

LO SVILUPPO DELLE SMART GRID E IL FUTURO

DISPACCIAMENTO DELLA GD

M. Delfanti, G. Monfredini, V. Olivieri – Politecnico di Milano

Introduzione

Le smart grid, basate su strutture e modalità operative fortemente innovative, sono in grado di mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema e di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD (e delle FRNP) che rappresentano l'innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione, e sui sistemi elettrici più in generale.

L'aumento di queste nuove forme di generazione dell'energia elettrica ha richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione, protezione e automazione delle reti di distribuzione MT e BT, spinto in modo pressante da provvedimenti tecnici-regolatori intrapresi, in tempi molto brevi, per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Questi provvedimenti hanno permesso (non ancora su larga scala, ma almeno in alcuni esperimenti, come quelli favoriti dalla Delibera 39/10) l'ottimizzazione dei flussi di energia elettrica lungo le reti MT con un aumento significativo delle prestazioni, con particolare riferimento alla gestione dei guasti e alla QoS, oltre alla possibilità di integrare crescenti quantità di GD consentendo lo sviluppo di strategie di controllo in tempo reale delle risorse di rete (previsione e monitoraggio). Ciò è rilevante anche nella prospettiva di crescita delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici e dei sistemi di accumulo che saranno connessi in futuro alle reti di distribuzione, soprattutto a livello BT.

Le smart grid sono soluzioni innovative che possono essere utilizzate e sfruttate appieno per consentire alla GD e alle FRNP di fornire risorse di regolazione utili per il sistema: questo sviluppo porta ad una revisione della disciplina del dispacciamento (dispacciamento locale); l'abilitazione alla fornitura delle risorse può avvenire, infatti, soltanto attraverso la diffusione di opportuni sistemi di comunicazione avanzati e di nuove tecnologie capaci di scambiare segnali in tempo reale con i generatori alimentati da FRNP, agevolando l'approvvigionamento di servizi ancillari sia durante il normale funzionamento (servizi di controllo e dispacciamento, quali ad esempio la regolazione di frequenza, la regolazione di tensione, la erogazione/assorbimento di potenza reattiva e la predisposizione della riserva) sia in situazioni di emergenza (partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico, servizi di interrompibilità del carico, disponibilità all'utilizzo del telescatto). La possibilità per la GD di fornire risorse per il dispacciamento permetterebbe al DSO di controllare e operare in tempo reale sulla generazione, sul carico (e su eventuali sistemi di accumulo) presenti sulle reti di distribuzione, conseguendo miglioramenti sulla sicurezza dell'esercizio per l'intero

sistema elettrico e sull'efficienza totale del sistema tramite l'utilizzo di risorse (locali e non) ad oggi non adeguatamente sfruttate, come illustrato nel recente DCO 354/2013/R/eel dell'Autorità.

FRNP e criticità connesse al dispacciamento

La disciplina del dispacciamento, come strutturata prima della delibera ARG/elt 160/11, diventa più complessa in presenza di una grande quantità di energia prodotta da FER e da GD (in particolare FRNP). Ciò è dovuto in primo luogo alle caratteristiche di intermittenza ed aleatorietà che caratterizzano la fonte primaria e, in secondo luogo, al fatto che storicamente tali caratteristiche hanno di fatto esonerato questi impianti dal fornire servizi di rete. La diffusione delle fonti rinnovabili (soprattutto non programmabili) e della GD influisce, infatti, sull'approvvigionamento delle risorse; i profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP e della GD modificano in maniera significativa l'andamento orario dei carichi a livello zonale che è necessario soddisfare con gli impianti di generazione tradizionale e, inoltre, la mancanza di informazioni circa il livello e la localizzazione di questi impianti (situazione antecedente la delibera 281/2012/R/eel) e circa il relativo profilo di produzione orario zonale non consente:

- in fase di previsione, di prevedere adeguatamente la produzione di tali impianti da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP);
- in tempo reale, di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zonal residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

L'elevata penetrazione di impianti alimentati da FRNP comporta, infatti, la riduzione, o comunque la variazione, del carico residuo, con il conseguente incremento delle difficoltà di costituzione dei margini di riserva necessari per gestire l'aleatorietà della fonte e del carico.

