



Evolutioni della normativa tecnica italiana

Maurizio Delfanti (CEI CT 316)

Politecnico di Milano

Dipartimento di Energia

Giovedì 28 Novembre 2013





Nuovi scenari per la regolazione (AEEG/ACER) e per la normazione tecnica (CEI/CENELEC)

2

1. L'evoluzione delle reti di trasmissione a livello continentale (codice europeo, ENTSO-E) → **dimensione internazionale**
2. L'evoluzione delle regole di connessione a livello nazionale: Del. 84/2012/R/eel e s.m.i.; A.70 & A.72 di TERNA; CEI 0-21 & CEI 0-16 → **dimensione nazionale**
3. Necessità di sistemi di accumulo: sperimentazioni in campo (Delibera ARG/elt 199/11):
 - sulle reti di trasmissione (→ TERNA)
 - sulle reti di distribuzione (→ **DSO**)...ma attenzione all'avvento dei veicoli elettrici (ormai sul mercato!!!)
4. La modifica della disciplina del dispacciamento e l'avvio di un pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse di regolazione da FRNP e GD (DCO 354 termine invio osservazioni 30/11/13)



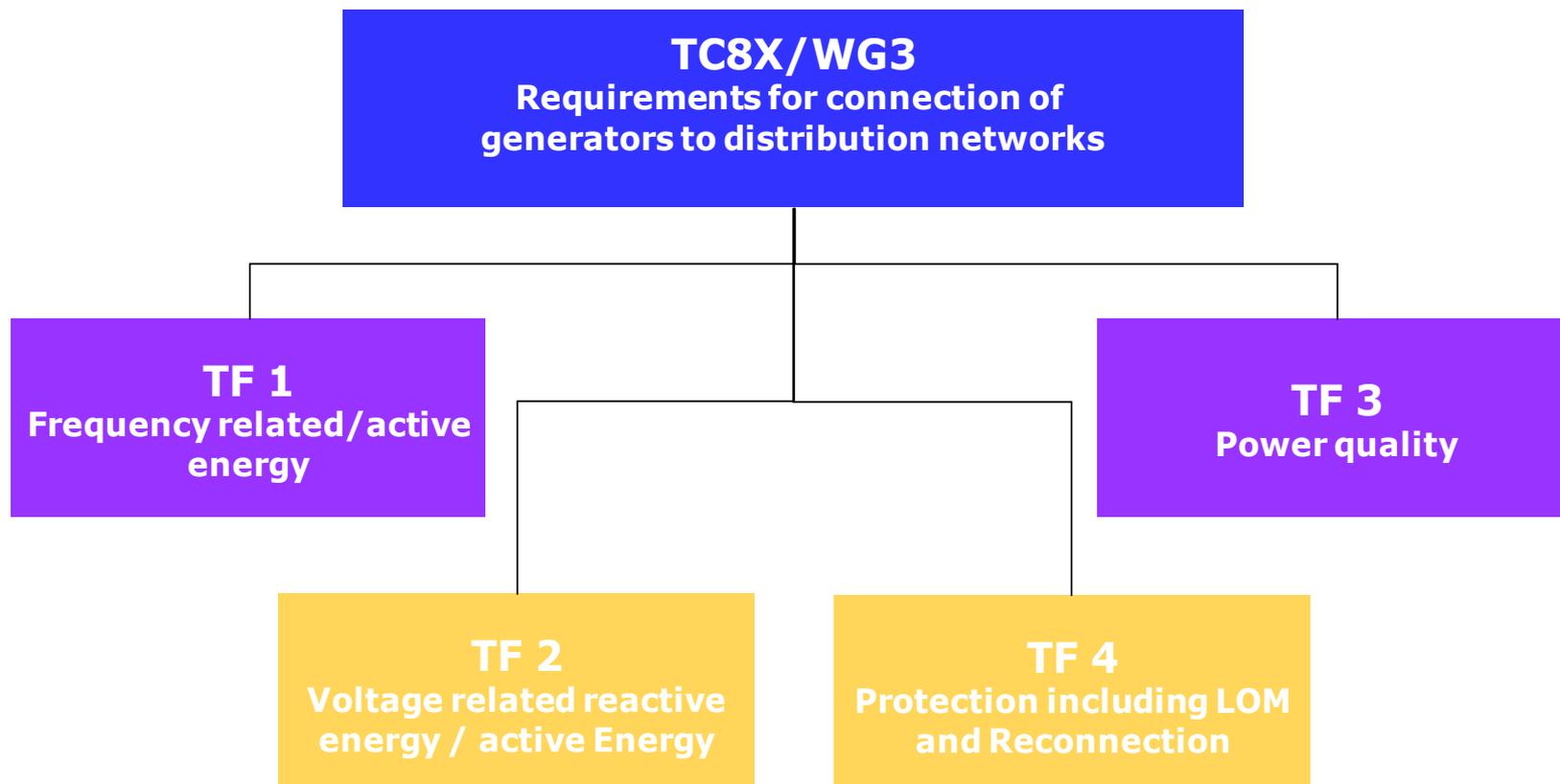
L'evoluzione delle regole a livello continentale: 3 Grid Code ENTSO-E voluto dalla Commissione Europea

