

## COMMENTI DA PARTE RSE A DCO 255/15 ("SMART DISTRIBUTION SYSTEM") – 17 LUGLIO 2015

**Punto 1.14.** Si separa rigidamente il tema "Smart Grid" da quello di misura (contatori di seconda generazione). Ciò può essere condivisibile, ma ha il difetto di non considerare le funzioni che un contatore più evoluto potrebbe offrire ai fini della comunicazione fra il sistema e gli utenti attivi e passivi, funzioni che potrebbero rispondere almeno in parte alle necessità di scambio di dati ad es. per servizi di demand response. Tale eventualità potrebbe conseguentemente porre specifici requisiti nei confronti delle funzionalità di metering.

### **Punto 2.8.**

Nello "Smart Grid Conceptual Model" sviluppato a livello europeo, (Figure 4 in [ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG\\_Methodology\\_Overview.pdf](ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Methodology_Overview.pdf)), la fornitura di servizi energetici prevede un'interazione tra utenti e attori che forniscono "Energy Service" (es. aggregatore) piuttosto che direttamente con il distributore. Questo potrebbe comportare conseguenze sull'architettura di comunicazione per l'interfacciamento degli utenti che dovrebbe prevedere due tipologie di interazione (tecnica e commerciale)

### **Punto 2.15.**

Questo articolo merita un'attenta riconsiderazione in quanto la sostituzione degli smart meter risulta essere abilitante per la realizzazione delle funzioni di Demand Response che coinvolgono l'utenza diffusa (MT ma anche BT) (a cui per altro il presente documento fa spesso riferimento).

### **Punto 2.17.**

Con riferimento al punto 5 (esercizio avanzato della rete MT), si suggerisce di precisare meglio la definizione di questa funzionalità.

### **Punto 2.18. Tabella 1, riga 3**

Dalla tabella emerge che la regolazione della potenza attiva degli utenti della rete, per servizi alla rete di distribuzione, per es. nel caso di congestioni, non può essere realizzata senza la comunicazione.

Si sottolinea come la funzionalità di regolazione della potenza attiva degli utenti di rete per valori di tensione prossimi a 110%Un e per sotto/sovrafrequenza può essere implementata anche senza comunicazione, sulla sola base di misure locali (es:  $P(f)$ ).

### **Punto 2.24 Tabella 2 livello 1.a**

Si ipotizza la necessità di un rafforzamento anche dei flussi informativi attualmente previsti tra il Centro Operativo e le Cabine Primarie del Distributore

### **Punto 2.25**

Sarebbe opportuno indicare lo standard di riferimento

### **Punto 2.21 – 2.27**

Relativamente a "Funzionalità di monitoraggio: osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse", si afferma che ciò consentirebbe una maggiore efficienza di gestione delle risorse di dispacciamento (2.22), con riferimento però, a quanto sembra (2.27), alle risorse convenzionali attualmente approvvigionate su MSD ex-ante. Non si fa cenno all'obiettivo dichiarato all'inizio del DCO, e cioè coinvolgere la GD stessa nella fornitura di servizi di dispacciamento, per cui il monitoraggio diventa requisito indispensabile, presumibilmente a livello di singolo impianto di generazione "abilitato". A tale riguardo, inoltre, lo scopo del monitoraggio, più che di "correzione delle previsioni" come da Tabella 2, assumerebbe anche un connotato più "real time" di verifica della corretta esecuzione degli ordini di dispacciamento.

Inoltre, la maggiore osservabilità del sistema derivante dall'implementazione di funzioni di monitoraggio avanzate, funzionale ad un migliore controllo del dispacciamento, è in realtà strettamente legata alle modalità di interazione tra TERNA e i distributori che verranno implementate al fine di coinvolgere gli utenti di rete connessi alla rete di distribuzione

nell'approvvigionamento di risorse per i mercati per i servizi ancillari (MSD, MB). Tali architetture dovrebbero, preliminarmente, essere meglio specificate al fine di meglio definire le modalità di comunicazione tra TERNA, distributori ed utenti di rete, e chiarire in che modo i meccanismi di monitoraggio vadano effettivamente implementati.

Come per il caso dei meccanismi di monitoraggio per la potenza attiva, sarebbe altresì importante definire preliminarmente a quali architetture ci si riferisce per il reperimento delle risorse per il controllo di tensione sulla rete MT: decentralizzato a carico del distributore o centralizzato nell'ambito di un MSD opportunamente esteso? Per quanto riguarda la Regolazione della tensione a livello MT, in Tab. 1 (pag.12) si afferma che tale regolazione è realizzabile senza comunicazione con gli utenti di rete (tramite regolazione locale dei generatori). In realtà, al punto 2.29 si chiarisce (Tabella 3 pag.15) che, seppure le implementazioni ridotte (2.a-2.b-2.c) coinvolgano solamente un'azione sui tap changer condotta dal distributore, implementazioni più sofisticate richiedono il coinvolgimento degli impianti degli utenti di rete all'interno della loro *capability*. Quest'ultima modalità richiederebbe di mettere in campo verso i generatori opportuni meccanismi tariffari incentivanti al fine di motivarli a rendere disponibili per il controllo di tensione risorse che altrimenti sarebbero dedicate alla generazione (a meno di non prevedere meccanismi obbligatori non remunerati, almeno entro certi valori di potenza reattiva). Meccanismi di mercato potrebbero non essere ottimali perché le necessità di reattivo sono spesso locali e il loro potrebbe generare problemi di scarsa liquidità e propensione all'esercizio di potere di mercato.

