fine di implementare quanto sopra riportato l'Autorità dovrà necessariamente tenere conto anche dei nuovi regolamenti europei di prossima approvazione (si rimanda al sito <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes> per una trattazione completa) e in particolare delle linee guida per la gestione del sistema in tempo reale (*system operation guidelines*) e del futuro regolamento sul bilanciamento elettrico (*balancing guidelines*) attualmente in discussione a livello europeo, nonché degli sviluppi regolatori afferenti al *capacity market* come proposti dall'Autorità al governo italiano nel 2013-2014.

Qui di seguito si riportano alcuni elementi essenziali che caratterizzano tali atti normativi:

- a) il futuro *Regolamento europeo sul bilanciamento elettrico* prevede, in ottica pro-competizione, l'integrazione e l'armonizzazione dei mercati di bilanciamento in Europa con particolare riferimento allo scambio transfrontaliero dell'energia di bilanciamento e della riserva attraverso un ordine di merito economico comune per la condivisione delle risorse di dispacciamento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione (di seguito: TSO). In particolare, da un lato sono introdotti i prodotti di bilanciamento comuni e i principi alla base degli algoritmi di selezione delle offerte e, dall'altro, è definito un percorso di armonizzazione delle regole di *settlement*, del periodo rilevante, delle modalità di valorizzazione del servizio, nonché di calcolo degli sbilanciamenti e del relativo prezzo. Tali evoluzioni salvaguardano, tra l'altro, la logica di organizzazione dei mercati elettrici dispacciati centralmente dal TSO (c.d. *central dispatch systems*, CDS) che ottimizzano l'attivazione delle risorse per rispondere, contestualmente, ad una serie di esigenze del sistema elettrico (costituzione dei margini di riserva, risoluzione congestioni, energia di bilanciamento, supporto di tensione, ecc.);
- b) il futuro Regolamento europeo *system operation guidelines* definisce i requisiti e i principi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e le regole e le responsabilità per il coordinamento tra i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione dalla fase di pianificazione operativa fino all'esercizio in tempo reale del sistema. In particolare, al TSO è affidato il compito di disegnare, organizzare e gestire l'approvvigionamento dei servizi ancillari, come per esempio la riserva, al fine di un loro efficiente utilizzo, compatibilmente con i vincoli tecnici e di localizzazione dei fornitori del servizio. Inoltre i TSO e i DSO sono chiamati a cooperare al fine di facilitare la fornitura di risorse di dispacciamento degli impianti (di generazione, di consumo o di accumulo) localizzati sulle proprie reti, fatto salvo il diritto per di DSO di definire temporaneamente dei limiti alla fornitura del servizio prima della attivazione della riserva. Le relative procedure dovranno essere concordate con il TSO.
- c) il disegno di *capacity market* (deliberazione dell'Autorità 375/2013/R/eel e DM 30 giugno 2014) che per il sistema Italia prevede, per le risorse contrattualizzate, l'obbligo di offerta sui mercati dell'energia e di dispacciamento; in tale contesto una apertura di MSD anche ai servizi di *demand response* (quanto meno per la fornitura di riserva a salire tramite riduzione del carico) faciliterebbe la partecipazione di questi ultimi al mercato della capacità, consentendo di ottemperare ai requisiti in materia previsti dalla Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, adottata dalla Commissione Europea.

2. Fase RDE-1: apertura di MSD a nuove unità di produzione e di consumo in modalità transitoria

L'Autorità ritiene opportuno promuovere un primo allargamento della platea dei soggetti che possano fornire risorse per il servizio di dispacciamento affinché ciò possa trovare attuazione in tempi rapidi, ovvero per l'inizio del 2017.

Nonostante questo obiettivo di rapida implementazione imponga di adottare soluzioni non sempre ideali, si ritiene importante dare avvio immediato, seppure in un contesto normativo europeo in forte evoluzione, a questo aspetto chiave della più ampia riforma del servizio di dispacciamento per consentire a tutti i soggetti coinvolti di sperimentare fin da subito, anche da un punto di vista tecnico/pratico, le nuove modalità di fornitura delle risorse di dispacciamento, garantire al sistema di poter beneficiare da subito della maggior concorrenza nel mercato, individuare rapidamente le modalità di partecipazione della domanda al mercato della capacità di prossimo avvio.

Necessariamente, al fine di permettere l'attuazione di tali misure in tempi così ristretti, le disposizioni che si intendono adottare devono essere basate largamente sulla disciplina del dispacciamento oggi vigente, perseguendo l'applicazione del Modello 1 di cui al documento per la consultazione 354/2013/R/eel con cui l'Autorità aveva avviato un pubblico dibattito in relazione ai diversi modelli di mercato in grado di ampliare la fornitura delle risorse di dispacciamento alle utenze connesse alle reti di distribuzione. Tale Modello è infatti l'unico compatibile con l'attuale quadro regolatorio e normativo e prevede sostanzialmente il mantenimento dell'attuale architettura in cui Terna, l'unico soggetto che ha piena visibilità in tempo reale delle esigenze e dei vincoli del sistema elettrico nazionale, si approvvigiona direttamente di risorse di dispacciamento anche da utenze connesse alle reti di distribuzione.

Nel periodo transitorio iniziale si intende pertanto prevedere che ogni unità di consumo e di produzione possa accedere a MSD esclusivamente per il tramite del proprio utente del dispacciamento sulla base delle condizioni attualmente vigenti.