- Le iniziative nazionali hanno sinora prevalso rispetto a quelle a livello EU:
 - la Germania ha per prima introdotto un nuovo codice di rete per impianti in MT e AT (BDEW 2008), seguito da linee guida per la BT (VDE-AR-N 4105);
 - l'Italia ha seguito un percorso simile, partendo prima dalla BT (CEI 0-21);
 - la Spagna ha esteso al FV i requisiti di rete per le installazioni eoliche (P.O. 12.3);
 - altri paesi seguiranno a breve lo stesso percorso...
- ENTSO-E il 13/07/12 ha sottoposto ad ACER la prima versione del codice di rete europeo (RfG) “Requisiti per la connessione alla dei generatori”
- ACER, pur avendone riconosciuto l'importanza (sicurezza del sistema, mercato interno dell'energia e cross-border), ha richiesto maggiori approfondimenti (requisiti non esaustivi, ad es. LVFRT, reg. V, etc.)
- Il 27/03/13 ACER ha raccomandato alla Commissione Europea di adottare la nuova versione del RfG





TC8X WG3 Organization



- Una prima versione della Technical Specification (non vincolante a livello nazionale) sarà a breve al voto dei vari Comitati Tecnici



L'evoluzione delle regole in **Italia**: le azioni intraprese dal **TSO** (già da fine 2011)

5

Due nuovi **Allegati** al **Codice di Rete** sono dedicati alla GD:

- **Allegato A.70** (approvato da AEEG, Del. 84/2012/R/eel – 8 Marzo 2012);
 - estende alcune prescrizioni previste per gli impianti connessi in AT anche alla GD (fotovoltaico ed eolico) connessa alle reti MT e BT;
 - nuovo SPI con soglie larghe e sistema di discriminazione tra eventi di sistema ed eventi locali (relè a sblocco voltmetrico);
 - prevede il retrofit per la GD esistente (MT, $P > 50$ kW)
- **Allegato A.72** (approvato da AEEG, Del. 344/2012/R/eel – 2 Agosto 2012);
 - **disconnessione**, per motivi di sicurezza del SEN, della GD (fotovoltaico ed eolico MT, $P > 50$ kW, solo immissione) su **comando del TSO**
 - ✓ DG_TEL: GDR connessa con linee dedicate il cui distacco è attuabile da remoto dal DSO, su richiesta di Terna, in < 30 min;
 - ✓ DG_PRO: il distacco è attuabile dal Titolare su richiesta...

qualche novità nella CEI 0-16:2013...



L'evoluzione delle regole in **Italia**: le azioni intraprese dal **CEI** (durante il 2012)

6

- Regole Tecniche di Connessione MT e BT: aggiornate (su mandato AEEG) per includere le prestazioni dell'A.70, dell'A.72 e del IV e V Conto Energia (in uscita a breve nuove varianti per includere i sistemi di accumulo).
- CEI 0-16:2012: funzioni innovative basate anche su reti TLC tra DSO e GD:
 - **SPI** con **soglie larghe**, sblocco voltmetrico, segnale di telescatto;
 - **LVRT & OVRT**;
 - limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza **LFSM-O**;
 - limitazione della GD su comando del TSO/DSO con un **modem GSM/GPRS che apre il DDI** (applicazione A.72 in tempo quasi-reale!) in situazioni critiche
 - **regolazione di tensione** attraverso unità di GD, basata su logica locale o su comando del DSO (logica centralizzata, set-point di Q);
 - aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza (allo studio);
 - sostegno alla tensione durante un cortocircuito (allo studio);



Stabilità del SEN:

campi di funzionamento in tensione e frequenza

FATTO!