La presenza di FER induce la necessità di predisporre margini di riserva (primaria, secondaria e terziaria) incrementati rispetto alla situazione in cui le FER, che non forniscono contributi in termini di predisposizione di margini di riserva, non sono presenti, implementando azioni di controllo più stringenti rispetto a quanto effettuato di norma; dati Terna mostrano come negli ultimi quattro anni ci sia stata una riduzione del 25%-30% della capacità regolante sul sistema elettrico.

In linea più generale, la priorità di dispacciamento e la non programmabilità delle FRNP, e la necessità che dette unità risultino comunque programmate in immissione, rende più difficile la gestione in tempo reale delle unità di produzione da fonte convenzionale soprattutto in presenza di parchi di produzione tradizionali caratterizzati da una certa rigidità in termini di modulazione del livello di produzione, nonché di spegnimento e riavviamento dei gruppi. La gestione della riserva è più difficile anche in riferimento al carico, che risulta parzialmente coperto dalle unità alimentate da FER e dalla GD. Ciò significa che il parco di produzione deve essere modulato di volta in volta per

il carico residuo, che non è noto a priori. Queste problematiche hanno una particolare rilevanza nel caso di sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi, per i quali la rigidità del dispacciamento risulta critica. Quindi, a fronte di particolari vincoli del sistema elettrico determinati dalla configurazione della rete, potrebbe accadere che la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalla GD comporti una riduzione dell'ammontare delle risorse disponibili per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico. Tale problema è ancora più accentuato nel caso di fonti rinnovabili non programmabili: la riduzione di risorse si oppone alla necessità di far fronte ad aumentati fenomeni di imprevedibilità nel livello effettivo di produzione.

In aggiunta alle considerazioni di efficienza del sistema legate ad un aumento dei costi di dispacciamento, è inoltre possibile affermare che le criticità legate alla presenza di FRNP ostacolano anche la possibilità di rispettare gli scambi di energia con l'estero. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommino a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno. Infatti la produzione termoelettrica minima in grado di fornire i servizi di regolazione necessari sul sistema si somma alla elevata produzione rinnovabile determinando un surplus di generazione nazionale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno se non modulando l'importazione.

L'analisi di adeguatezza del sistema elettrico evidenzia, quindi, come l'ingente produzione degli impianti fotovoltaici (e delle FRNP in generale) possa determinare, soprattutto nelle giornate di basso carico, la necessità di massimizzare l'uso degli impianti di pompaggio disponibili, di limitare l'import e di applicare procedure per la riduzione delle FRNP al fine di garantire la riserva minima regolante dei gruppi termoelettrici.

Nuovi servizi per il dispacciamento

Per garantire il corretto funzionamento del complessivo sistema elettrico nazionale, e una migliore gestione dei flussi di energia, potrebbe essere opportuno impiegare anche risorse fornite, in prima battuta, dalle FRNP connesse sulle reti di trasmissione AT e AAT e, in seconda battuta, dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT.

Questo comporta pertanto una revisione della disciplina del dispacciamento (avviata con la deliberazione ARG/elt 160/11, e meglio inquadrabile nel percorso di regolazione descritto in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) che deve essere coordinata con lo sviluppo delle infrastrutture di rete, agevolando l'approvvigionamento di quei servizi che ad oggi solo i generatori convenzionali di grande taglia sono obbligati a fornire. Questi servizi ancillari alla trasmissione e distribuzione dell'energia possono essere offerti sia durante il normale

funzionamento sia in situazioni di emergenza a seguito di un comando imposto dal TSO e/o dal DSO; inoltre, possono essere offerti per far fronte sia a problemi locali, sia a problemi globali.