Nell'assetto prefigurato quindi la controparte unica di Terna ai fini del dispacciamento rimane l'utente del dispacciamento, anche nel caso di aggregati di unità come di seguito descritti; in altre parole, per utilizzare la terminologia utilizzata nei regolamenti europei in fase di predisposizione, le figure del fornitore del servizio (*balancing service provider*, BSP, ovvero il soggetto che fornisce servizi di dispacciamento al proprio gestore di rete) e del responsabile del bilanciamento (*balancing responsible party*, BRP, ovvero il soggetto responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento) convergono nella figura dell'utente del dispacciamento. Sarà cura dell'utente del dispacciamento movimentare le proprie unità di produzione o di consumo necessarie al fine di rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.

Nel seguito vengono meglio puntualizzati gli orientamenti dell'Autorità per consentire una prima tempestiva apertura di MSD a tutte le fonti e tecnologie, per mezzo di modifiche, predisposte da Terna, al Codice di rete. L'Autorità in questo processo di apertura di MSD intende comunque assicurare – nei limiti di quanto tecnicamente

possibile - la competizione e la non discriminatorietà attraverso l'applicazione delle medesime condizioni tecnico-economiche a tutti i soggetti abilitati alla partecipazione a tale mercato.

S2. *Si condivide la scelta dell'Autorità di consentire un rapido allargamento della partecipazione di MSD seppur attraverso soluzioni transitorie?*

2.1 *Abilitazione delle unità di produzione e delle unità di consumo a MSD*

Le regole per il dispacciamento (capitolo 4 del Codice di rete) predisposte da Terna ai sensi della deliberazione 111/06 prevedono le seguenti 4 tipologie di risorse per il servizio di dispacciamento:

- risoluzione delle congestioni a programma;
- riserva secondaria di potenza;
- riserva terziaria di potenza;
- bilanciamento.

Per ciascuna risorsa il Codice di rete prevede dei requisiti necessari per consentire ad una unità di produzione o consumo di essere abilitata alla sua fornitura nell'ambito del mercato. Se una unità possiede i requisiti di abilitazione è attualmente anche tenuta a partecipare al mercato rendendosi disponibile a ricevere ordini di dispacciamento da parte di Terna (obbligo di partecipazione).

I requisiti necessari all'abilitazione sono oggi:

- sia di tipo "oggettivo": il Codice di rete esclude dall'abilitazione tutte le *unità non rilevanti*, nonché le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (rilevanti e non);
- sia di tipo "funzionale": il Codice di rete prevede delle performance tecniche che l'unità deve poter fornire. In particolare tali performance riguardano il gradiente (la potenza che l'unità è in grado di erogare in 15 minuti), il tempo di attuazione di un ordine di Terna, la controllabilità in tempo reale 24 ore su 24 e, per le sole unità di tipo idroelettrico, una "durata" minima della fornitura della prestazione richiesta.

La fase RDE-1 prevede il superamento dell'impostazione sopra descritta.

In primo luogo l'Autorità richiederà a Terna di eliminare il vincolo all'abilitazione delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili: si ritiene infatti che questo vincolo non sia più rappresentativo dello sviluppo tecnologico che ha caratterizzato queste tipologie di impianti che sono oggi in grado di erogare alcune risorse utili per il servizio di dispacciamento.

In secondo luogo l'Autorità richiederà a Terna di consentire l'abilitazione alla partecipazione all'MSD anche a insiemi di unità non rilevanti di produzione (incluse

unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) o consumo che rispettano opportuni criteri di localizzazione geografica (si veda in proposito il prossimo paragrafo 2.2). Esse andrebbero a costituire delle *Unità Virtuali Abilitate* (UVA).

In terzo luogo l’Autorità ritiene che la fase RDE-1 debba essere caratterizzata da un doppio regime di abilitazione: regime a partecipazione obbligatoria e regime a partecipazione volontaria. Il regime obbligatorio permarrebbe per tutte le unità rilevanti che, sulla base dei requisiti sopra descritti e oggi vigenti, risulterebbero abilitate essendo dunque tenute a presentare offerte nel MSD. Il regime volontario si applicherebbe invece alle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, alle unità non rilevanti (sia di produzione che di consumo) e alle altre unità rilevanti che non possiedono i requisiti tecnici oggi richiesti per l’abilitazione. La fase RDE-1 prevede quindi la definizione da parte di Terna di requisiti di performance tecnica (si fa in particolare riferimento ai vincoli di gradiente e di durata) che tali unità dovranno essere in grado di rispettare per poter essere abilitate. Si ritiene che in questa prima fase transitoria i requisiti per l’abilitazione di tali unità possano essere diversi da quelli previsti per le altre unità di produzione e che l’abilitazione possa avvenire su base volontaria. Tale differenziazione dei requisiti per l’abilitazione, volto a favorire la prima partecipazione al mercato anche da parte di unità oggi escluse, dovrà necessariamente evolvere in futuro verso un regime unico che preveda le medesime modalità di partecipazione al mercato - obbligatoria o su base volontaria - per tutte le unità.

Anche le unità che accedono a MSD su base volontaria (ivi incluse le unità virtuali) dovranno essere telecontrollabili dall’utente del dispacciamento per il tramite di un punto di controllo fisico (sala controllo) rispondente ai requisiti stabiliti da Terna e in grado di ricevere e attuare gli ordini di dispacciamento impartiti sia nel formato BDE previsto dal Codice di rete (Allegato A.36) sia – in caso di necessità - telefonicamente.

