

Osservazioni e commenti al DCO 255/2015/R/EEL

Introduzione

Sebbene gli orientamenti presentati nel DCO 255/2015/R/eel siano basati sui risultati delle sperimentazioni dei progetti pilota smart grid avviati nel 2011 dall'Autorità, riteniamo opportuno dover considerare anche i risultati di progetti analoghi nonché funzionalità di *smart distribution system* già operative. Tali considerazioni aggiuntive consentiranno di ampliare la conoscenza nel campo delle *smart grid* permettendo di verificare che gli sviluppi infrastrutturali non precludano o vincolino in modo non desiderabile la dinamica concorrenziale e le scelte future in merito alle regole per la partecipazione al mercato dei servizi.

La funzionalità innovativa oggetto del presente documento riguarderà la regolazione della tensione delle reti di media tensione.

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

La funzionalità 2.d di “regolazione della tensione delle reti MT” considera una unica curva caratteristica per il controllo della potenza reattiva denominata $Q=f(V)$. Esistono tuttavia altri metodi per il controllo della tensione/reattivo di MT di cui almeno una dimostratasi più efficiente della $Q=f(V)$ [1]. Più precisamente sono stati oggetto di sperimentazioni ed applicazioni reali le seguenti modalità di controllo del reattivo da parte della GD:

1. $\cos\phi=f(P)$ [1]
2. $\cos\phi=f(P,V)$ [1]
3. $\text{mod } \cos\phi=f(P)$ [1]
4. $Q=f(P)$ [1]
5. $Q=f(P,V)$ [1]
6. $\cos\phi=f(T)$, con T fascia oraria, $T=\{F1, F2, F3\}$, modalità impiegata in Spagna da oltre 11 anni per la regolazione della tensione da parte delle centrali eoliche [2][3].

A riguardo si osserva che il controllo dei flussi di energia reattiva da parte delle unità di GD permette di:

1. regolare la tensione al punto di connessione con la rete
2. controllare i flussi di energia reattiva che hanno luogo nelle CP durante le inversioni di flusso e che determinano aumenti/diminuzioni di tensione aggiuntivi lungo l'intero feeder di MT
3. migliorare la capacità di trasposto della rete MT: se una unità di GD opera con fattore di potenza oltre i limiti previsti dalla normativa vigente (CEI 0-16 e Codice di Rete di Terna) determina oneri aggiuntivi sulla rete MT tra cui una diminuzione della capacità di trasporto

Tutti fattori che determinano una ottimizzazione della hosting capacity della rete MT.

Occorre precisare che dalla definizione di hosting capacity, ovvero *“la capacità in termini di potenza installabile nelle reti elettriche di distribuzione MT, in accordo con i vincoli tecnici in vigore, affinché non si debba incorrere, almeno in prima battuta, nella modifica dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle Cabine Primarie”* [4], segue che, diversamente da quanto riportato in 2.29, il primo passo implementativo nella regolazione della tensione ai fini del miglioramento della hosting capacity deve necessariamente consistere nella regolazione della potenza reattiva da parte della GD o, almeno in una fase iniziale, da parte della GD eolica la quale, come dimostra l'attività condotta in Spagna [3], fornirebbe un contributo significativo alla regolazione della tensione.

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

Relativamente alla regolazione di tensione, riteniamo opportuno considerare, nell'analisi di cui trattasi, la regolazione tecnico-economica data dalla Delibera AEEG 180/2013/R/EEL. Al fine di permettere una regolazione della tensione efficace da parte della GD è difatti necessario che gli "utenti connessi alla rete" MT, siano essi impianti di generazione o semplici consumatori, quando prelevano energia attiva dalla rete non causino oneri aggiuntivi a carico della GD presente sulla rete.

Più precisamente, applicando le definizioni del TIT, si ha che:

1. Il punto di connessione di un impianto di GD è:
 - a. un punto di prelievo quando l'impianto preleva energia elettrica, ovvero energia attiva, dalla rete
 - b. un punto di immissione quando l'impianto immette energia elettrica, ovvero energia attiva, in rete
2. Il cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva energia elettrica dalla rete.

Poiché le unità di GD di MT non esercitano attività di distribuzione ma solo di produzione, rientrano nel campo di applicazione della Delibera AEEG 180/2013/R/EEL quando prelevano energia elettrica dalla rete.

