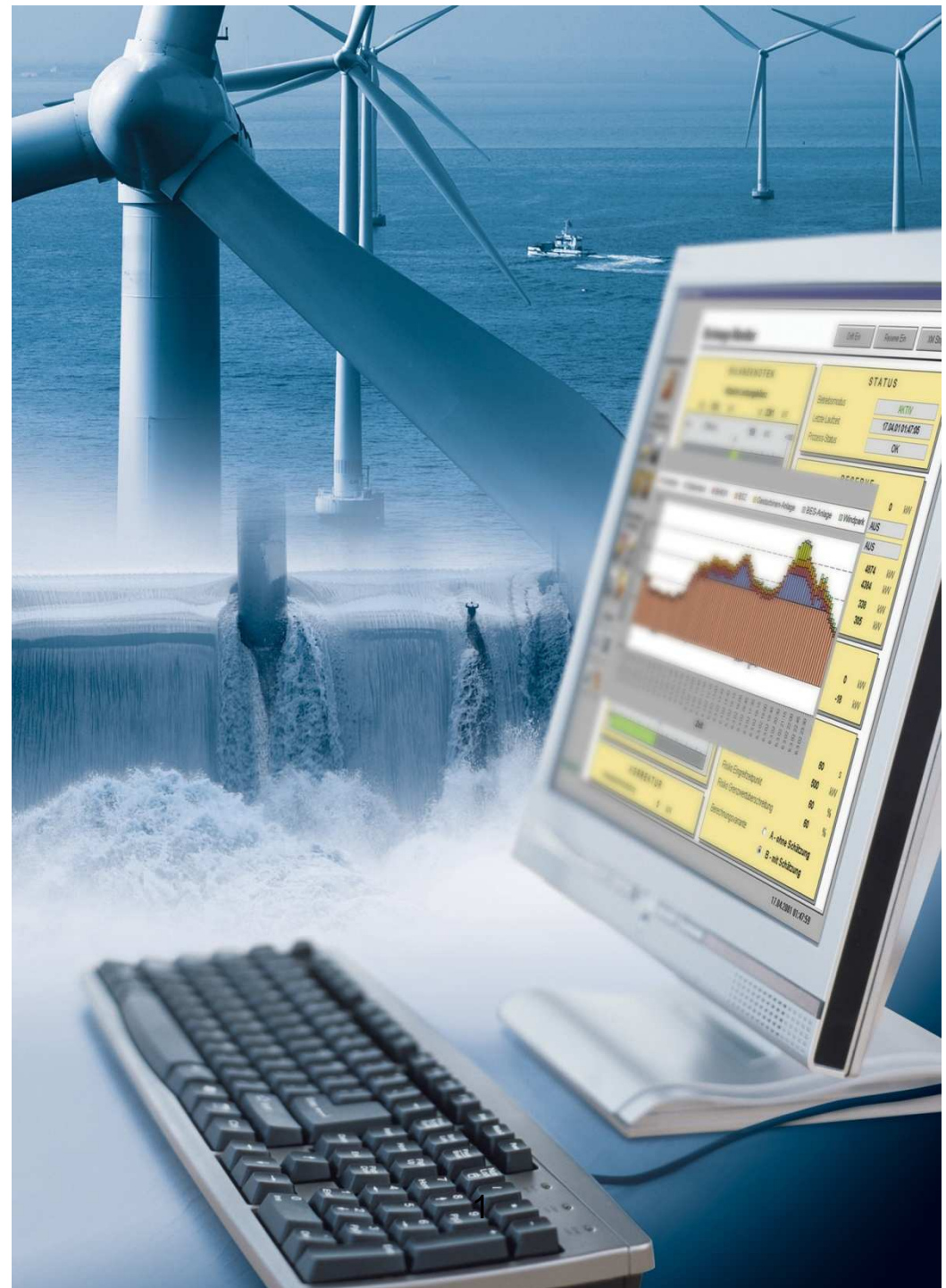




L'evoluzione in corso: verso le smart grid

prof. Maurizio Delfanti
Politecnico di Milano
Dipartimento di Energia
maurizio.delfanti@polimi.it