#### **Punto 2.29.**

Spiegare come avviene la comunicazione agli utenti dei dati necessari per il corretto funzionamento della regolazione del reattivo. Sembra contraddittoria l'indicazione riportata a pag. 36 punto 5.7 "interventi di regolazione della tensione presso gli utenti abilitati su segnale inviato dal distributore (funzionalità 2.d)" in quanto si afferma che non serve la comunicazione. Inoltre a pag. 31 punto 4.14b si dice che le funzionalità possono essere realizzate con servizi di comunicazione M2M: in tal caso è incoerente indicare nella Tabella 3 pag. 15 che per il livello 2.d non serve comunicazione. [v. anche S1]

**Punto 2.37**, relativo a "Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete", si fa riferimento alla "possibilità che la generazione distribuita fornisca un servizio di riserva che potrebbe rendere non più necessarie eventuali azioni di accensione e mantenimento in servizio al minimo di unità convenzionali (per la parte a salire), o di spegnimenti (per la parte a scendere) al solo fine di fornire servizi alla rete". Se consideriamo le FRNP, esse avrebbero convenienza ad offrire riserva a scendere, perdendo gli incentivi sulla energia non prodotta in caso di chiamata a scendere, solo in caso di prezzi più negativi del valore dell'incentivo perso. Dualmente, per offrire riserva a salire, il prezzo offerto dovrebbe essere tale da coprire il valore della produzione potenziale non realizzata a causa del mantenimento del margine a salire. Vi sono pertanto dubbi sul fatto che il ricorso alle FRNP rappresenti, nel breve-medio termine, una soluzione economicamente più conveniente.

#### **Punto 2.42.**

Si segnala che i limiti di intervento della protezione e i tempi di scatto sono da rivedere in accordo con l'Allegato A70 del Codice di Rete Terna. Le soglie restrittive riportate (49,8 Hz e 50,2 Hz) diventano (49,7 Hz e 50,3 Hz). Il tempo di scatto riportato per le soglie restrittive (0,15 s) diventa (0,1 s).

#### **Punto 2.47.**

Si suggerisce di specificare il riferimento allo standard di comunicazione da utilizzare in tutte le funzionalità degli smart distribution system in relazione alle relative interfacce previste dall'architettura ICT.

**Punto 2.49** Funzionalità relative all'impiego di sistemi di accumulo per esigenze di rete. L'uso dei sistemi di accumulo, in uno scenario a elevata penetrazione di FER, in talune condizioni sembra consigliabile[1],[3] sia per servizi locali che di sistema. Il quadro normativo però è ancora

incompleto, inoltre la letteratura “tecnico-economica” non ha ancora fornito risposte esaurienti circa il loro uso prospettico sia da parte dei gestori di rete che presso le utenze. Si suggerisce pertanto di continuare la ricerca in questo settore definendo ulteriormente gli aspetti normativi e regolatori (vedi anche S3).

**S1. Si condivide l'analisi delle funzionalità innovative esaminate? Se no, per quali motivi specifici?**

In generale l'analisi è condivisa. Non si reputa però la “6. Impiego di sistemi di accumulo” una funzionalità avanzata, ma un mezzo per ottenere parte delle funzioni indicate in precedenza. Viceversa anche l'impiego degli apparati di comunicazione rientrerebbe tra le funzionalità di supporto allo sviluppo di un *Smart Distribution System*.

Tabella 3 punto 2.d, apparente contraddizione da chiarire: nella prima colonna si afferma “il distributore attiva la funzione di regolazione della tensione locale presso ciascun utente attivo”, nella seconda invece “Non necessita comunicazione con utenti della rete”. Probabilmente si intende che la funzione locale viene attivata dal gestore dell'impianto su indicazione del distributore solo al momento dell'installazione (o solo per poche volte durante l'esercizio), altrimenti non è chiaro come si possa attivare dall'esterno in modo diretto senza avere il canale di comunicazione. Per esempio, in norma CEI si prevede che il distributore possa, in futuro, attivare remotamente la specifica funzione locale di regolazione di tensione con parametri desiderati. Questa considerazione influisce anche sui punti 4.12 e 4.13 in cui si prefigura di incentivare prioritariamente le soluzioni che non prevedono comunicazione con gli utenti. Una possibile soluzione è modificare la seconda colonna con la frase: “non necessita di comunicazione continua con utenti della rete”.