Le disposizioni prescritte dalla Delibera 180/2013/R/EEL che interagiscono con la funzionalità di regolazione della tensione da parte della GD di MT sono riportate nell'Allegato A di detta delibera ovvero sono:

1. *Nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali il livello minimo del fattore di potenza istantaneo in corrispondenza del massimo carico per prelievi nei periodi di alto carico è pari a 0,9.* Il che implica un controllo istantaneo della potenza reattiva per qualsiasi condizioni di carico al fine di limitare gli abbassamenti di tensione nei periodi di alto carico. Si osserva che un sistema di rifasamento capace di fornire un controllo istantaneo del fattore di potenza in corrispondenza del carico X, lo è anche per qualsiasi altro valore di carico Y, con $Y \neq X$, o, in termini più semplici, è sufficiente osservare che ogni mese il massimo carico per prelievi nei periodi di alto carico può assumere valori diversi.
2. *Non è consentita l'immissione in rete di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali.* Ovvero il cliente finale non può immettere energia reattiva in rete al fine di evitare innalzamenti di tensione (divieto di operare nel 4° quadrante del piano P-Q).

Per meglio comprendere l'onere aggiuntivo a carico della GD provocato dal mancato rispetto delle suddette disposizioni si consideri il seguente caso reale. Due impianti di GD connessi allo stesso feeder di MT, uno fotovoltaico ed uno eolico. Dall'analisi delle curve di carico rilevate dal Distributore al punto di connessione con la rete di MT, risulta che l'impianto eolico non produce energia in quanto c'è assenza di vento tuttavia preleva 14.4kW di potenza attiva dalla rete e immette in rete circa 690 KVar ovvero preleva 690 KVar capacitivi. L'impianto fotovoltaico è invece in produzione con funzionalità di regolazione della tensione 2.d $Q=f(V)$ attivata, ovvero fornisce potenza reattiva in funzione della tensione rilevata al punto di connessione con rete. La tensione sulla rete MT subisce tuttavia un aumento causato dall'immissione di potenza reattiva da parte del parco eolico, di conseguenza l'impianto fotovoltaico preleverà potenza reattiva per compensare l'aumento di tensione provocato dalla centrale eolica ovvero si farà carico di tale onere aggiuntivo.

Appare evidente che tale circostanza risulta inammissibile in uno "smart system" dove gli impianti di GD devono contribuire alla gestione efficace ed in sicurezza del sistema elettrico. Pertanto ogni utente connesso alla rete deve necessariamente operare all'interno di parametri ben definiti. D'altronde, per il principio di corretta attribuzione dei costi, ogni utente connesso alla rete deve farsi carico degli oneri che genera.

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

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

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

Gli incentivi di tipo output-based relativi alla regolazione della tensione trattati nel capitolo 4 del DCO propongono di utilizzare metriche che permettono di rappresentare la quantità di hosting capacity aumentata in cabina primaria. Tale proposta si basa unicamente sui risultati dei progetti pilota avviati dall'Autorità nel 2011 che, come osservato precedentemente, risultano essere limitativi nei riguardi dei possibili sviluppi infrastrutturali oltre che inapplicabili nella misura dei benefici output-based attribuibili alla regolazione della tensione da parte della GD.

A riguardo è sicuramente degna di nota la soluzione adottata in Spagna la quale ha definito e introdotto ben 11 anni fa (2004) degli incentivi output-based relativi alla regolazione della tensione da parte degli impianti di GD eolica i quali forniscono un importante contributo per mantenere la tensione di rete all'interno dei livelli operativi [2][3].

La logica che sottende la soluzione "spagnola" è la stessa alla base del controllo della potenza reattiva descritta dalla curva caratteristica $Q=f(V)$: qualora si verificasse un aumento di tensione sulla rete, deve avvenire prelievo di potenza reattiva induttiva da parte dell'impianto di GD per provocare una diminuzione di tensione e viceversa. La soluzione "spagnola" differisce dalla $Q=f(V)$ dal metodo con cui si determina la tensione di rete: poiché al variare della domanda di energia elettrica durante le 3 fasce orarie varia la tensione di rete, segue che gli impianti di GD eolica regolano la potenza reattiva in funzione delle fasce orarie attraversate durante l'arco della giornata.

Pertanto, sincronizzando il valore del fattore di potenza con le varie fasce orarie, {F1, F2, F3}, ovvero applicando la modalità di controllo della potenza reattiva $\cos\phi=f(T)$ descritta nella tabella sottostante, gli impianti di GD eolica partecipano alla regolazione di tensione della rete MT. Per promuovere una corretta generazione di potenza reattiva l'attività regolatoria Spagnola ha introdotto premi per gli impianti eolici conformi a tale regolazione e penalità per il resto degli impianti eolici.