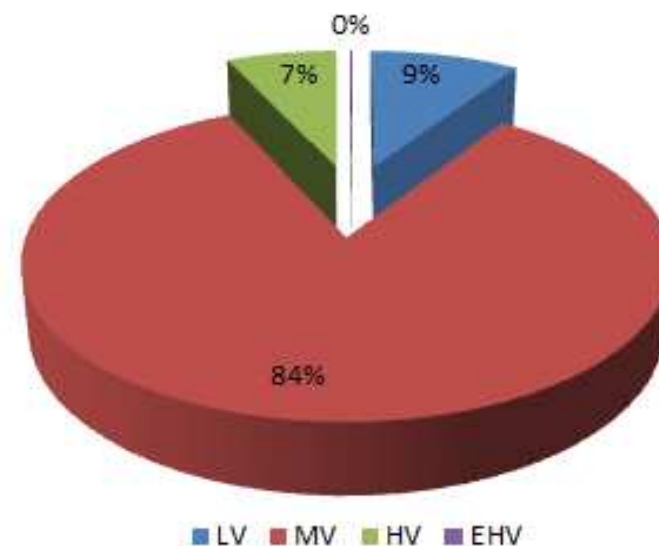


- ***L'impatto della GD sul Sistema Elettrico Nazionale***
- ***Le smart grid***
- ***Le regole tecniche di connessione: nuovi servizi per la rete***
- ***I progetti smart grid***

La generazione diffusa

3

- Sfruttamento di **fonti energetiche rinnovabili (FER)** diffuse sul territorio reso necessario dalla crescente attenzione ambientale (20-20-20)
- Ciascuno stato membro dell'Unione Europea ha istituito incentivi → in Italia, i Certificati Verdi per tutte le FER, e il Conto Energia per il fotovoltaico.
- Le FER non sono concentrate, ma diffuse sul territorio: servono impianti di taglia media e piccola, raramente connessi in AT (eolico). Più spesso connessi in MT o in
- La **Generazione Diffusa (GD)**: si interfaccia con la rete di distribuzione, in media tensione (MT) o in bassa tensione (BT)