I servizi ancillari che in prospettiva potrebbero essere forniti dalle FRNP e dalla GD sono:

- a) risorse in fase di programmazione;
- b) risorse per la riserva primaria di potenza;
- c) risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza;
- d) risorse per il bilanciamento;
- e) regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva;
- f) regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva;
- g) funzionamento in isola di porzioni di rete.

Ulteriori risorse utili per il corretto funzionamento del sistema, ma di più lontana applicazione, potrebbero essere:

- h) servizi di demand response e interrompibilità del carico;
- i) disponibilità all'utilizzo del telescatto;
- j) partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

Le funzioni elencate possono essere fornite direttamente dalle FRNP (e dal carico) connesse alla rete di trasmissione, dalla GD e dal carico connesso alle reti di distribuzione o, in più ampia prospettiva, da sistemi di accumulo nella disponibilità dell'utente finale, del TSO o del DSO. Esse possono essere suddivise tra requisiti/obblighi di natura tecnica (che potrebbero essere garantiti dalle unità alimentate da FRNP e dalla GD per potersi connettere alla rete), e servizi che, invece, possono/devono essere offerti su mercato e che il TSO (o il DSO) potrebbero utilizzare per garantire il corretto funzionamento del complessivo sistema, con riferimento ai problemi sia di natura locale sia di natura globale.

I requisiti/obblighi di natura tecnica fanno riferimento a quei servizi che le unità di produzione alimentate da FRNP e da GD dovrebbero garantire per connettersi alla rete, in modo che il funzionamento del complessivo sistema risulti sicuro ed affidabile. Per favorire una migliore stabilità della rete, tutte le unità di produzione alimentate da FRNP e la GD dovrebbero, infatti, essere progettate, realizzate ed esercite in modo da garantire i requisiti/obblighi di natura tecnica riportati in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

I servizi di mercato fanno riferimento a quei servizi necessari a gestire le congestioni della rete rilevante, a predisporre adeguata capacità di riserva, e a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi anche in tempo reale che Terna acquista sulla base delle previsioni di fabbisogno. Nella prospettiva di utilizzare anche le FRNP per garantire un funzionamento sicuro e affidabile del complessivo sistema, le relative risorse messe a disposizione da questi impianti sarebbero

approvvigionate sempre tramite un mercato del servizio di dispacciamento configurandosi quindi come servizi di mercato. Per favorire, quindi, una migliore stabilità della rete e un migliore utilizzo di tutte le risorse presenti, tutte le unità di produzione alimentate da FRNP e la GD dovrebbero essere progettate, realizzate ed esercite in modo da rendere possibili i servizi di mercato riportati in Tabella 1.

Risorsa	Tipologia	Servizio di sistema (TSO)	Servizio locale(DSO)
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	Servizio di mercato	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione • Garantire il profilo programmato in fase di programmazione
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica entro una certa banda Servizio di mercato per maggiore capacità	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	NO
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	NO
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	Servizio di mercato	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risoluzione di congestioni di rete • Garantire il mantenimento del profilo programmato
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	Servizio di mercato	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne (“sole di notte”) 	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	Servizio di mercato	NO	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumentare la flessibilità nella gestione della rete anche rispetto al mantenimento di un profilo programmato
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	NO
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	<p>SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero

			sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	NO	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese

Tabella 1. Servizi ancillari forniti dalle FRNP e dalla GD.

Modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento

La disciplina del dispacciamento è complessa ed articolata, e la sua evoluzione deve tenere in considerazione moltissimi fattori; in questa memoria sono tratteggiate tre possibili soluzioni per il dispacciamento degli impianti alimentati da FRNP e della GD, riportate in maggior dettaglio nello studio tecnico allegato al DCO 354/2013/R/eel dell'AEEG.

Dispacciamento Centralizzato Esteso (Modello 1)

In questo modello, il mercato continuerebbe ad essere gestito con i meccanismi attuali abilitando i punti di dispacciamento di produzione e consumo, come nuovamente definiti con l'introduzione delle FRNP e della GD, ad immettere/prelevare energia elettrica e a fornire servizi per il dispacciamento (Figura 1).