Tipo di fattore di potenza	Valore fattore di potenza	Premio/Penalità(%)		
		F1	F2	F3
INDUTTIVO (Q2)	$\cos\phi < 0.95$	-4	-4	8
	$0.95 \leq \cos\phi < 0.96$	-3	0	6
	$0.96 \leq \cos\phi < 0.97$	-2	0	4
	$0.97 \leq \cos\phi < 0.98$	-1	0	2
	$0.98 \leq \cos\phi < 1$	0	2	0
	1	0	4	0
CAPACITIVO (Q3)	$0.98 \geq \cos\phi < 1$	0	2	0
	$0.97 \geq \cos\phi < 0.98$	2	0	-1
	$0.96 \geq \cos\phi < 0.97$	4	0	-2
	$0.95 \geq \cos\phi < 0.96$	6	0	-3
	$\cos\phi < 0.95$	8	-4	-4

Valori del fattore di potenza delle centrali eoliche durante il giorno, con premi e penalità, ai fini della regolazione della tensione in Spagna

Premi/penalità erogati sulla base dell'analisi delle curve di carico rilevate dal Gestore di Rete al punto di connessione con la rete ovvero calcolati a consuntivo nel momento della retribuzione della produzione. Esempio: se il $\cos \varphi$ dell'impianto eolico rilevato dal gruppo di misura del Gestore di Rete in un ¼ d'ora in fascia F2 ha valore pari ad 1, allora la tariffa di produzione in quel ¼ d'ora, ovvero la produzione di quel ¼ d'ora, riceve un incremento del 4%. Se il $\cos \varphi$ dell'impianto eolico rilevato dal medesimo gruppo di misura in un ¼ d'ora in fascia F3 ha valore pari a 0.95 capacitivo (terzo quadrante) allora la tariffa di produzione in quel ¼ d'ora, ovvero la produzione, subisce una riduzione del 3%.

Ciò che rende la soluzione Spagnola particolarmente interessante è che:

1. risponde ai criteri generali delle metriche riportate in 4.5
 - a. *Affidabilità*: l'indicatore di riferimento è il cosfi rilevato al punto di connessione con la rete e solo l'utente su cui ricade il premio/penale può modificarne il valore controllando la potenza reattiva scambiata con la rete
 - b. *Oggettività*: le apparecchiature di misura del fattore di potenza sono i contatori elettronici attualmente impiegati per rilevare le curve di carico di ogni impianto di GD
 - c. *Semplicità*: il fattore di potenza (capacitivo o induttivo) rappresenta il contributo dell'unità di GD alla regolazione della tensione
 - d. *Controllabilità*: l'eventuale verifica della misura del cosfi coincide con la verifica del gruppo di misura impiegato per rilevare le curve di carico di ogni impianto di GD, procedura già regolamentata e consolidata da diversi anni
2. è di natura selettiva ovvero può essere attivata secondo le esigenze di rete
3. non si sovrappone con altre regolazioni incentivanti
4. valorizza gli output su analisi basata su benefici/costi: costo di investimento in infrastrutture praticamente nullo essendo la funzionalità di regolazione della tensione da parte delle GD eolica già disponibile da diversi anni. Diversamente, realizzare investimenti per la funzione di regolazione della tensione nelle CP in cui si verifica l'inversione di flusso richiederebbe 200k€ per ogni CP (cfr. Appendice D.3)
5. non modifica alcuna regola del dispacciamento
6. non richiede comunicazione con gli utenti della rete
7. è impiegata già da 11 anni in Spagna ottenendo sempre un contributo positivo da parte della GD eolica [3], circostanza che ne comprova e consolida l'efficacia del metodo di regolazione della tensione. Inoltre è possibile sfruttare l'esperienza spagnola per introdurre ottimizzazioni di processo come l'attivazione differita e/o a zone (cfr. natura selettiva)
8. è una soluzione pienamente compatibile con la normativa vigente, più precisamente:
 - a. la capability reattiva di un impianto eolico ovvero il fattore di potenza con cui può operare un impianto eolico, entrato in esercizio dopo il 25 luglio 2008, deve essere regolabile tra 0.95 capacitivo e 0.95 induttivo [Allegato A.17 del Codice di Rete di Terna approvato e reso cogente dall'Autorità con Delibera ARG/elt 5/10]. Non è quindi permesso operare con valori di fattore di potenza fuori da questo intervallo, circostanza che giustifica l'attribuzione di penalità [cfr. DCO 25/09].
 - b. Le unità di GD devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale con l'impostazione del fattore di potenza a cosfi fisso ed impostabile [CEI 0-16 par. I.2] all'interno della propria capability.
9. troverebbe immediata applicazione su tutta la GD eolica risultando compatibile con il periodo di regolazione che ha inizio dal 1 Gennaio 2016.