In attesa di una ridefinizione del servizio di interrompibilità del carico si ritiene di escludere dall’abilitazione nella prima fase RDE-1 le unità di consumo che hanno sottoscritto il contratto per il servizio di interrompibilità di cui alla deliberazione 566/14/R/eel o il contratto per il servizio di super interrompibilità di cui alla deliberazione 01/16/R/eel, nonché gli aggregati di unità di consumo, come definiti al paragrafo 2.2, a cui esse afferiscono. Alla fine del 2018 l’Autorità potrà rivedere le condizioni di fornitura dei servizi di interrompibilità al fine di poter ricomprendere tale servizio nell’ambito di un contratto di lungo termine per la fornitura di risorse di dispacciamento e, conseguentemente, poter abilitare alla partecipazione di MSD anche le unità di consumo che forniscono detto servizio.

Si ritiene altresì che, nella prima fase transitoria, non possa essere consentita l’abilitazione alle unità di consumo e di produzione non trattate su base oraria ai fini della misura (tipicamente connesse in bassa tensione e con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW). La partecipazione di utenze “profilate” infatti sarebbe difficilmente gestibile da parte dei relativi utenti del dispacciamento che sarebbero esposti ad un rischio di sbilanciamento troppo elevato e non direttamente legato alla risorsa effettivamente fornita dalle utenze da essi controllate.

- S3. *Si condivide la scelta dell’Autorità di escludere fino al 2018 le unità che hanno sottoscritto contratti di interrompibilità?*
- S4. *Si condivide la scelta di consentire l’abilitazione a sole unità per le quali sia disponibile perlomeno la misura oraria di immissioni e prelievi?*

2.2 *Criteri per la definizione dei punti di dispacciamento per unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e per unità virtuali abilitate (UVA)*

Le regole di aggregazione, ovvero la definizione delle modalità con cui le singole utenze diffuse di piccola taglia possono aggregarsi al fine di costituire una unità virtuale di taglia complessiva maggiore e in grado di fornire risorse di dispacciamento utili al sistema è uno dei temi chiave attorno a cui ruota l’efficacia dell’allargamento della partecipazione a MSD. E’ chiaro come tanto più ampia è la base geografica sulla quale è consentita l’aggregazione tanto più è favorita la partecipazione di tali utenze diffuse al mercato; sarà infatti più agevole per il relativo utente del dispacciamento riunire in un unico punto di dispacciamento una pluralità di utenze in grado di rispondere agli ordini di dispacciamento garantendo elevati margini di affidabilità. D’altra parte una regola di aggregazione che trascurasse i reali vincoli di rete risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema: al momento dell’eventuale attivazione infatti, venendo a mancare al gestore un controllo “nodale” di tale aggregato, l’energia verrebbe immessa/prelevata (seppur per quantità modeste) da nodi della rete distanti tra di loro e potenzialmente a monte di congestioni richiedendo azioni correttive al gestore e quindi generando un aumento dei costi di dispacciamento.

Al fine di raggiungere un equilibrio soddisfacente tra tali esigenze contrapposte si ritiene che per la fase transitoria, in continuità con quanto previsto dalla regolazione vigente, la definizione degli aggregati (intesi come insieme di punti di immissione e/o prelievo afferenti al medesimo punto di dispacciamento e costituenti unità virtuali abilitati alla partecipazione a MSD) debba continuare ad essere svolta da Terna a livello di Codice di Rete, sulla base di criteri definiti dall’Autorità.

In particolare si ritiene opportuno identificare i seguenti criteri per la fase transitoria RDE-1:

- le unità di produzione rilevanti non possono essere aggregate e devono partecipare a MSD singolarmente; in tali casi, il punto di dispacciamento coincide con il punto di immissione relativo alla singola unità di produzione; sono fatti salvi i criteri di aggregazione già previsti nel Codice di Rete per le unità di produzione fino a 50 MVA che condividono lo stesso punto di connessione e sono alimentate dalla stessa fonte primaria, oltre ai criteri di aggregazione per le aste idroelettriche;
- le unità di produzione non rilevanti che richiedono l’abilitazione possono essere aggregate nel rispetto di questi criteri: gli aggregati possono includere unità di produzione appartenenti a diverse tipologie di cui al comma 8.2 dell’allegato A della

deliberazione 111/06 (sia programmabili sia non programmabili); il perimetro geografico di aggregazione non può eccedere la zona di mercato ma non deve necessariamente coincidere con essa (rimane facoltà di Terna definire la dimensione geografica ottimale);

- le unità di produzione non rilevanti che non chiedono l'abilitazione a MSD continuano ad essere aggregate su base zonale, per utente del dispacciamento e per tipologia;
- le unità di consumo che richiedono l'abilitazione a MSD possono essere aggregate per ciascun utente del dispacciamento: il perimetro geografico di aggregazione non può eccedere la zona di mercato ma non deve necessariamente coincidere con essa (rimane facoltà di Terna definire la dimensione geografica ottimale nel rispetto dei criteri enunciati a inizio paragrafo);
- le unità di consumo che non richiedono l'abilitazione a MSD continuano ad essere aggregate su base zonale per utente del dispacciamento.

Inoltre si ritiene che nella fase RDE-1 non debba essere consentita l'aggregazione tra unità di produzione e di consumo in modo da limitare le complessità di gestione di questo tipo di unità da parte dei sistemi informativi di Terna e permettere l'auspicato avvio in tempi rapidi della riforma; tuttavia – come già detto nel capitolo iniziale – l'aggregazione tra unità di produzione e consumo è un'evoluzione necessaria di cui sarà richiesta l'implementazione nelle fasi successive della riforma.