Nella Tabella 3, tra il punto 2.d e il punto 2.e andrebbe integrata un'ulteriore modalità di regolazione della tensione che è simile alla 2.d, ma che richiede la comunicazione tra cabina primaria e utenti di rete. In particolare è ipotizzabile pensare che le curve che legano la potenza reattiva alla tensione possano essere modificate in maniera dinamica dal distributore, come indicato anche dalla IEC 61850.

Nel paragrafo 2.37 si dà poca importanza alla volatilità e alla aleatorietà delle FRNP. In particolare viene considerata la possibilità di fornire un servizio di riserva con un'unità di generazione “non programmabile”. Tale funzione può essere anche fornita, in modo più affidabile, dall'integrazione tra una FRNP e un sistema di accumulo.

Nella tabella 4 sarebbe utile separare le funzioni di regolazione di potenza attiva asservite alla rete di distribuzione, da quelle asservite alla stabilità del sistema.

**S2. Vi sono altre funzionalità innovative che devono essere considerate dall'Autorità? Si prega di fornire analisi costi/benefici basate su esperienze sperimentali in campo.**

Fra le altre funzionalità innovative che possono essere implementate per migliorare la gestione delle reti, si richiamano in particolare le riconfigurazioni di rete [8] o la gestione magliata delle reti di distribuzione [9] anche mediante collegamenti in CC. Per i sistemi che realizzano tali funzionalità non è ancora disponibile una CBA esaustiva, dato che tali metodologie non sono ancora del tutto sviluppate/applicate.

Si cita inoltre la possibilità di esercire in “isola intenzionale” porzioni di rete rispetto al sistema elettrico. Questa funzionalità può garantire una maggiore continuità del servizio e può fornire supporto alla gestione delle emergenze. La tematica è affrontata nel paragrafo 2.36, ma può essere elevato a funzionalità innovativa.

**S3. Si condividono i criteri proposti per l'impiego dei sistemi di accumulo per esigenze delle rete?**

I criteri proposti per l'impiego dei sistemi di accumulo sono in linea con gli studi condotti [10],[11]. Si ritiene opportuna una citazione esplicita della possibilità di incrementare la Hosting Capacity della rete BT, senza richiedere potenziamenti delle linee. Non vengono prese in considerazione, inoltre, le funzionalità che i sistemi di accumulo potrebbero svolgere per la rete di trasmissione e come queste funzionalità andrebbero a interagire con l'esercizio della rete di distribuzione [12],[13].

Occorre probabilmente definire una classificazione e un appropriato quadro normativo che identifichi le numerose funzionalità che possono essere offerte da un sistema di accumulo. I sistemi di accumulo per loro natura sono infatti completamente controllabili sui quattro quadranti. Questa peculiarità permette di utilizzarli, sia lato rete che lato utente, per fornire molteplici servizi alla rete di distribuzione quali, oltre a quelli già considerati nel documento, la traslazione temporale del profilo di generazione e di carico, il mantenimento in “isola intenzionale” di porzioni di rete e una maggiore integrazione delle FRNP tramite l’adozione di sistemi di accumulo distribuito.

#### **Punto 3.7 Tabella 8 1.d**

Oltre al data model, si suggerisce di specificare gli aspetti architetturali ICT e i protocolli di comunicazione di riferimento per la funzione di osservabilità della generazione distribuita. Il canale di comunicazione di questa funzione potrebbe essere condiviso con le altre funzioni di controllo e protezione.

#### **Punto 3.9**

L’Allegato T della norma CEI 0-16 riguarda la comunicazione tra DSO e DER.

Sarebbe opportuno valutare se la soluzione adottata possa essere in prospettiva compatibile con la possibilità dei DER di comunicare con altri attori (es. Aggregatore, Servizi di diagnostica remota) in coerenza con quanto specificato al punto 3.24.

**S4.** *Si condivide l'analisi condotta delle altre regolazioni che interagiscono con lo sviluppo infrastrutturale? Vi sono altri aspetti da considerare?*

Per risolvere i problemi di stabilità della rete di trasmissione occorre capire come la rete di distribuzione potrà interagire con quella di trasmissione, tema qui non affrontato integralmente e che può rappresentare uno spunto per progetti di ricerca o progetti pilota.

Le soluzioni associate all’implementazione dei punti 3.20 e 3.24 dovrebbero essere in linea con gli standard ICT previsti a livello europeo ed internazionale.

In relazione al punto 3.24 tale requisito appare sostanzialmente soddisfatto in termini di Modello dati (Attuale bozza dell’Allegato T CEI 0-16), mentre per raggiungere un livello di interoperabilità più consistente sarebbe necessario specificare anche i servizi e la mappatura su specifico protocollo di comunicazione.

In relazione al punto 3.20 sarebbe utile considerare analoghe esperienze che fanno leva sullo standard IEC CIM (es. <http://www.greenbuttondata.org/> in USA).