7

- Definiti, per tutti i livelli di tensione, i limiti di funzionamento

$$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$$

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

- I limiti sono inderogabili per garantire la sicurezza del SEN
- Processo in corso in altri paesi (Germania, Spagna...)
- Il **retrofit** è un punto critico per tutti:
 - in Italia già partito per gli impianti MT > 50 kW...
...**80%** (di 16 GW) al 31/03/13
 - Partito anche per gli impianti MT fino a 50 kW e per gli impianti BT > 6 kW
(243/2013/R/eel)

Country	Installed capacity in CE TSOs	Disconnection Settings			New installations compliant?	Retrofitting program?
		50,2	50,3 Hz	50,5 Hz		
Germany	14000	14000			yes	yes
Italy	11500	0	11500		from 1 April 2012**	yes
Spain	3900	0	0		yes	no
France	2500	2500	0		under preparation	no
Czech Republic	1900	950*	950*		no	no
Belgium	1600	960	0		yes	no
Greece	600			600	no	no
Slovakia	512	512	0		no	no

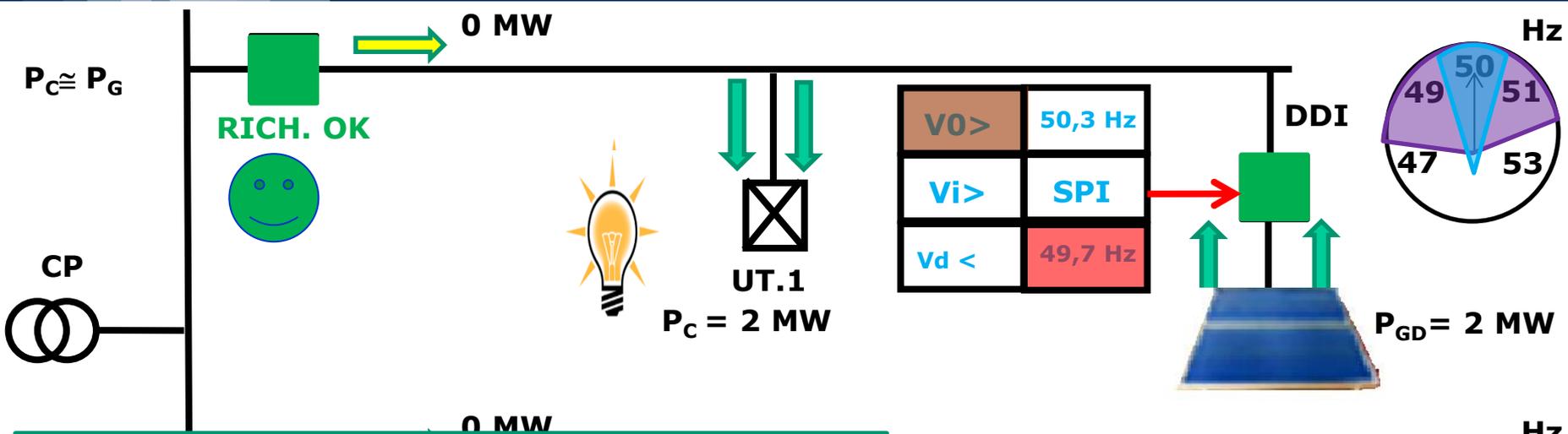
* with delay about 0,5 – 1s

** MV fully compliant, LV partially compliant in 49 ... 51 Hz band; from 1th January 2013 fully compliance.

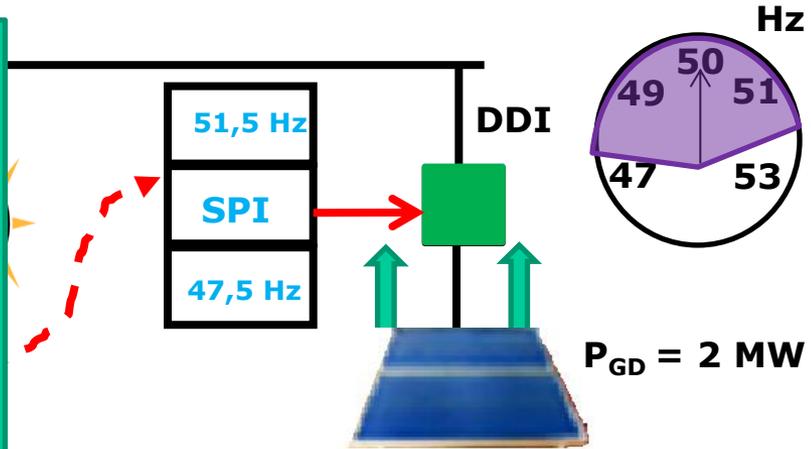


Soglie permissive (47,5 ÷ 51,5) Hz e telescatto per la GD

FATTO!