Secondo lo schema descritto pertanto un utente del dispacciamento in immissione potrebbe trovarsi a gestire per ciascuna zona di mercato:

- una o più unità di produzione rilevanti, alcune delle quali abilitate alla fornitura dei servizi su MSD. Tra queste ultime potenzialmente anche unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- uno o più unità di produzione virtuali abilitate (UVA) (aggregati di unità di produzione non rilevanti) abilitate a MSD; tali aggregati potrebbero contenere unità programmabili e/o non programmabili;
- una o più unità di produzione virtuali (aggregati di unità non rilevanti per ciascuna tipologia di cui al comma 8.2 dell'allegato A della deliberazione 111/06), non abilitate a MSD.

Di contro, un utente del dispacciamento in prelievo potrebbe avere nel suo portafoglio per ciascuna zona:

- uno o più unità di consumo virtuali abilitate (UVA) (aggregati di unità di consumo abilitate a MSD);
- un'unica unità virtuale di consumo (aggregato di unità di consumo) non abilitata a MSD.

La partecipazione ai mercati dell'energia e a MSD avviene in relazione al singolo punto di dispacciamento (ossia in relazione a ciascun aggregato), come sopra definito: i punti

di dispacciamento dei mercati dell'energia e del MSD devono, infatti, necessariamente coincidere per come è stata costruita la regolazione vigente³.

S5. Si condivide la scelta dell'Autorità di individuare i criteri secondo i quali Terna, nel codice di rete, definisce i criteri di aggregazione? Si riscontrano delle criticità dal possibile aumento dei punti di dispacciamento gestiti da un singolo utente? Si ritiene che debba essere concessa anche alle unità di produzione non rilevanti che non richiedono l'abilitazione la possibilità di costituire aggregati con impianti di diversa tipologia?

2.3 Ulteriori aspetti che caratterizzano il nuovo regime di abilitazione volontaria nella fase RDE-1

2.3.1 Processo di abilitazione per le unità abilitabili su base volontaria

Terna dovrà descrivere in dettaglio nel Codice di rete la procedura necessaria per ottenere l'abilitazione su base volontaria da parte delle unità di produzione e consumo che ne facciano richiesta. L'abilitazione deve essere ottenibile per la fornitura anche di uno solo dei servizi attualmente previsti dal Codice di rete e deve essere consentita agli utenti del dispacciamento la possibilità di dichiararsi disponibili alla fornitura di un servizio "asimmetrico" ovvero che preveda esclusivamente un incremento (oppure decremento) del proprio profilo di immissione (oppure di prelievo).

Si ritiene necessario prevedere inoltre che le imprese distributrici siano adeguatamente informate, nell'ambito del processo di abilitazione, in merito ai punti di immissione o di prelievo inclusi nelle unità virtuali per i quali viene presentata domanda di abilitazione e che possano segnalare a Terna e agli utenti del dispacciamento interessati l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti di cui tenere conto ai fini della definizione delle unità virtuali di produzione e consumo abilitate alla presentazione di offerte su MSD, avendo la possibilità di dichiarare – con adeguata giustificazione - l'impossibilità di includere una o più utenze connesse alle proprie reti, oppure indicare delle limitazioni ex-ante alla loro possibile movimentazione.

Il Codice di rete dovrà prevedere in particolare una procedura di pre-qualifica basata su test da remoto ed eventualmente anche prove in sito che consenta a Terna di verificare l'effettiva possibilità di fornitura del servizio richiesto da parte dell'utente del dispacciamento. Il Codice di rete dovrà inoltre prevedere la possibilità per Terna di effettuare – anche a valle dell'ottenimento dell'abilitazione – un monitoraggio della effettiva disponibilità dell'utente alla fornitura dei servizi per i quali è abilitato.

³ A settlement Terna confronta per ciascuna unità di produzione (consumo) il programma vincolante in immissione (prelievo), come risultante dai mercati dell'energia e come eventualmente modificato in esito a MSD, con l'immissione (prelievo) effettiva.

S6. Si ravvisano delle criticità nei criteri generali del processo di abilitazione individuato dall'Autorità?

2.3.2 Criteri di abilitazione sulla base della capacità di immissione e prelievo

L'Autorità ritiene opportuno prevedere che Terna definisca un limite inferiore alle capacità di immissione o prelievo relativamente alle unità virtuali di produzione e consumo, al di sotto del quale non sia possibile procedere all'abilitazione di detta unità a MSD; tale soglia minima dovrebbe essere:

- sufficientemente bassa da non limitare la partecipazione delle unità virtuali al predetto mercato;
- sufficientemente alta da assicurare che la movimentazione delle unità virtuali su MSD abbia un impatto significativo e misurabile sul sistema.

Secondo l'Autorità un valore ottimale potrebbe essere pari a 1 MW: la definizione puntuale è comunque rimandata al Codice di Rete di Terna.

In coerenza con la taglia minima sopra descritta Terna dovrà, come detto, definire anche i nuovi requisiti tecnici che consentono l'abilitazione su base volontaria. Si ritiene in particolare che:

- le potenze minime negoziabili (MW) dalle unità virtuali e i vincoli di gradiente ad esse applicabili (MW/minuto) debbano essere definiti da Terna in considerazione della taglia minima degli aggregati;
- la durata minima di fornitura di una determinata risorsa di dispacciamento da parte di una unità virtuale sia determinata da Terna tenendo conto dell'obiettivo di non costituire un impedimento alla partecipazione di unità virtuali al mercato (secondo gli standard internazionali tale limite di durata non dovrebbe eccedere le due ore, tuttavia è lasciata facoltà a Terna di definire un limite superiore fornendone adeguata giustificazione).

S7. Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito alla taglia minima degli aggregati e alla revisione dei requisiti tecnici di gradiente e durata?