10. definisce un perimetro di responsabilità, relativo alla regolazione di tensione, all'interno del quale l'utente genera benefici ed uno in cui genera oneri
11. introduce leve economiche tramite le quali gli utenti possono adeguare gli impianti non adeguati alla normativa vigente.
12. richiede la partecipazione al controllo della tensione solo nel caso in cui la GD immetta energia attiva in rete, circostanza che costituisce motivo di consenso e adesione da parte degli utenti i quali potrebbero diversamente eccepire che, quando non in produzione, l'impianto di GD è un impianto "consumatore" il quale deve quindi operare secondo le disposizioni prescritte dalla Delibera 180/2013/R/EEL. A tal proposito si osserva che, l'eventuale futura fornitura del servizio di regolazione della tensione 2.d da parte di utenti che non immettono energia in rete, rientra nelle funzionalità più avanzate che coinvolgono gli utenti e che pertanto richiedono la definizione di regole del dispacciamento delle risorse connesse alle reti di distribuzione.
13. risolve la questione evidenziata in 4.22 ovvero non prevede incentivi specifici per le CP delle imprese di distribuzione le quali tuttavia trarranno comunque beneficio dalla regolazione della tensione da parte della GD.
14. abilita la funzionalità *smart* "di base" di controllo della tensione di MT senza precludere successivi sviluppi a riguardo
15. promuove l'integrazione delle FER non programmabili con la rete elettrica in particolare per quanto attiene l'ottimizzazione dei flussi di energia reattiva, il miglioramento dei profili di tensione e la dinamica di rete
16. è complementare alle disposizioni prescritte dalla Delibera 180/2013/R/EEL nell'ambito degli scambi di potenza reattiva con la rete

Sulla base delle argomentazioni suesposte segue che, un possibile meccanismo incentivante la funzionalità di regolazione della tensione delle reti di media tensione da parte della GD eolica dotato delle caratteristiche sopra elencate, adeguato alle normative cogenti nonché immediatamente realizzabile, ovvero già dal 1 Gennaio 2016, è descritto dalla seguente tabella:

Regolazione della tensione delle reti di media tensione da parte degli impianti di GD eolica								
Durante immissione di energia in rete					Durante prelievo di energia dalla rete			
Tipo di fattore di potenza (quadrante)	Valore del fattore di potenza ¹	Premio/Penalità(%)			Tipo di fattore di potenza (quadrante)	Valore del fattore di potenza nella varie fasce orarie ai sensi della Delibera 180/2013/R/EEL		
		F1	F2	F3		F1	F2	F3
INDUTTIVO (Q2)	cosfi < 0.95 *	-4			INDUTTIVO (Q1)	cosfi istantaneo ² > 0.9	-	-
	0.95 ≤ cosfi < 0.96	-3	0	6				
	0.96 ≤ cosfi < 0.97	-2	0	4				
	0.97 ≤ cosfi < 0.98	-1	0	2				
	0.98 ≤ cosfi < 1	0	2	0				
	1	0	4	0	cosfi medio mensile ² > 0.7			
CAPACITIVO (Q3)	0.98 ≥ cosfi < 1	0	2	0	CAPACITIVO (Q4)	Nessun valore di cosfi ammesso in questo quadrante: divieto di immettere energia reattiva ²		
	0.97 ≥ cosfi < 0.98	2	0	-1				
	0.96 ≥ cosfi < 0.97	4	0	-2				
	0.95 ≥ cosfi < 0.96	6	0	-3				
	cosfi < 0.95 *	-4						

¹fattore di potenza cosfi istantaneo

²ai sensi dell'art. 2 comma 4 Allegato A Del. 180/2013/R/EEL, nei casi in cui non siano rispettate tali disposizioni il gestore di rete competente può chiedere l'adeguamento degli impianti, pena la sospensione del servizio di connessione.

*fattore di potenza non consentito ai sensi dell'Allegato A.17 del Codice di Rete di Terna approvato e reso cogente con Delibera ARG/elt 5/10.