I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti in questo modello saranno solo quelli di sistema (come da Tabella 1); ciò significa che il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT.

Gli impianti alimentati da FRNP e la GD saranno, quindi, responsabili del rispetto degli impegni fisici, mentre Terna dovrà agire in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato, potenzialmente anche dagli stessi impianti da FRNP e dalla GD, in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte mantenga/ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Gli impianti alimentati da FRNP e la GD potranno partecipare direttamente al MSD o potranno farlo per tramite di un trader (che si configura come utente del dispacciamento aggregando un numero maggiore di impianti) che sulla base dei dati comunicati dai produttori presenta le offerte per i servizi di dispacciamento dalle relative unità di produzione (ed eventualmente carichi).

L'implementazione reale di questo modello di mercato può essere diversa a seconda di come è gestita la rete di distribuzione a cui sono connesse le unità di GD che possono offrire servizi per il corretto funzionamento del complessivo sistema nazionale. Infatti, mentre la partecipazione al MSD delle FRNP connesse alla rete di trasmissione comporta la sola definizione di nuovi requisiti tecnici

per l'abilitazione delle risorse, delle modalità per l'approvvigionamento e dei relativi obblighi di fornitura, la partecipazione della GD connessa alle reti di distribuzione, qualora abilitata, richiede la verifica dei limiti di funzionamento anche della rete MT e BT.

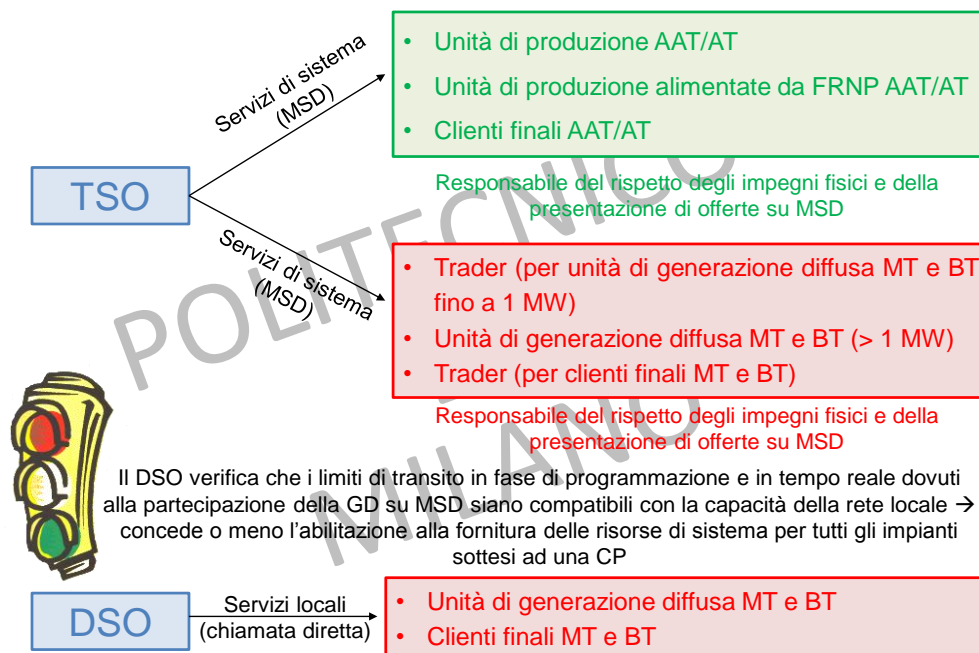


Figura 1. Modello 1 – Servizi di sistema e servizi locali su chiamata diretta.

Dispacciamento Locale del DSO (Modello 2)

I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti in questo modello saranno sia quelli di sistema sia quelli locali (individuati in Tabella 4). Ciò significa che il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dal DSO che a sua volta le acquisterebbe, tramite un mercato per i servizi di dispacciamento locale, dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT insieme con le risorse necessarie alla risoluzione dei problemi che si verificano a livello locale (Figura 2).