**Punto 4.1** Primi orientamenti per la promozione selettiva degli investimenti necessari. Si condivide che gli investimenti per migliorare la stima dello stato, la stima della produzione da FRNP e per migliorare l'uso dei tap changer sono i primi passi da compiere, in linea con le analisi/esperienze di RSE in RdS e progetti EU [5], [6]. Queste azioni permettono sicuramente di aumentare la Hosting Capacity della rete di distribuzione, tuttavia oltre una certa soglia ci si potrebbe scontrare con limiti 'esterni' a questo livello, legati al sistema complessivo [7] (stabilità sistema, congestioni rete trasmissione ecc.). Alcune soluzioni per le reti di distribuzione sono già note e in fase di adozione (controllori locali previsti dalle regole di connessione, interventi di rinforzo rete), mentre quelle che coinvolgono l'intero sistema elettrico sono per alcuni aspetti ferme a un livello di studio o di progetto pilota (inerzia sintetica, accumuli ecc.) e potrebbero essere oggetto di studi approfonditi.

**Punto 4.6** Si ritiene che una valutazione output-based degli interventi da effettuare sia auspicabile e costituisca la strada giusta da percorrere; a questo scopo, occorre mettere a punto una metodologia standard per l'analisi costi-benefici relativa ad interventi su smart-grid. L'applicazione di tale metodologia, ex ante rispetto all'investimento stesso, richiederebbe di definire le modalità per costruire di volta in volta un ambiente di simulazione di riferimento, alimentato da dati accreditati. La messa a punto di una metodologia di analisi costi-benefici dovrebbe inoltre essere effettuata tenendo conto delle attività di ricerca già svolte nel settore da progetti di ricerca [4] e del filone di analisi corrispondente del JRC. L'esperienza di RSE in progetti EU dimostra che passare dalle definizioni astratte ai calcoli con i dati reali (considerando anche che talvolta si ragiona su strumenti di natura prototipale) è spesso complesso e, talvolta, nonostante lo sforzo i valori di sintesi così ottenuti non consentono di confrontare tra loro situazioni inerentemente diverse - soprattutto pensando al livello BT. Per questo si ritiene che tali strumenti di analisi, seppur necessari come chiarito nei punti successivi, debbano rispettare i principi di semplicità e applicabilità.

Qualora si ritenesse opportuno estendere l'analisi costi/benefici includendo le funzionalità che richiedono comunicazione con gli utenti della rete, si segnala la necessità di considerare la possibilità di condivisione dell'infrastruttura di comunicazione da parte delle diverse funzionalità.

Un'analisi costi benefici dovrebbe considerare anche i costi Capex e Opex di comunicazione per motivare lo sviluppo di infrastrutture e servizi TLC adeguati, condivisi fra più funzioni (e quindi a più benefici) e che sfruttino pienamente le possibili sinergie con altri servizi e infrastrutture.

Si concorda con la valutazione dei singoli benefici derivanti dalle singole diverse funzionalità realizzate. Nella valutazione dei benefici può essere conservativo non considerare possibili modifiche alle regole di dispacciamento (nel senso che, in seguito, saranno considerati possibili solo cambiamenti che favoriscono un aumento dei benefici stimati); viceversa, la semplificazione di non considerare i costi delle comunicazioni potrebbe portare a decisioni non corrette.

#### **Punto 4.8**

A fronte di obiettivi di miglioramento dei servizi di rete, se esistono soluzioni 'tradizionali' (adeguamento dei componenti, rinforzi di rete, ecc.) questi interventi costituiscono l'evoluzione naturale e rappresentano la baseline per le valutazioni di priorità di investimento a parità di tipologia di beneficio. Al momento, come discusso in altri punti, non è disponibile una metodologia condivisa per selezionare le aree prioritarie di investimento.

#### **Punto 4.10**

L'orientamento di escludere dagli investimenti le funzionalità che coinvolgono gli utenti risulta penalizzante rispetto agli sviluppi delle funzioni e ai benefici derivanti dalla loro integrazione nelle infrastrutture

Per poter operare nel modo descritto è necessario che i dispositivi installati garantiscano effettivamente l'interoperabilità richiesta dalle future applicazioni.

L'interoperabilità è per definizione legata a scambi informativi. Se si pensa di investire nell'installazione di componenti predisposti per la comunicazione occorre stabilire come garantire che l'attivazione di questa predisposizione non richieda in seguito altri investimenti di adeguamento, aggiornamento, se non di sostituzione, per carenze di interoperabilità.

#### **Punto 4.14b**

La realizzazione di funzioni di monitoraggio e controllo con servizi di comunicazione M2M basati su reti pubbliche deve essere oggetto di opportuna attività di sperimentazione per la misurazione dei parametri di QoS delle comunicazioni [20].

#### ***S5. Si condivide la proposta di individuazione degli output per le due funzionalità innovative selezionate? Si suggeriscono alternative?***

Gli output individuati sono coerenti con le logiche di controllo analizzate[14][15], riteniamo però che la valorizzazione dei progetti non possa prescindere dal calcolo del differenziale tra valori baseline pre-intervento e i valori post-intervento: i risultati possono cambiare profondamente in base al tipo di rete (urbana/rurale; caratteristiche della GD ecc.)[16][17].