Tabella 1

Si osserva che la regolazione riportata in tabella 1 è specifica per gli impianti eolici ovvero non risulterebbe adeguata per gli impianti fotovoltaici poiché questi ultimi, producendo per la quasi totalità del tempo in F1, non potrebbero praticamente usufruire dei premi riconosciuti nella fasce F2 ed F3 (tranne nei giorni festivi). Inoltre, la capability reattiva degli impianti eolici è ridotta rispetto a quella dei generatori statici del FV soprattutto quando sono impiegati generatori a doppio indotto (DFIG) o, peggio ancora, asincroni. Un ulteriore aumento di tensione è provocato dalle linee dell'impianto eolico. E' difatti caratteristico degli impianti eolici essere collegati alla rete di MT tramite dorsali in cavo lunghe diversi chilometri, cavi che, non appena energizzati e in produzione, assorbono potenza reattiva capacitiva provocando un aumento di tensione sulla rete. La gestione del surplus reattivo della linea in cavo provocato dagli impianti eolici diventa quindi un problema rilevante già evidenziato da Terna [5] e che andrebbe regolamentato con urgenza. Sempre Terna evidenzia nel DCO 25/09 l'importanza dell'adeguamento degli impianti eolici all'Allegato A.17, *"In caso di mancato adeguamento delle centrali eoliche si avrebbe un aumento del rischio di disservizi rilevanti con possibilità di estese disalimentazioni per le aree del Sistema elettrico nazionale in cui è maggiore la presenza di centrali eoliche"*, dove, relativamente alla regolazione della potenza reattiva, tale adeguamento consiste nella regolazione del fattore di potenza tra 0.95 in anticipo e 0.95 in ritardo come riportato in tabella 1.

In aggiunta la regolazione del reattivo al punto di connessione dell'impianto eolico con la rete elettrica presenta problematiche intrinseche poiché variazioni di vento, che sono praticamente continue, determinano variazione dei flussi di potenza attiva immessi in rete che a loro volta richiedono differenti flussi di reattiva necessari per regolare la tensione. Pertanto la regolazione di Tabella 1 tiene conto della peculiarità della fonte rinnovabile eolica nonché delle problematiche caratteristiche degli impianti eolici.

Infine, come già evidenziato precedentemente, nessun sistema di regolazione della tensione da parte della GD risulterà essere efficace se i prelievi di energia reattiva dei "clienti finali", ovvero coloro i quali prelevano energia attiva dalla rete, non saranno regolamentati in maniera rigorosa. Nel caso di specie gli impianti utente dovranno risultare conformi alle disposizioni prescritte dalla Delibera 180/2013/R/EEL il cui periodo regolatorio inizierà proprio dal 1 Gennaio 2016. Generalizzando si può sicuramente affermare che il primo passo imprescindibile per l'implementazione di una smart grid è la partecipazione dell'utente alla gestione intelligente della rete (come correttamente evidenziato in 2.8). Pertanto riteniamo necessario dover includere nel processo di "smartizzazione" delle reti MT giuste comunicazioni finalizzate ad informare l'utente, tramite apposita sezione in bolletta o utilizzando altra comunicazione adeguata, dei prelievi di energia reattiva effettuati nel mese appena concluso ed analizzati ai sensi della Delibera 180/2013/R/EEL ovvero una sintesi che evidenzia l'eventuale mancato rispetto delle seguenti disposizioni:

- fattore di potenza nel momento di massimo carico in F1 inferiore a 0.9. Adeguamento obbligatorio
- fattore di potenza medio mensile inferiore a 0.7. Adeguamento obbligatorio
- immissione di energia reattiva in rete, ovvero prelievo di energia reattiva capacitiva. Adeguamento obbligatorio

Tutte verifiche che possono essere effettuate analizzando le curve di carico rilevate mensilmente dal Distributore al punto di connessione con la rete e che pertanto non richiedono canali di comunicazione dedicati con l'utente.

RIFERIMENTI

- 1 Tamer M. Sobhy, Nasser G. A. Hemdan, Mohamed M. Hamada, Mohamed A.A. Wahab, "Decentralized Reactive Power Control in Active Distribution Networks" - Conference: 16th International Middle- East Power Systems Conference-MEPCON'2014 Ain Shams University, Cairo, Egypt, December 23 - 25, 2014, At Ain Shams University, Cairo, Egypt,
- 2 E.Martinez Cámara, F.Daroca Ponce de León, F.Sanz Adán, E. Jiménez Macías, J. Blanco Fernández, "Finding optimum reactive power compensation in a wind farm"
- 3 A. C. Lazaro and J. G. Sarciada, "The Spanish experience in the integration of the electricity from wind power plants into the electrical system," 7th International Workshop on large-scale Integration into power systems and transmission networks for offshore wind farms, Madrid, Spain, pp. 3-11, 26-27 May 2008.
- 4 Maurizio Delfanti, Andrea Silvestri "Smart Grid. Le reti elettriche di domani. Dalle rinnovabili ai veicoli elettrici il futuro passa per le reti intelligenti", GieEdizioni, Roma 2011
- 5 F. Palone, M. Rebolini, Convegno Terna: "La compensazione del reattivo nelle linee in cavo AT per le connessioni delle fonti rinnovabili", Firenze 12 Aprile 2013