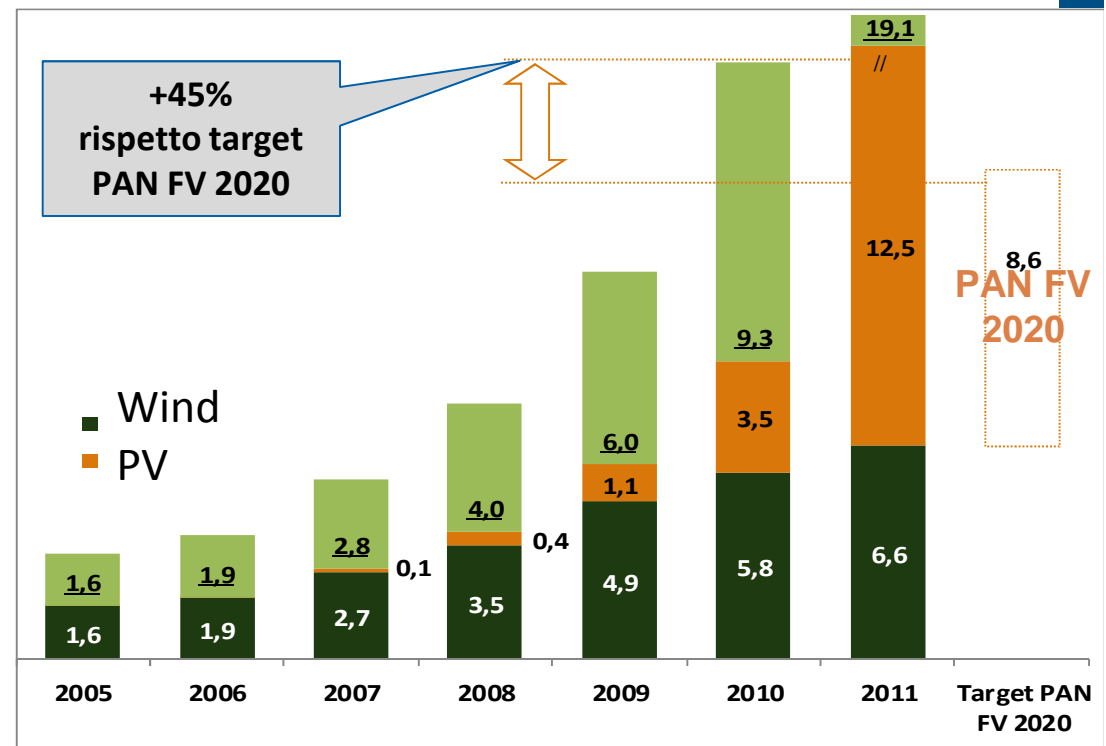


...la velocità con cui i sistemi elettrici evolvono è impressionante...

4

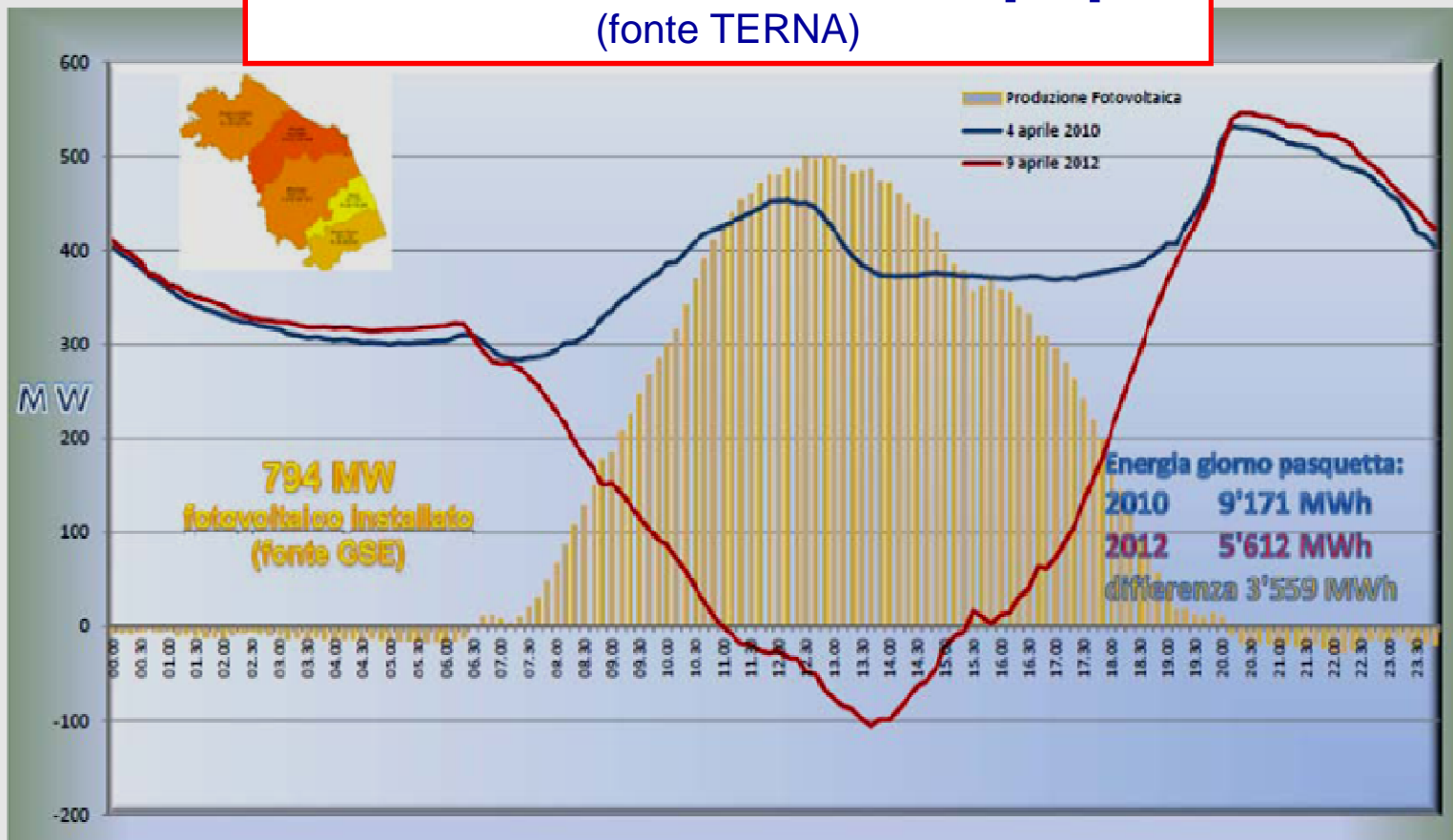
- Italia, Germania, Francia e Spagna al momento hanno i maggiori quantitativi di fotovoltaico installato
- Report ENTSO-E: Italia e Germania sono i paesi a maggior impatto che non garantiscono la tenuta della GD per transitori di frequenza
- L'incremento è esponenziale, con gradiente medio, per il fotovoltaico, di circa 50 MW/giorno (ITA)