. L'output per l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato della rete è basato sulla potenza nominale delle FRNP sottese alla cabina primaria, ma non viene considerato il numero di impianti sottesi. Questo poiché vengono considerati i soli livelli 1.a o 1.b o 1.c.

Nel caso si volesse considerare il livello 1.d, si ritiene opportuno tener conto, nel riconoscimento dei costi e a parità di potenza installata, del numero d'impianti connessi ad una determinata rete,, poiché l'osservabilità di reti con più impianti richiede un maggior numero di interventi.

Per quanto riguarda la previsione di produzione da fonti rinnovabili riteniamo che, qualora il compito sia demandato al DSO, si debbano stabilire criteri di verifica a disposizione di tutti gli stakeholder.

Per quanto riguarda la Hosting Capacity possono essere adottati diversi metodi di calcolo, si ritiene perciò che il metodo più opportuno dovrà essere definito a partire dall'esperienza dei DSO e degli istituti di ricerca. Tale metodo di calcolo deve mantenersi il più semplice possibile, in accordo con i principi espressi dal documento di consultazione, ma dovrà garantire la possibilità di discernere reti molto differenti.

Inoltre si dovrebbe dimostrare che la soluzione innovativa sia preferibile a soluzioni tradizionali (rinforzo di rete) attraverso un'analisi comparativa[18]. Dovendo tali metodi di calcolo essere ancora definiti, il punto 3.11 dovrebbe essere modificato dichiarando esplicitamente che la definizione del calcolo di Hosting Capacity ivi contenuta non deve essere interpretata come il metodo di calcolo che verrà adottato.

Inoltre nel documento non si fa cenno a come le funzioni di regolazione locale della tensione tramite "curve di droop" (già prescritte dalle nuove regole di connessione CEI 0-16 CEI 0-21), possono aumentare sensibilmente l'Hosting Capacity. Tale aumento infatti potrebbe rendere inutili ulteriori interventi.

Riassumendo, è necessario prevedere una modalità di valutazione degli interventi, il più semplice possibile, per tenere in considerazione le differenze che ci possono essere tra le diverse reti, i diversi tipi di generazione installata e le diverse logiche di controllo.

Infine non deve essere sufficiente dimostrare un aumento solo teorico dell'HC: è necessario che nella valutazione complessiva dell'intervento si tenga conto della reale installazione di nuovi impianti di generazione da fonte rinnovabile.

Al punto 4.10 si afferma che non si vogliono incentivare attività che prevedano l'adozione di un sistema di comunicazione perché è necessario aspettare che il quadro normativo si sia assestato e per non rischiare di duplicare gli apparati installati.

Se in futuro però si prevede di adottare sistemi di comunicazione e misura per la maggior parte dei generatori allacciati alla rete, allora i sistemi di osservabilità previsti nel testo potrebbero diventare obsoleti. Riteniamo che questo punto delicato debba essere approfondito. In ogni caso andranno identificate le ricadute, in termini di requisiti ICT[19][20], dei requisiti funzionali 'elettrici' e di chi dovrà raccogliere e gestire i dati di tali misure.

Infine nei punti 3.7 e 3.14 si afferma che diverse funzionalità sono già previste dalle norme tecniche, più avanti (4.10 e 4.11) si afferma che l'uso di tali funzionalità non può essere incentivato perché mancano le regole. Questa affermazione sembra una contraddizione (i costruttori/progettisti potrebbero legittimamente domandare perché hanno dovuto implementare funzionalità che nessuno intende sfruttare), che riteniamo debba essere risolta al più presto allineando le normative.

**S6.** *Si invitano i soggetti partecipanti alla consultazione a fornire ulteriori elementi utili per migliorare le prime considerazioni svolte nell'Appendice D sul rapporto benefici/costi delle funzionalità innovative selezionate.*

Come espresso nel punto precedente riteniamo che i risultati dell'analisi costi/benefici non possa essere uguale per tutte le cabine primarie: ad esempio l'aumento di Hosting Capacity può essere molto diverso in reti con strutture differenti (es. se le nuove richieste di allacciamento sono molto vicine alla cabina primaria di una zona rurale l'uso di linee dedicate può essere la soluzione migliore). Perciò l'analisi costi/benefici dovrebbe essere condotta, se non per ogni singolo intervento, per categorie di reti simili oppure applicando regole di scalabilità e replicabilità dei sistemi intelligenti per la rete

Per un'analisi costi/benefici più esaustiva si potrebbe tener conto degli schemi noti in letteratura [21] e delle esperienze dei progetti europei, rispettando comunque i principi di semplicità e applicabilità sopra espressi ed è richiesto un approfondimento delle analisi di scalabilità e replicabilità dei sistemi innovativi proposti.