2.3.3 Revisione dei criteri di priorità da adottare in presenza di più offerte di vendita caratterizzate da uno stesso prezzo

L'introduzione di nuovi punti di dispacciamento richiede una revisione dei criteri di priorità da adottare in presenza di più offerte di vendita caratterizzate da uno stesso prezzo (articoli 30 e 31 della deliberazione 111/06). A tale proposito va rilevato come la facoltà lasciata alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili (programmabili e non) di aggregarsi con unità di produzione non rinnovabili in un unico punto di dispacciamento richieda di assegnare alla UVA un'apposita priorità di dispacciamento, diversa da quella riconosciuta alle rinnovabili. Si ritiene quindi opportuno prevedere il

seguinte ordine, in cui, rispetto a quello attualmente vigente, è stata inserita la nuova lettera f):

- a) le offerte di vendita delle unità essenziali ai fini della sicurezza, nelle ore in cui sono dichiarate indispensabili;
- b) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, diverse da quelle di cui alla lettera f);
- c) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili programmabili, diverse da quelle di cui alla lettera f);
- d) le offerte di vendita delle unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento;
- e) le offerte di vendita delle unità di produzione Cip 6/92, delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04, delle unità di produzione 74/08 e delle unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva;
- f) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili non rilevanti abilitate a partecipare a MSD anche se aggregate con unità di tipologia diversa;
- g) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata;
- h) le altre offerte di vendita.

2.3.4 *Il ruolo del GSE nella partecipazione a MSD*

Quanto sopra detto, da un punto di vista concettuale, potrebbe trovare applicazione anche nei casi in cui il GSE è utente del dispacciamento. Si ritiene tuttavia che tale possibilità debba essere oggetto di approfondimento soprattutto nei casi di *feed in tariff* (in cui il ritiro commerciale dell'energia elettrica immessa in rete è parte integrante dello strumento incentivante) e di scambio sul posto. In tali casi, infatti, l'eventuale operato del GSE su MSD avrebbe effetti sugli incentivi erogati ai produttori nonché sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dalla componente tariffaria A3⁴. Potrebbe invece essere consentita la partecipazione su MSD, da parte del GSE, nel caso di unità di produzione che accedono al ritiro dedicato: in relazione a tali unità di produzione, infatti, non vengono erogati incentivi (o, almeno, non nell'ambito del ritiro dedicato) né vengono previste compensazioni sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate. Peraltro l'accesso al ritiro dedicato, ove consentito⁵, è opzionale alla partecipazione al libero mercato: pertanto i produttori eventualmente non soddisfatti dei risultati ottenuti dal GSE possono rivolgersi ad altri trader.

⁴ Si ricorda, infatti, che nei casi di *feed in tariff* (incluso il Cip 6/92 e con l'unica eccezione dei decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012) e nei casi di scambio sul posto la cosiddetta "quota residua" di sbilanciamento è posta in capo al Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

⁵ Tale accesso è, ad esempio, negato per gli impianti di taglia superiore a 1 MW che usufruiscono degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012.

S8. *Quali considerazioni potrebbero essere sviluppate in merito alla partecipazione a MSD da parte del GSE?*

2.3.4 *Modalità di offerta in MSD per le UVA - unità virtuali di produzione e consumo abilitate*

Si ritiene opportuno che Terna definisca le modalità di offerta per le unità virtuali abilitate di produzione e consumo nel Codice di Rete in modo da assicurare, per quanto possibile, parità di trattamento rispetto alle altre unità abilitate a MSD. L'Autorità fisserà, pertanto, solamente alcuni criteri puntuali cui Terna sarà chiamata a conformarsi. In particolare si ritiene che:

- per le UVA non trovino applicazione i prezzi relativi alle offerte di minimo e spegnimento, in quanto tali unità sono prive per loro natura di un minimo tecnico;
- l'offerta di accensione rimanga riservata alle sole unità rilevanti abilitate termoelettriche;
- l'offerta di cambio assetto rimanga riservata alle sole unità rilevanti abilitate termoelettriche di tipo combinato o ripotenziato.
- le UVA abbiano la facoltà di offrire in modo "asimmetrico" solamente nella modalità a salire o a scendere, coerentemente con l'abilitazione ottenuta.

Inoltre, poiché la definizione del programma post-MI di immissione e prelievo, nell'attuale assetto di mercato, precede di alcune ore le effettive immissioni e prelievi dalla rete, si ritiene che gli utenti del dispacciamento di unità di produzione da fonti non programmabili e di unità di consumo possano segnalare a Terna a ridosso del tempo reale per il tramite del RUP l'effettiva disponibilità alla fornitura di servizi di dispacciamento in funzione di una previsione più aggiornata rispetto a quelle disponibili per le sessioni di MI.

A tal fine si ritiene inoltre che le imprese distributrici abbiano la possibilità di informare gli utenti del dispacciamento in merito ad eventuali vincoli di rete che rendono momentaneamente non attivabile una determinata utenza aggregata in una unità virtuale abilitata.

S9. *I principi della non discriminazione e della parità di trattamento delle unità abilitate devono necessariamente essere declinati al fine di non impedire la partecipazione delle unità virtuali al mercato: si ravvisano delle criticità nei criteri individuati dall'Autorità per le modalità di offerta di tali unità?*

2.3.5 *Regolazione economica da applicarsi ai punti di dispacciamento*

La regolazione economica si ritiene debba seguire i criteri attualmente vigenti. Per maggiore chiarezza, nel seguito vengono riportate alcune precisazioni in merito ai punti di dispacciamento (compresi i punti di nuova abilitazione) relativi a unità di produzione rilevanti abilitate o ad UVA che partecipano a MSD.