Lo sblocco voltmetrico risolve il problema dell'isola indesiderata a livello MT nella maggior parte dei casi:
 → i requisiti del sistema di comunicazione per le sole funzioni di regolazione (P, Q) sono meno stringenti



- Il sistema di comunicazione garantisce la gestione e l'affidabilità nel distacco o nel mantenimento in linea della GD: migliora le prestazioni del sistema

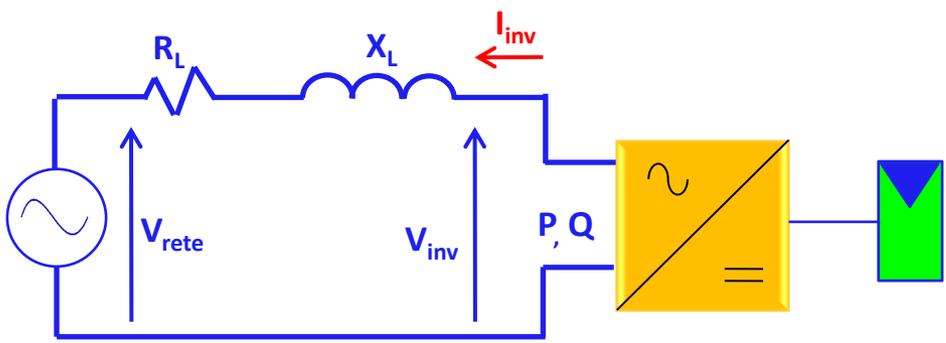


Servizi di rete:

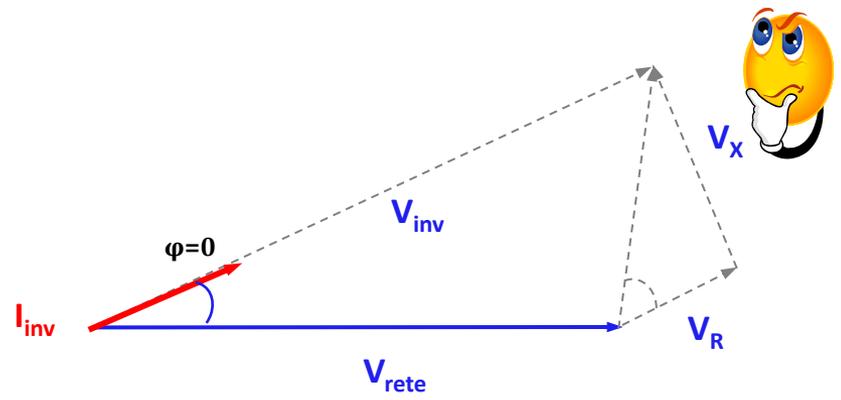
partecipazione della GD al controllo della tensione

FATTO! 

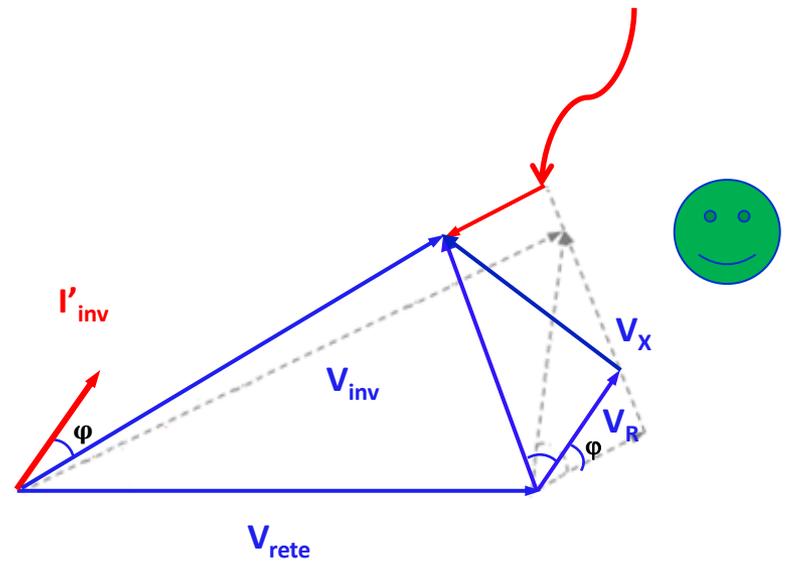
- L'immissione di potenza attiva (solo P; $\cos \varphi = 1$) innalza la tensione ai morsetti dell'inverter rispetto al nodo di rete, a causa dell'impedenza della linea
- Una corrente sfasata in anticipo rispetto alla tensione riduce l'aumento di tensione ai morsetti dell'inverter (obiettivo: tornare nel 110%)