La presentazione delle varie offerte di acquisto e vendita dei servizi locali e di sistema potrebbe avvenire (per esempio) nel seguente modo. Per quanto riguarda i servizi di sistema, Terna potrebbe approvvigionarli su MSD, oltre che dalle unità convenzionali collegate alla rete di trasmissione, direttamente dalle FRNP connesse alla RTN o dai DSO. I DSO diventerebbero, quindi, dei veri e propri utenti di dispacciamento (avrebbero con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento); a loro volta potrebbero identificare e selezionare i singoli impianti di GD (FRNP e non) sulla rete di distribuzione per la fornitura dei servizi di sistema, idealmente attraverso la creazione di un “mercato per i servizi di dispacciamento specifico per le reti di distribuzione” (MSD_D). A questo mercato potrebbero partecipare direttamente gli impianti di GD o un trader.

Il DSO assumerebbe così un duplice ruolo, diventando a tutti gli effetti:

- un utente del dispacciamento per il MSD, assumendo il diritto e l'impegno vincolante nei confronti del TSO di immettere/prelevare in rete in ciascun punto di dispacciamento la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato corretto di immissione/prelievo relativo al medesimo punto e di presentare offerte su MSD;
- il soggetto responsabile del dispacciamento locale, stipulando sul MSD_D i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse e agendo come controparte delle negoziazioni verso gli utenti sottesi.

In questa visione, il DSO acquista sul MSD_D le risorse di sistema che potrebbero essere messe a disposizione del TSO per singola cabina primaria (dimensione nodale per il dispacciamento locale) o per area di riferimento, che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di riferimento di un DSO (dimensione zonale).

In aggiunta, nel MSD_D il DSO potrà acquistare oltre ai servizi di sistema per il TSO anche servizi locali per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione. In questo caso, poiché alcuni dei servizi locali sono necessari per far fronte a problemi che si realizzano in un punto specifico della rete e che possono essere risolti solo ricorrendo ad alcuni determinati impianti, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato (in quanto la richiesta potrebbe essere soddisfatta solo attraverso poche specifiche unità) e potrebbe quindi acquistare il servizio tramite chiamata diretta stabilendo un prezzo amministrato.

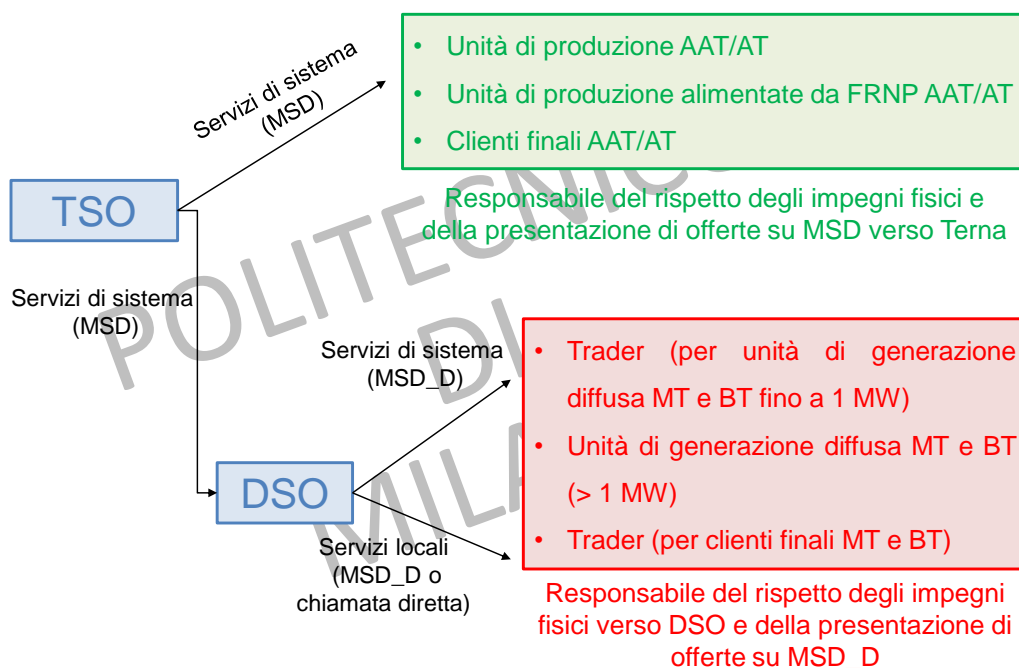


Figura 2. Modello 2 – Servizi locali e di sistema per tramite del DSO.