Per tutti i sopra richiamati punti di dispacciamento si ritiene che debba trovare applicazione la regolazione attualmente vigente per le unità abilitate, ivi incluse l'applicazione del corrispettivo per mancato rispetto degli ordini di dispacciamento nonché del corrispettivo di non arbitraggio (limitatamente ai soli punti di dispacciamento per unità di consumo⁶) e la regolazione duale degli sbilanciamenti (per la quale si rimanda ai commi 40.1 e 40.2 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e tenendo conto della loro imminente revisione che sarà oggetto di un apposito documento per la consultazione).

Inoltre per le unità virtuali abilitate le movimentazioni disposte su MSD modificano l'intero programma dell'unità abilitata che costituisce, pertanto, la *baseline* vincolante di riferimento rispetto alla quale valorizzare i servizi resi e regolare gli sbilanciamenti. In particolare il programma vincolante associato a ciascuna unità abilitata è pari al programma post MI associato a detta unità corretto per tenere conto delle movimentazioni disposte su MSD.

2.3.6 *Definizione del periodo rilevante ai fini del settlement*

Il periodo rilevante ai fini del settlement degli sbilanciamenti è fissato a 15 minuti per tutte le unità di produzione e consumo (anche virtuali) abilitate a MSD, pertanto anche per le unità che richiedono l'abilitazione su base volontaria. Per le unità per le quali non è disponibile una misura quartoraria essa si dovrà ricostruire a partire dalla misura oraria disponibile, dividendo convenzionalmente per quattro il valore misurato.

2.8.2 *Corrispettivo uplift per le UC abilitate*

Si ritiene opportuno che i prelievi relativi alle unità virtuali di consumo abilitate su MSD non siano soggetti al pagamento di alcune componenti del corrispettivo di dispacciamento denominato *uplift* al fine di tenere conto, in modo convenzionale, dei vantaggi sistemici potenzialmente derivanti dalla loro partecipazione a MSD.

⁶ Si fa presente che il comma 41.4 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 già oggi prevede l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio agli acquisti e alle vendite operate su MSD riferibili a punti di dispacciamento per unità di consumo. Tale disposizione fu introdotta a suo tempo in previsione di una futura apertura del mercato dei servizi alla domanda: essa non ha trovato sinora alcuna applicazione in quanto nessun punto di dispacciamento per unità di consumo è stato mai abilitato al mercato dei servizi; essa diventerà, invece, immediatamente applicativa (non si ritiene debbano essere apportate modifiche a questo aspetto) con l'apertura del MSD alla domanda illustrata nel presente documento.

Più in dettaglio, si ritiene opportuno non applicare le componenti di cui al comma 44.1, lettere a) e b), dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

S10. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere esposte in merito all'apertura del MSD a tutte le unità di produzione e di consumo? Quali ulteriori elementi dovrebbero essere approfonditi (si tenga conto, al riguardo, che non è al momento possibile mutare l'impostazione dell'attuale regolazione del dispacciamento)?

Appendice – Altri interventi funzionali all’evoluzione del mercato elettrico verso il nuovo paradigma

Obblighi in capo ai produttori da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita

Allo scopo di permettere una gestione in sicurezza del sistema elettrico attraverso una migliore capacità previsionale e rendere possibile la fornitura di risorse al sistema elettrico, sono state introdotte nel tempo dall’Autorità specifiche regole tecniche di connessione e obblighi in capo agli utenti del dispacciamento titolari delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita. Di seguito si riportano gli interventi principali.

Inizialmente, per i soli impianti eolici e fotovoltaici di maggiore potenza e di nuova realizzazione, è stata prevista l’obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l’insensibilità ai buchi di tensione. A tal fine, Terna ha definito nuovi appositi Allegati al proprio Codice di rete (quali gli Allegati A17 e A68) che sono stati successivamente approvati dall’Autorità.

Terna ha anche predisposto altri Allegati al Codice di rete relativi agli impianti di generazione distribuita. Tali requisiti sono stati successivamente resi gradualmente obbligatori dall’Autorità. Ad esempio, con la deliberazione 84/2012/R/eel, l’Autorità ha verificato positivamente l’Allegato A70 al Codice di rete e ha previsto l’obbligatorietà, per gli impianti di produzione di energia elettrica, da connettere in bassa e media tensione a far data dall’1 gennaio 2013 (con un periodo transitorio per gli impianti connessi in bassa e media tensione dall’1 aprile 2012 al 31 dicembre 2012), di installare dispositivi atti a consentire ai medesimi di rimanere connessi qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell’intervallo 47,5 – 51,5 Hz (anziché nell’intervallo 49,7 – 50,3 Hz), evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno di ingenti quote di generazione distribuita a seguito di modeste variazioni della frequenza di rete. L’Autorità ha inoltre imposto interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 dicembre 2012⁷.

⁷ Più in dettaglio:

- gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione aventi potenza superiore a 50 kW hanno l’obbligo di installare il sistema di protezione di interfaccia a sblocco voltmetrico, modificando le regolazioni al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza e tensione degli impianti, con scadenza 31 marzo 2013;
- gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione fino a 50 kW e gli impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione aventi potenza superiore a 20 kW hanno l’obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza (nella fascia ridotta 49 – 51 Hz), con scadenza 30 giugno 2014;
- gli impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione aventi potenza superiore a 6 kW e fino a 20 kW hanno l’obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di

Gli interventi di cui sopra hanno dato fino ad oggi importanti risultati, ponendo l'Italia in una posizione all'avanguardia nel contesto europeo, anche alla luce del *Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione del 14 aprile 2016 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete*. A tal proposito ENTSO-E ha recentemente posto l'attenzione sull'intervallo di frequenza entro cui gli impianti di generazione devono rimanere connessi alle reti elettriche, per garantire la sicurezza del sistema elettrico europeo⁸.