$$\Delta V = R_L I'_{inv} \cos\varphi - X_L I'_{inv} \sin\varphi$$



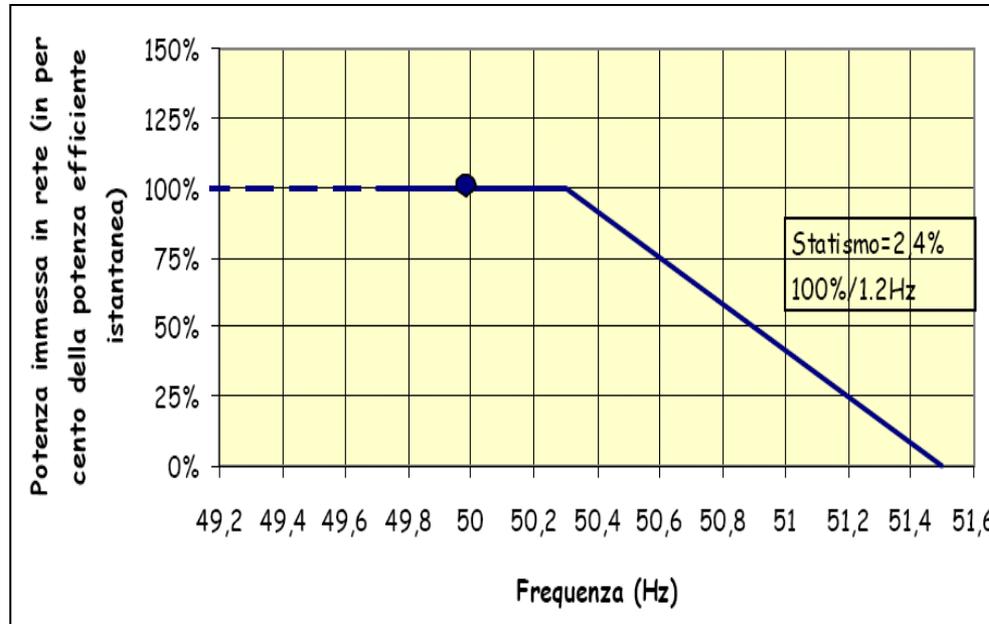
$$\cos\varphi = 1 \text{ (solo P)}$$



$$\cos\varphi = 0,90 \text{ (P e Q)}$$



- Limitazione di P per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n
 - Al fine di evitare il distacco del generatore dalla rete per valori di tensione prossimi al 110%, deve essere possibile prevedere la limitazione automatica della potenza attiva immessa in funzione della tensione
- Limitazione di P per transitori di sovra-frequenza originatisi sulla rete
 - È richiesto che la GD attui una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva, per contribuire al ristabilimento della frequenza nominale