**S7.** *Si condividono le indicazioni sulle aree prioritarie? Si suggeriscono alternative?*

Per quanto riguarda questo aspetto, occorre forse distinguere tra necessità di natura sistemica e di natura locale. Per quanto riguarda il sistema, dare la priorità dei finanziamenti solo alle cabine che superano per il 5% del tempo il controflusso per certi aspetti appare riduttivo poiché tale selezione non tiene conto del livello del carico e delle caratteristiche temporali di tale controflusso. Come era ragionevole attendersi, nei progetti dimostrativi si è infatti visto che, in cabine primarie con livelli confrontabili di installato di generazione distribuita, il controflusso è molto differente a causa di una diversa densità di carico. Più in generale, per quanto riguarda il sistema complessivo non è probabilmente il controflusso in CP a causare le maggiori problematiche, ma sono i vincoli sulla rete di trasmissione e/o la potenza di FRNP totalmente installata che è critica; forse quest'ultima dovrebbe rientrare tra i parametri caratterizzanti.

Per quanto riguarda la Hosting Capacity (necessità locali) le aree prioritarie dovrebbero essere quelle in cui vi è una maggiore richiesta di nuovi allacciamenti di impianti di generazione e in cui l'uso di soluzioni smart determini i maggiori aumenti di Hosting Capacity (es. i controflussi in alcune cabine possono essere determinati da grandi impianti collegati in prossimità della cabina primaria o con linee dedicate, che non rappresentano perciò una forte limitazione per nuove installazioni). Per questo sarebbe fondamentale sviluppare una procedura di calcolo di Hosting Capacity che riesca a distinguere le situazioni delle diverse reti.

Si suggerisce inoltre di considerare fra i criteri di priorità l'estensione fisica delle reti.

**S8.** **Si ritiene che debbano essere considerati aspetti particolari per le aree urbane, ad elevate densità di carico e quindi con limitati problemi di inversione di flusso?**

E' vero che le aree urbane presentano limitate inversioni di flusso presentando una caratteristica di carico prevalente, ma è anche vero che sono i punti dove maggiormente si avrà la crescita di nuove tipologie di carico (pompe di calore, veicoli elettrici) e dove si potrebbero verificare/applicare programmi di demand/response a livello di singola utenza. Si deve tenere conto che, qualora questa funzione fosse implementata, essa richiederebbe almeno il monitoraggio dettagliato delle potenze attive per poter essere efficace. La mancata strumentazione della rete ai limiti delle varie utenze equivale a escludere a priori questo tipo di sperimentazione.

**Punto 5.2** – Riguardo al fatto che i costi degli apparati siano da porre a carico degli utenti finali in funzione della redditività potenziale realizzabile, si fa presente che in molti casi è necessario rimuovere un "attrito di primo distacco" dovuto alla novità del servizio, così da rendere evidente agli utenti finali che la redditività esista realmente. Pertanto, in una prima fase di "upscaling" ovvero di "experience building" potrebbe essere opportuno introdurre meccanismi temporanei di cofinanziamento e/o incentivazione per chi installa gli apparati che permettano, es., una partecipazione ai meccanismi di regolazione da parte di utenti di rete in distribuzione.

Per quanto in particolare riguarda la cyber security la responsabilità e i costi di gestione non potranno ricadere totalmente sull'utente ma dovranno necessariamente prevedere uno schema misto.

**Punto 5.15-b** Considerata la velocità di fluttuazione nella producibilità di alcune FRNP (es. FV, che di fatto non ha inerzia), occorre anche approfondire il possibile ruolo dei carichi nei servizi di dispacciamento.

#### **Punto 5.24**

L'articolo, di sicura rilevanza tecnica e strategica, potrebbe essere indirizzato verso un contributo alla regolazione di settore a livello Europeo (Smart Grid Cyber Security Policy) e nazionale (Codice di Rete della Trasmissione e Distribuzione) [23]

#### **Punto 5.25**

L'azione di monitoraggio dovrebbe essere funzionale anche alla sicurezza ICT ed avvenire a valle dell'attuazione di uno schema di regolazione sulla cyber security degli Smart Distribution System.

**S9.** *Si ritiene che la regolazione incentivante proposta nel capitolo 4 sia sufficientemente “future-proof” rispetto ai possibili sviluppi innovativi? In altri termini, ci sono motivi per ritenere che gli investimenti delle imprese distributrici necessari per sviluppare le funzionalità innovative possano precludere o preconstituire in modo non desiderabile le scelte future in tema di partecipazione delle risorse diffuse al mercato dei servizi di dispacciamento?*

Le misure incentivanti non sembrano precludere lo sviluppo di ulteriori funzionalità. Anzi, potrebbe essere un'opportunità per lo sviluppo di un sistema valutativo uniforme e sistematicamente applicabile.