Profilo di Scambio AT/MT Programmato (Modello 3)

In questo caso il DSO potrebbe essere responsabile nei confronti del TSO del mantenimento di un profilo di scambio programmato per singola cabina primaria (dimensione nodale) o per area di riferimento che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di un DSO (dimensione zonale), ma non sono forniti servizi a mercato validi per il TSO (servizi di sistema), come da Figura 3. Questa modalità di gestione del sistema dovrebbe infatti comportare una minore variabilità della differenza tra carico e generazione dovuta alle FRNP connesse sulle reti di distribuzione che equivale ad una minore riserva di regolazione che il TSO deve approvvigionare sul MSD. In questo modello il DSO dovrà garantire uno sbilanciamento all'interfaccia AT/MT (o ad un insieme di CP in una stessa area di riferimento) il più possibile prossimo a zero variando in tempo reale le risorse presenti sulla propria rete (GD e carico); i carichi e i sistemi di produzione connessi alla rete di distribuzione MT e BT dovranno rispondere direttamente al DSO, mentre il DSO risponderà direttamente a Terna che continuerà ancora ad effettuare il dispacciamento centrale a livello di sistema e sarà responsabile dei carichi e dei sistemi di generazione installati sulle reti di trasmissione, eventualmente anche da FRNP. Il DSO dovrà quindi in fase di programmazione elaborare i piani di esercizio sulla base delle previsioni della domanda e della produzione sia a livello di ciascuna singola CP sia a livello zonale. In questa situazione, per ridurre gli sbilanciamenti verso Terna, i sistemi del DSO verificheranno che gli effettivi dati di produzione e di carico, registrati e misurati in tempo reale, siano concordi con le previsioni precedentemente elaborate. In presenza di sostanziali variazioni, le apparecchiature del DSO invieranno ai singoli impianti controllabili presenti sulla propria rete (GD ed eventualmente carichi controllabili/interrompibili e sistemi di accumulo) un nuovo setpoint di potenza attiva da impostare sul generatore stesso (o eventualmente sul carico), in modo da ridurre/azzerare lo sbilanciamento all'interfaccia tra la CP (o le CP di una stessa area di riferimento) e la rete AT.

In aggiunta, il DSO potrà acquistare, oltre ai servizi locali necessari per garantire il mantenimento costante del profilo di scambio verso il TSO, anche servizi locali necessari per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione.

Per approvvigionarsi di tutte le risorse necessarie, il DSO potrebbe identificare e selezionare i singoli impianti di GD (FRNP e non) sulla rete di distribuzione attraverso la creazione di un "mercato per i servizi di dispacciamento specifico per le reti di distribuzione" (MSD_D). A questo mercato potrebbero partecipare direttamente gli impianti di GD o un trader.