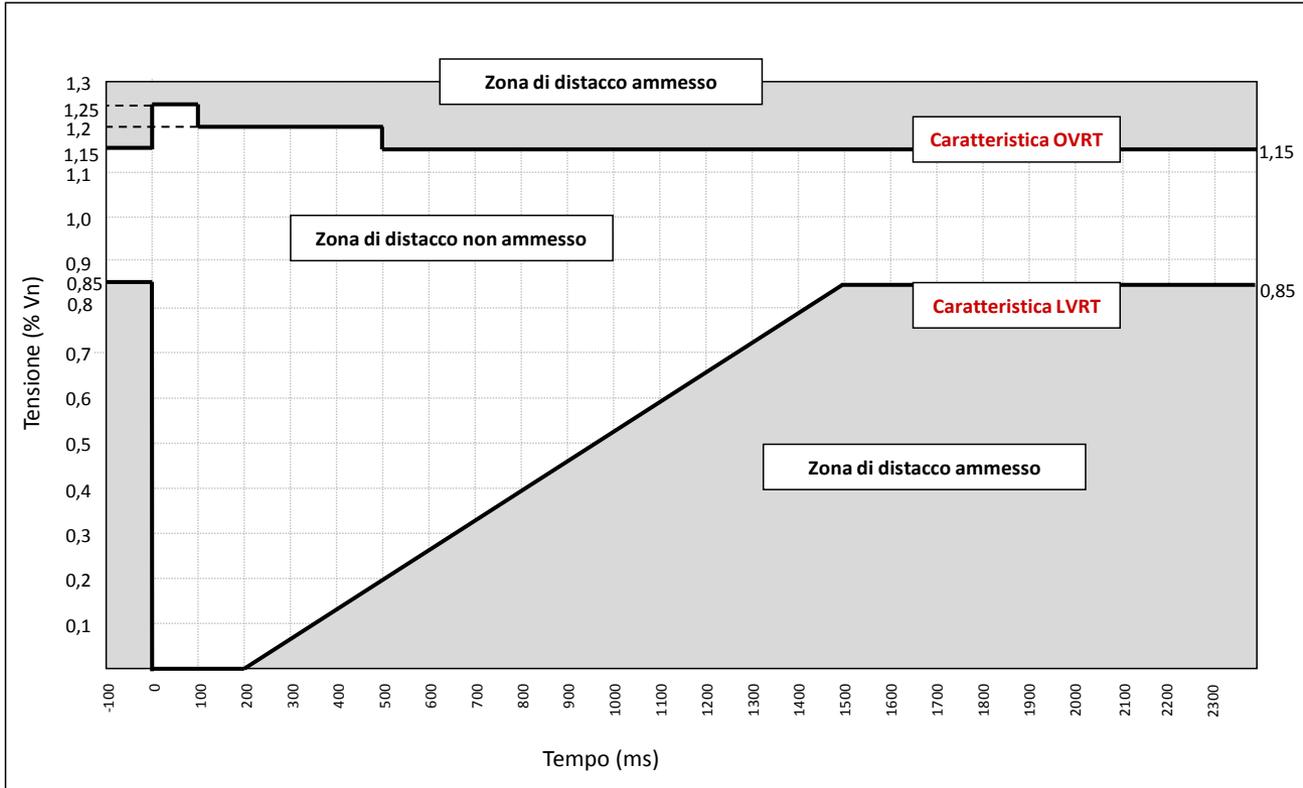




- La prescrizione si applica a eolici e FV di potenza maggiore o uguale a 100 kW.
- La GD, su richiesta del DSO, devono consentire il servizio di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione con telesegnali da un centro remoto:
 - con le smart grid → l'invio del segnale sarà effettuato tramite un sistema di comunicazione "always on".
 - nel periodo transitorio → la partecipazione ai piani di difesa avviene attraverso un sistema GSM/GPRS.
- Il servizio risolve sia criticità di rete MT, individuate e governate dal DSO, sia criticità riferibili alle reti di livello superiore (AT ed AAT) gestite dal TSO.
- Le modalità di teledistacco possono essere di tipo:
 - pianificato (modalità lenta) → situazioni di sovratensione; congestioni sulla rete primaria; insufficiente capacità regolante del SEN; manovra del DSO
 - con intervento immediato (modalità rapida) → eventi di rete a dinamica rapida.



- Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione conseguenti a guasti, l'impianto di produzione deve soddisfare opportuni requisiti funzionali, che in letteratura internazionale sono indicati con l'acronimo FRT (Fault Ride Through).



**Impianti
statici**



- Per sostenere la tensione durante un cortocircuito, alla GD si richiede di immettere corrente reattiva induttiva durante il buco di tensione cortocircuito
- La GD non solo dovrà rimanere connessa alla rete, ma dovrà anche:
 - sostenere la tensione erogando corrente reattiva induttiva;
 - a guasto rimosso, non assorbire dalla rete potenza reattiva superiore a quella prelevata prima del guasto.
- Il servizio è richiesto in relazione a tutti i guasti che, per posizione o per tipo, possono provocare un abbassamento della tensione sulla rete MT ovvero:
 - cortocircuiti sulla reti AAT ed AT trifase/bifase/bifase a terra/monofase;
 - cortocircuiti sulla rete MT di tipo trifase/bifase/bifase a terra.
- Nessuna iniezione di corrente reattiva deve essere prevista in caso di guasto monofase a terra sulla rete MT.