È rilevante anche il ruolo del Comitato Elettrotecnico Italiano - CEI ai fini dello sviluppo della generazione distribuita. Esso, tenendo conto dei nuovi Allegati al Codice di rete di Terna (tra cui il già richiamato A70) e, su impulso dell'Autorità, ha redatto e aggiornato le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione (Norma CEI 0-16 nel caso di connessioni in media tensione e Norma CEI 0-21 nel caso di connessioni in bassa tensione) definendo anche i requisiti che gli impianti devono possedere per poter prestare servizi di rete (eventualmente tramite automatismi). Tali requisiti sono poi stati resi gradualmente obbligatori dall'Autorità con propri provvedimenti. Grazie a tali interventi ad oggi tutti gli impianti di generazione distribuita di nuova realizzazione devono essere dotati di sistemi che consentono la regolazione della potenza attiva e l'insensibilità ai buchi tensione proprio come gli impianti di più elevata taglia, seppur con strumenti differenti.

Con la deliberazione 344/2012/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A72 al Codice di rete, relativo alla "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", predisposto da Terna. L'Allegato A72 è stato successivamente aggiornato da Terna al fine di consentire:

- interventi in tempo reale e con modalità certe, riducendo il numero degli impianti di produzione chiamati a prestare il servizio di teledistacco nonché la durata del distacco;
- interventi in corrispondenza dell'impianto di produzione e non del punto di connessione o della cabina primaria, evitando la disconnessione dell'alimentazione dei servizi ausiliari o dei sistemi atti a garantire la sicurezza del sito;
- distacchi selettivi anche di impianti di produzione ubicati presso un centro di consumo che, pertanto, non immettono in rete tutta la propria produzione.

Tale Allegato al Codice di rete riguarda l'interrelazione tra Terna e i gestori di rete, mentre i requisiti dei sistemi che devono essere installati dai produttori e le modalità di comunicazione tra le imprese distributrici e i medesimi produttori sono state definite dal CEI (in particolare dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16).

Con la deliberazione 421/2014/R/eel, l'Autorità ha positivamente verificato l'Allegato A72 modificato, prevedendo che i sistemi atti a consentire il teledistacco, come definiti

ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza (nella fascia ridotta 49 – 51 Hz), con scadenza 30 aprile 2015.

⁸ Si veda il Position paper "Dispersed generation impact on continental Europe region security".

dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16, siano implementati per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW. È stato altresì previsto l'adeguamento obbligatorio per gli impianti esistenti; infine è stato previsto che le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria implementino entro il 31 agosto 2015 i sistemi in grado di ricevere i segnali di distacco da Terna e di inoltrarli ai produttori coinvolti.

Sistemi di accumulo

In un contesto sempre più caratterizzato da aleatorietà della generazione anche di piccola taglia, i sistemi di accumulo possono assumere un ruolo di rilievo sia dal punto di vista del singolo utente della rete sia del sistema nel suo complesso.

In merito all'utilità per il sistema i sistemi di accumulo possono fornire sia risorse di dispacciamento, sia servizi locali legati alla gestione delle reti di distribuzione. In particolare i sistemi di accumulo possono fornire risorse per il servizio di regolazione dell'energia attiva e reattiva, la riduzione delle perdite, il differimento degli investimenti nelle reti, la riaccensione del sistema, la gestione in isola intenzionale di porzioni di rete.

Allo stesso tempo, gli accumuli di energia possono essere utilmente installati lato utente, al fine di bilanciare domanda e produzione per contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili), contenere i picchi di potenza ottimizzando il contratto di connessione, nonché massimizzare l'autoconsumo.

Con la deliberazione 574/2014/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di integrazione nel sistema elettrico per i sistemi di accumulo realizzati da soggetti diversi dai gestori di rete, estendendo a tutte le tipologie di accumuli la medesima regolazione già in precedenza applicata ai pompaggi. Sono state altresì definite le misure dell'energia elettrica ulteriori eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali.

Nel definire la regolazione, l'Autorità non ha introdotto nessuna distinzione tra le diverse tecnologie al fine di non promuovere lo sviluppo di alcune soluzioni a scapito di altre: pertanto, dal punto di vista regolatorio, non esistono differenze tra gli accumuli elettrochimici, gli impianti di pompaggio o altre soluzioni. In più, l'Autorità ha disposto che i sistemi di accumulo siano trattati come singoli impianti di produzione o come gruppi di generazione che costituiscono un impianto di produzione (se presente) perché essi possono immettere energia elettrica in rete e perché tale scelta, dal punto di vista dell'accesso ai mercati, consente una loro più facile integrazione con gli impianti alimentati da fonti non programmabili. Questo approccio rappresenta un primo esempio di regolazione *technology neutral*, principio cardine che ispirerà l'evoluzione della regolazione dei servizi per il sistema elettrico nel prossimo futuro.

Oltre ai sistemi di accumulo installati presso gli utenti, e con esclusivo riferimento agli accumuli elettrochimici (batterie), l'Autorità in questi anni sta valutando se possono

essere identificate casistiche particolari per cui tali accumuli possano essere nella disponibilità dei gestori di rete senza ostacolare la fornitura dei servizi in modo più efficiente da parte di operatori di mercato (“*neutral market facilitator*”).