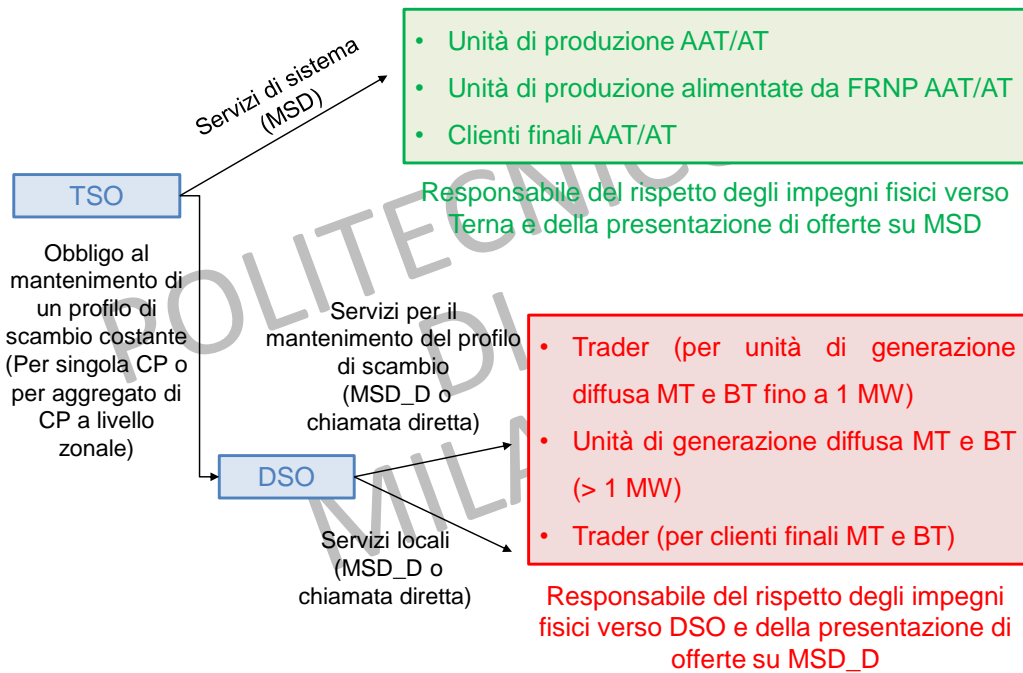


Figura 3. Modello 3 – Profilo di scambio programmato.

Conclusioni

Le FRNP e la GD rappresentano l'innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione, e sui sistemi elettrici più in generale, specialmente nel contesto nazionale, ma anche a livello internazionale. L'aumento di queste nuove forme di generazione dell'energia elettrica ha richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione protezione e automazione delle reti di distribuzione MT e BT, spinto in modo pressante da provvedimenti tecnici-regolatori intrapresi, in tempi molto brevi, per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico.

Le smart grid possono essere utilizzate e sfruttate appieno anche per consentire alla GD e alle FRNP di fornire risorse di regolazione utili per il sistema: questo sviluppo porta ad una revisione della disciplina del dispacciamento; l'abilitazione alla fornitura delle risorse può avvenire, infatti, soltanto attraverso la diffusione di opportuni sistemi di comunicazione avanzati e di nuove tecnologie capaci di scambiare segnali in tempo reale con i generatori alimentati da FRNP, agevolando l'approvvigionamento di servizi ancillari sia durante il normale funzionamento (servizi di controllo e dispacciamento, quali ad esempio la regolazione di frequenza, la regolazione di tensione, la erogazione/assorbimento di potenza reattiva e la predisposizione della riserva) sia in situazioni di emergenza (partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico, servizi di interrompibilità del carico, disponibilità all'utilizzo del telescatto). La possibilità per la GD di fornire risorse per il dispacciamento permetterebbe al DSO di controllare e operare in tempo reale

sulla generazione, sul carico (e su eventuali sistemi di accumulo) presenti sulle reti di distribuzione, conseguendo miglioramenti sulla sicurezza dell'esercizio per l'intero sistema elettrico e sull'efficienza totale del sistema tramite l'utilizzo di risorse (locali e non) ad oggi non adeguatamente sfruttate, come illustrato nel recente DCO 354/2013/R/eel dell'Autorità. Questo DCO ha avviato un pubblico dibattito sulla riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento; l'evoluzione di questa disciplina dovrà tenere in considerazione moltissimi fattori; le procedure brevemente descritte in questo lavoro sono solo indicative, e mostrano alcuni possibili scenari di sviluppo futuro che devono essere coordinati, estesi e approfonditi (tramite dettagliate analisi costi-benefici) anche in relazione all'evoluzione complessiva della struttura del mercato elettrico.