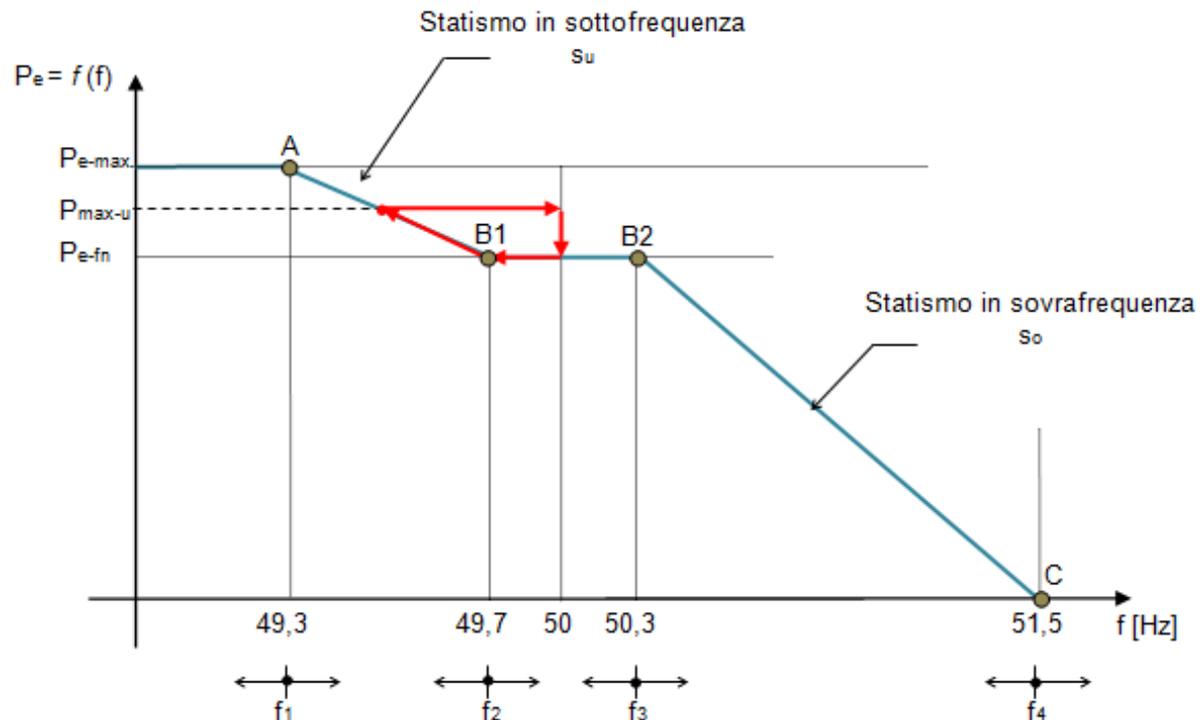


Quello che resta da fare: regolazione della potenza attiva



- Aumento di P per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete
 - Al fine di contribuire al ristabilimento della frequenza nominale in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete, ai i gruppi di generazione potrebbe essere richiesta una regolazione locale in aumento della potenza attiva

- Limitazione di P su comando esterno proveniente dal Distributore
 - Sarà inviato un opportuno segnale di livello di potenza attiva da limitare da parte dell'unità GD.





Quello che resta da fare: dati necessari ai fini del controllo del SEN

15

- Per il controllo del SEN sia in **fase predittiva** che in **tempo reale**, servono per ogni CP, sia dati previsionali sia telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziate per aggregato:
 - carico;
 - generazione differenziata per fonte;
 - totale di CP
- Sono esigenze già riportate dal 2009 nei RdE relative alle CP di raccolta (servono per il controllo delle FER); sono inoltre coerenti con la regolamentazione ENTSO-E attualmente in fase d'inchiesta.
- Sono in linea con le prospettive in materia di dispacciamento (DCO 35/2012) che pone vincoli di sbilanciamento anche alla GD.