**S10.** *Si condividono le prime ipotesi circa la possibilità di far sostenere al distributore, in relazione al beneficio per il sistema, parte dei costi relativi agli apparati di utenza, nei casi indicati al punto 5.10? Se sì, in quali condizioni e in quale misura? Se no, per quali motivi?*

Il punto 5.7 stabilisce che il DSO richieda a utenti attivi di attivare alcune funzioni utili alla regolazione di rete coprendo parte dei costi di attivazione (retrofit). In 3.10 si sostiene che alcuni utenti potrebbero avere già disponibili queste funzioni. In questo caso, dal momento che il costo di attivazione delle funzioni sarebbe inferiore, andrebbe stabilito se il distributore dovrebbe riconoscere solo parte del costo di attivazione o anche parte dei costi che l'utente ha sostenuto in precedenza alla necessità di regolazione. A nostro avviso, non è necessario riconoscere costi già sostenuti.

**S12.** *Si condividono le indicazioni circa le aree di ulteriore sperimentazione proposte? Ve ne sono altre da considerare?*

Condividiamo le indicazioni. Inoltre sono da considerare, in quanto ripresi spesso nel documento:

- Pilota dedicati al miglioramento delle tecniche di state estimation su reti critiche (argomento già oggetto dei progetti pilota avviati in passato)
- Progetti finalizzati alla classificazione dei servizi forniti da storage e alla loro CBA. In ambito Europeo (in accordo con il documento ENTSOE[22]) le attuali metodologie di CBA sembrano carenti nel valutare sistemi di accumulo
- Veicolo elettrico: valutazione dei possibili servizi ancillari (in qualità di carico flessibile), per le varie tipologie di ricarica e di utilizzatore (mobilità privata o pubblica). sperimentazione di reti di distribuzione in BT in corrente continua per i sistemi elettrici integrati nelle isole. Un'ulteriore area potrebbe essere quella del funzionamento in isola intenzionale di porzioni di rete, in caso di anomalie, nella direzione del miglioramento della qualità del servizio e avvalendosi dei generatori ed eventuali accumuli installati in tali porzioni
- Magliatura della rete di distribuzione in CA con collegamenti in corrente continua, tra due diverse cabine primarie, mediante convertitori elettronici al fine di migliorare la gestione dei flussi di potenza e, rispetto a una magliatura in corrente alternata, limitare le correnti di corto circuito e la propagazione dei disturbi. Inoltre la presenza di un sezione CC può agevolare la connessione di sistemi di accumulo e carichi. La magliatura può consentire la contro-alimentazione di carichi connessi a linee affette da guasto a seguito della selezione



del tronco guasto. In generale è possibile ottenere benefici in termini di Hosting capacity, qualità e continuità del servizio.

***S14. Quali aspetti dovrebbe considerare l'Autorità, nella propria regolazione, per favorire lo sviluppo di corrette pratiche di cyber security?***

L'Autorità dovrebbe considerare nella propria regolazione i requisiti di cyber security che il Codice di Rete e la normativa (CEI-021) dovrebbero soddisfare specificando le soluzioni standard da adottare. Al fine di muovere un passo concreto verso lo sviluppo della regolazione e la definizione dei meccanismi incentivanti, si suggerisce l'attivazione di una Sperimentazione Pilota sulla Cyber Security relativa ai

1) Sistemi di Protezione ICT secondo quanto previsto dallo standard IEC 62351 (funzioni di autenticazione dei nodi e integrità dei messaggi)

2 ) Sistemi di Monitoraggio ICT dei sistemi e delle comunicazioni al fine di misurare la QoS delle comunicazioni applicative e di sviluppare funzioni di rilevamento e diagnostica delle anomalie. Tale sistema di monitoraggio della sicurezza assume un ruolo chiave relativamente alla controllabilità degli indicatori dei meccanismi incentivanti.

Per quanto riguarda il contributo della Ricerca di Sistema, si veda la sperimentazione del Laboratorio RSE PCS-ResTest [ref. Cyber Security Reti Attive, PAR 2014]

## RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Rapporto RSE 13001147 “Impatto sulle reti di distribuzione dello sviluppo della generazione distribuita da fonti rinnovabili”; Autori: D. Moneta (RSE SpA)
- [2] Rapporto statistico “Energia da fonti rinnovabili” Gestore dei Servizi Energetici Divisione Gestione e Coordinamento Generale Unità Studi e Statistiche Marzo 2015
- [3] M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, Analytical approach to identify optimal position and exchange profile of storage systems in distribution networks”, ICCEP 2015
- [4] GridEU, GRID+, evolVDSO, iGreenGRID, REALISEGRID, GridTech, e-Highway2050 in particolare
- [5] Rapporto Finale RSE 14000700 “Progetto RETI ATTIVE: Generazione distribuita e reti attive. Rapporto di sintesi dell'attività 2013”; Autori: C. Bossi (RSE SpA)
- [6] <http://www.igreengrid-fp7.eu/deliverables>
- [7] Terna; Piano di Sviluppo 2015
- [8] Rapporto RSE 13000494 “Analisi sull'adozione di soluzioni di accumulo nella rete elettrica. Approfondimenti circa gli algoritmi di ottimizzazione basati sulla configurazione della rete di distribuzione”; Autori: D. Moneta (RSE SpA), D. Falabretti (Politecnico di Milano), M. Merlo (Politecnico di Milano), M. Del Fanti (Politecnico di Milano)
- [9] Rapporto RSE 14000395 “Analisi di reti attive MT in CA magliate e con collegamenti in CC e studio delle problematiche di protezione a fronte di guasto nella rete BT in corrente continua RSE”; Autori: F. Belloni (RSE SpA), C. Chiappa (RSE SpA), C. Gandolfi (RSE SpA), M. Brenna (Politecnico di Milano)
- [10] Rapporto RSE 13003736 “ISGAN Discussion Paper “Smart Grid Processes, People and Policies”; Autori: I. Gianinoni (RSE SpA)
- [11] Rapporto RSE 14000795 “Analisi delle applicazioni dell'accumulo elettrico nelle reti di distribuzione e presso i clienti finali”; Autori: D. Moneta (RSE SpA), M. Merlo (Politecnico di Milano), D. Falabretti (Politecnico di Milano), M. Delfanti (Politecnico di Milano)
- [12] Rapporto RSE 14000792 “State Estimator, cosimulazione e nuove ipotesi di ricerca per il controllo di reti MT”; Autori: S. Corti (RSE SpA), C. Carlini (RSE SpA), D. Moneta (RSE SpA), M. Rossi (RSE SpA), E. Ghiani (Università di Cagliari), G. Celli (Università di Cagliari), F. Pilo (Università di Cagliari)
- [13] Rapporto RSE 13000491 “Specifiche dei servizi che una rete di distribuzione attiva rende disponibile per la rete di trasmissione”; Autori: D. Moneta (RSE SpA), C. Carlini (RSE SpA), P. Mora (RSE SpA), S. Corti (RSE SpA)
- [14] Rapporto RSE 14000791 “Controllore centralizzato per reti MT: prove in campo e ulteriori sviluppi”; Autori: C. Michelangeli (RSE SpA), D. Moneta (RSE SpA), C. Carlini (RSE SpA), G. Viganò (Università degli studi di Milano)
- [15] Rapporto RSE 14000645 “Strategie per il controllo di reti di distribuzione attive in MT e di microgrid in BT”; Autori: E. Corsetti (RSE SpA), G. Guagliardi (RSE SpA), C. Sandroni (RSE SpA), R. Scattolini (Politecnico di Milano)
- [16] CIRED, Lyon 15-18 June 2015 “On the definition and applicability of key performance indicators for evaluating the performance of smart grid concepts”; M. Rossi (RSE SpA), B. Bletterie (AIT – Austria), M. Sebastian Viana (ERDF – France), J. Varela Sanza (Iberdrola – Spain)
- [17] AIET 2015 “Applicazione dell'algoritmo DISCOVER per la stima di Hosting Capacity delle reti attive di distribuzione”; G. Viganò (RSE SpA), M. Rossi (RSE SpA), D. Moneta (RSE SpA), M. Gallanti (RSE SpA)
- [18] Rapporto RSE 14000794 “Pianificazione di una rete MT in presenza di generazione eolica e a biomassa, con valutazioni sull'uso di sistemi di accumulo”; Autori: S. Corti (RSE SpA), G. Celli (Università di Cagliari), G. Pisano (Università di Cagliari), G. G. Soma (Università di Cagliari), E. Fasciolo (A2A SpA)
- [19] Rapporto RSE 14000419 “Studio relativo all'applicazione di procedure di verifica delle prestazioni di reti Ethernet/IP a canali di comunicazione tempo varianti e caratteristiche di canali power line su reti di distribuzione di media tensione”; Autori: C. Tornelli (RSE SpA), S. Peraboni (RSE SpA), H. Shadmehr (RSE SpA), S. D Alessandro (WiTiKee), A. M. Tonello (WiTiKee)

[20] Rapporto RSE 14000425 “Smart Grid e Cyber Risk: casi d’uso, comunicazioni e sperimentazioni”; Autori: G. Dondossola (RSE SpA), R. Terruggia (Collaboratore a Progetto), J. Szanto (Consulente)

[21] Rapporto RSE 13000834 “Confronto tra metodologie per l’analisi costi benefici (ACB) delle Smart Grid”; Autori: A. Bassini (RSE SpA)

[22] Continental Central South Regional Stakeholders Workshop on ENTSO-E TYNDP 2014 [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNDP/2014/Stakeholder%20Interaction/140320\\_CCS\\_workshop%20minutes\\_FINAL.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2014/Stakeholder%20Interaction/140320_CCS_workshop%20minutes_FINAL.pdf)

[23] Progetto Europeo SoES “Security of Energy Systems”, Deliverable D4 “ICT Security in Energy Smart Grids - Best Practices”, Agosto 2014; Autori António M. Carrapatoso (EFACEC), Alessio Coletta (GCSEC), Giovanna Dondossola (RSE), Bela Genge (GCSEC), Bruno André Ferreira (EFACEC), Gian Luigi Pugni (ENEL ICT), Paulo Rodrigues (EFACEC), Roberta Terruggia (RSE), Stefano Vassallo (ENEL ICT)