Per la rete di trasmissione nazionale, tali aspetti saranno oggetto delle conclusioni delle sperimentazioni (accumuli *energy* e *power*), mentre per le reti di distribuzione sono in corso delle analisi finalizzate alla definizione di tali casistiche (come specificato con deliberazione 646/2015/R/eel). Come specificato in fase di consultazione⁹ le casistiche dovranno necessariamente tenere conto delle fasi di apertura dei servizi da parte delle risorse distribuite sulle medesime reti.

Osservabilità delle unità di produzione e di consumo presenti sulle reti di distribuzione

Come detto la maggior penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili allacciate sulle reti di distribuzione richiede un coordinamento sempre più stretto fra il gestore della rete di trasmissione e i gestori delle reti di distribuzione al fine di garantire un adeguato scambio di dati e informazioni relative alle reti gestite.

A tal proposito, recentemente con la deliberazione 646/2015/R/eel (articolo 129, TIQE), l’Autorità ha introdotto dei premi per i gestori di rete che si impegnano a sviluppare la funzionalità innovativa (in ottica *smart distribution system*) denominata “osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse connesse alle reti di distribuzione di energia elettrica in media tensione” o per brevità “osservabilità MT”. Tale funzionalità si articola attualmente in due livelli di complessità:

- a) OSS-1: invio a Terna, da parte dell’impresa distributrice, di dati e misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea;
- b) OSS-2: invio a Terna, da parte dell’impresa distributrice, di stime accurate delle immissioni di generazione, per fonte, e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di distribuzione, in modalità continua e istantanea.

Il livello OSS-1 è caratterizzato dalla messa a disposizione da parte dell’impresa distributrice a Terna, con frequenza di aggiornamento ogni 20 secondi, almeno delle seguenti informazioni, separatamente per singola sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT:

- le misure di tensione alle sbarre MT e alla sbarra AT/AAT (in fase e modulo) della sezioni di trasformazione AAT/MT o AT/MT, ove disponibili all’impresa distributrice ed effettuate per il tramite dei TV attualmente installati in sbarra;
- la misura di corrente in cabina primaria di almeno una linea MT dedicata che collega un impianto di generazione fotovoltaico che immette in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari, ove disponibili all’impresa distributrice ed effettuate per il tramite dei TA di linea, o, in presenza di sistemi che consentano la misura della potenza, la misura di potenza attiva registrata in partenza alla stessa linea MT.

⁹ Vedasi consultazione 255/2015/R/eel.

Il livello OSS-2 è invece oggetto di sperimentazione nel corso del 2016. Esso è caratterizzato da tutti gli aspetti del livello OSS-1 e, in aggiunta, dalla messa a disposizione da parte dell'impresa distributrice al gestore del sistema di trasmissione, separatamente per singola sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT e con frequenza di aggiornamento ogni 20 secondi, di stime accurate della potenza attiva aggregata delle seguenti tre tipologie di utenze della rete MT: utenze passive, utenze attive con generazione fotovoltaica, utenze attive con generazione da altre fonti. Terna e le imprese distributrici hanno avviato a tal proposito specifiche sperimentazioni che si concluderanno entro il 2016 e che hanno lo scopo di definire lo scambio dati e l'indicatore di accuratezza delle stime, nonché verificare l'utilità di tale scambio dati.

Potenzialità derivanti dai recenti interventi regolatori relativi alle apparecchiature di misura presso gli utenti (clienti o prosumer) in bassa tensione

Il decreto legislativo 102/14, ha rimarcato l'esigenza di aumentare la consapevolezza del cliente finale rispetto alla propria impronta energetica. Negli ultimi anni l'Autorità ha sviluppato diverse consultazioni relative a gli aspetti *customer awarness, energy footprint*¹⁰. A tal proposito, i sistemi di misura intelligenti sono uno strumento importante per aumentare la capacitazione.

In attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 102/14 con la deliberazione 87/2016/R/eel, l'Autorità ha definito le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G). La deliberazione prevede la definizione di requisiti funzionali e specifiche abilitanti con riferimento alle misure di energia elettrica prelevata e immessa, presso i punti di scambio, al fine di consentire una più completa e contestuale messa a disposizione dei dati di consumo dei clienti finali in bassa tensione, adottando un approccio neutro e in grado di assecondare l'evoluzione tecnologica man mano che questa renda disponibili nuove soluzioni abilitanti.

Si tenga conto che i misuratori 1G stanno raggiungendo la vita utile prevista a fini regolatori e nei prossimi anni ci sarà una progressiva sostituzione di tali misuratori. L'installazione dei nuovi misuratori 2G renderà, in particolare, possibile la disponibilità giornaliera al Sistema Informativo Integrato e/o ai venditori e/o ad altri nuovi soggetti delle curve quartorarie di energia (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e, per clienti *prosumer*, immessa) entro 24 ore. Tale disponibilità di dati faciliterà, in prospettiva, per la partecipazione a MSD da parte di utenti finali (passivi e attivi; direttamente o indirettamente), connessi in bassa tensione; la predetta disponibilità di dati permetterà altresì il superamento dei limiti derivanti dal *load profiling*, dal momento che, disponendo di letture quartorarie, tutti i punti di prelievo e immissione potrebbero essere soggetti al trattamento orario ai fini del *settlement*.

Per le medesime finalità richiamate, l'Autorità sta valutando l'opportunità, previa separata consultazione, di estendere le specifiche funzionali abilitanti i misuratori

¹⁰ Si vedano in particolare le consultazioni 232/2014/R/eel e 185/2015/R/eel.

intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) anche nei casi in cui occorre misurare solo l'energia elettrica immessa in assenza di prelievi diversi da quelli destinati ai servizi ausiliari e/o l'energia elettrica prodotta.