Capitolo 4
Allegato A.70
(implementazione in corso)

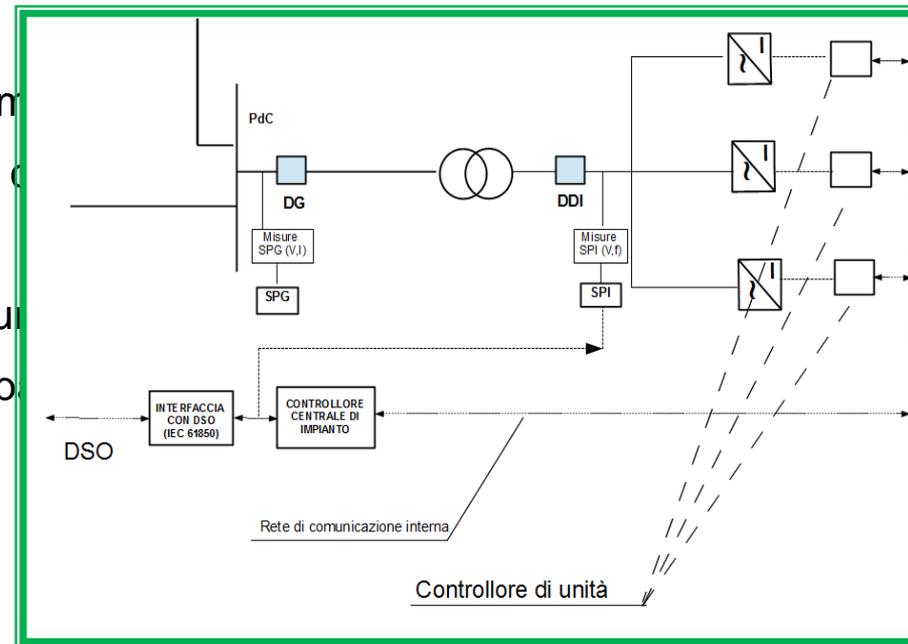


Controllore Centrale di Impianto (Allegato O): qualche anticipazione



16

- Il CCI acquisisce e processa dati per la **gestione** dell'impianto, interfacciandosi da una parte con il DSO (nel PdC) e dall'altra con l'impianto (unità di generazione; unità di conversione asservite ai sistemi di accumulo; eventuali carichi modulabili e dispositivi di rifasamento).
- Costituisce l'unico punto di interfaccia con il DSO → riceve comandi e parametri inviati dal DSO e rende disponibili verso il DSO caratteristiche, segnali e misure relative all'impianto (**escluse funzioni di protezione**).
- Le prestazioni funzionali minime del CCI sono:
 - regolazione di tensione (capability eqv di im)
 - limitazione della potenza attiva (anche su c)
- Le funzioni opzionali del CCI sono:
 - assicurare l'avviamento dell'impianto con u
 - coordinare il funzionamento della GD per p



Inizialmente per impianti con potenza
nominale superiore a 3 MW



Quello che resta da fare: segnali su protocollo CEI EN 61850 (Allegato T)



17

- Sarà definito un insieme di segnali (scambi informativi) finalizzati al governo della rete in presenza di GD basati sul protocollo IEC 61850.
- Tali segnali dovranno consentire di:
 - erogare i servizi di rete attraverso una modulazione apposita di potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto dal Distributore;
 - distaccare i generatori a seguito di telescatto (SPI);
 - fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura;
 - ...e molto altro...
- I messaggi da scambiare saranno suddivisi in 5 categorie:
 - caratteristiche dell'impianto;
 - stato operativo dell'impianto;
 - misure dell'impianto;
 - valori dei parametri operativi;
 - gestione della protezione di interfaccia;
 - (eventuale) parziale distacco del carico.

**Sarà garantita l'interoperabilità
tra gli apparati del DSO e quelli
dell'utente attivo**



- **Dispacciamento Centralizzato Esteso** (Modello 1) → è effettuato a livello centrale nella responsabilità del TSO e l'utente (UP o ERNP) è responsabile della presentazione di offerta come singola UP, o tramite un ente
- **Dispacciamento Decentralizzato** (Modello 2) → è effettuato a livello locale di
- **Procedimento Automatizzato** (Modello 3) → è effettuato a livello centrale coinvolgendo le sole unità connesse alla RTN, mentre il DSO è responsabile di mantenere, nel tempo reale, lo scambio di energia con la RTN il più possibile simile a quello definito in fase di programmazione.

CI VEDIAMO QUI AL
POLITECNICO
IL 6 FEBBRAIO 2014