- Previsioni al 2015:
 - ~ 23000 MW di FV;
 - ~ 9600 MW di eolico



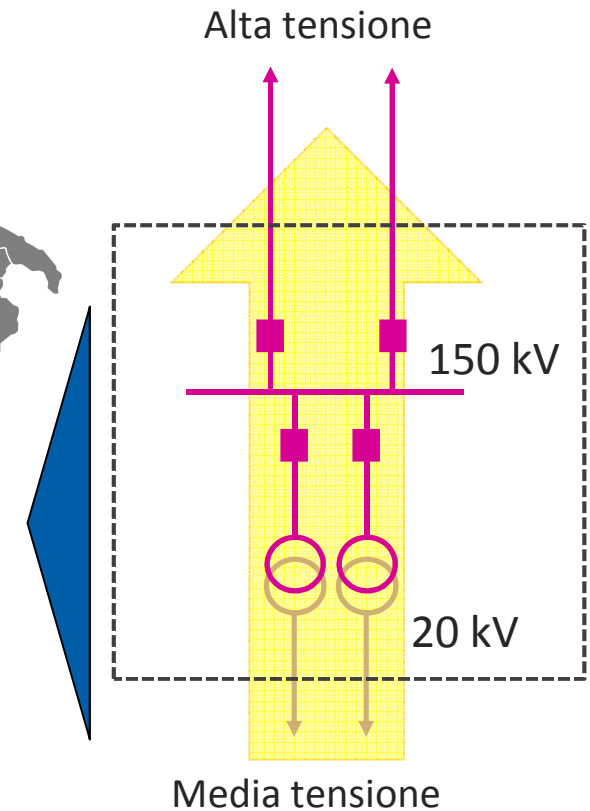
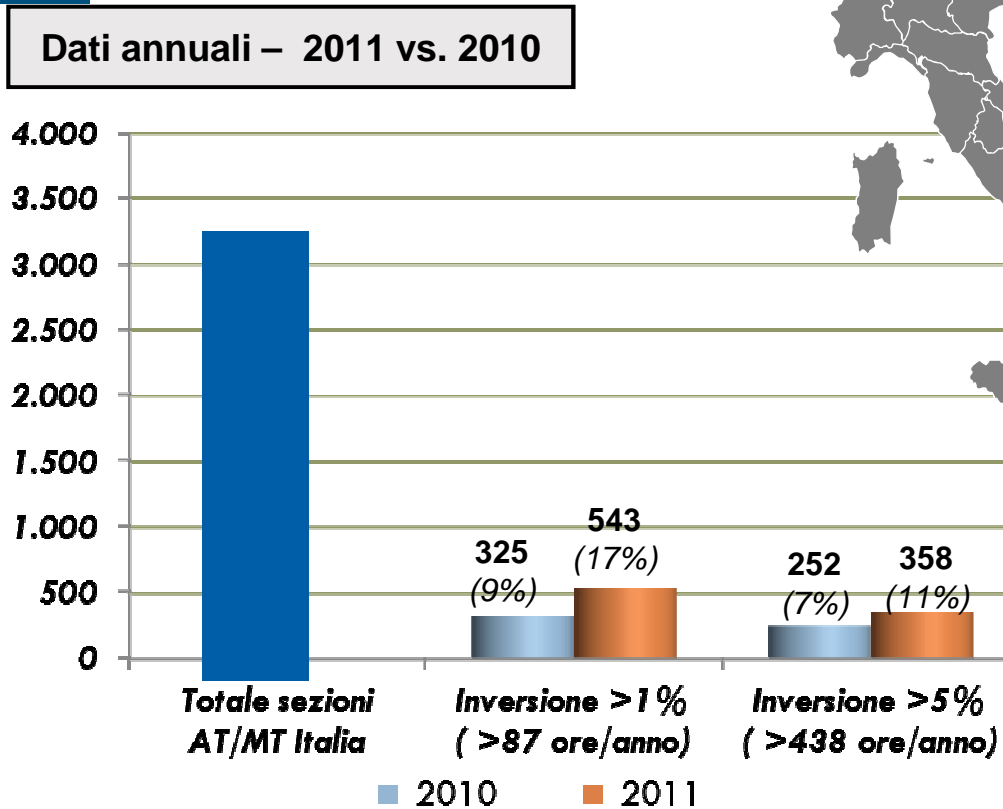


Regione MARCHE
Potenza di trasformazione AT/MT [MW]
(fonte TERNA)



Inversione di flusso: dati Enel Distribuzione

6

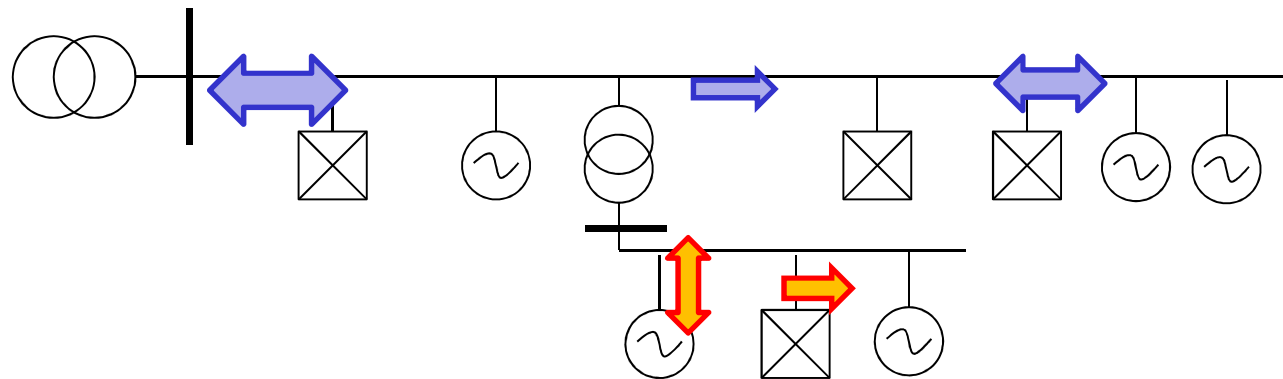


- L'inversione di flusso si ha in una percentuale significativa di trasformatori AT/MT (ogni Cabina Primaria ha mediamente 2 trafo)
- La situazione sta peggiorando anche in BT
- Presto, molte Cabine Secondarie (CS) funzioneranno in inversione di flusso

Perché la GD complica la gestione delle reti elettriche?

7

- La **rete di distribuzione** non è stata progettata per raccogliere energia della GD (energia "dal basso verso l'alto": BT → MT → AT)
- Questa condizione può verificarsi per poche ore dell'anno:
→ se la GD è poca, e il carico prevale, tutto funziona come prima
- Se la GD supera il carico, si ha ***inversione di flusso***:
 - ✓ a livello di trasformazione AT/MT (CP) → *problemi per SPI*
 - ✓ a livello di linea MT → *problemi per SPI* e *profilo di tensione*

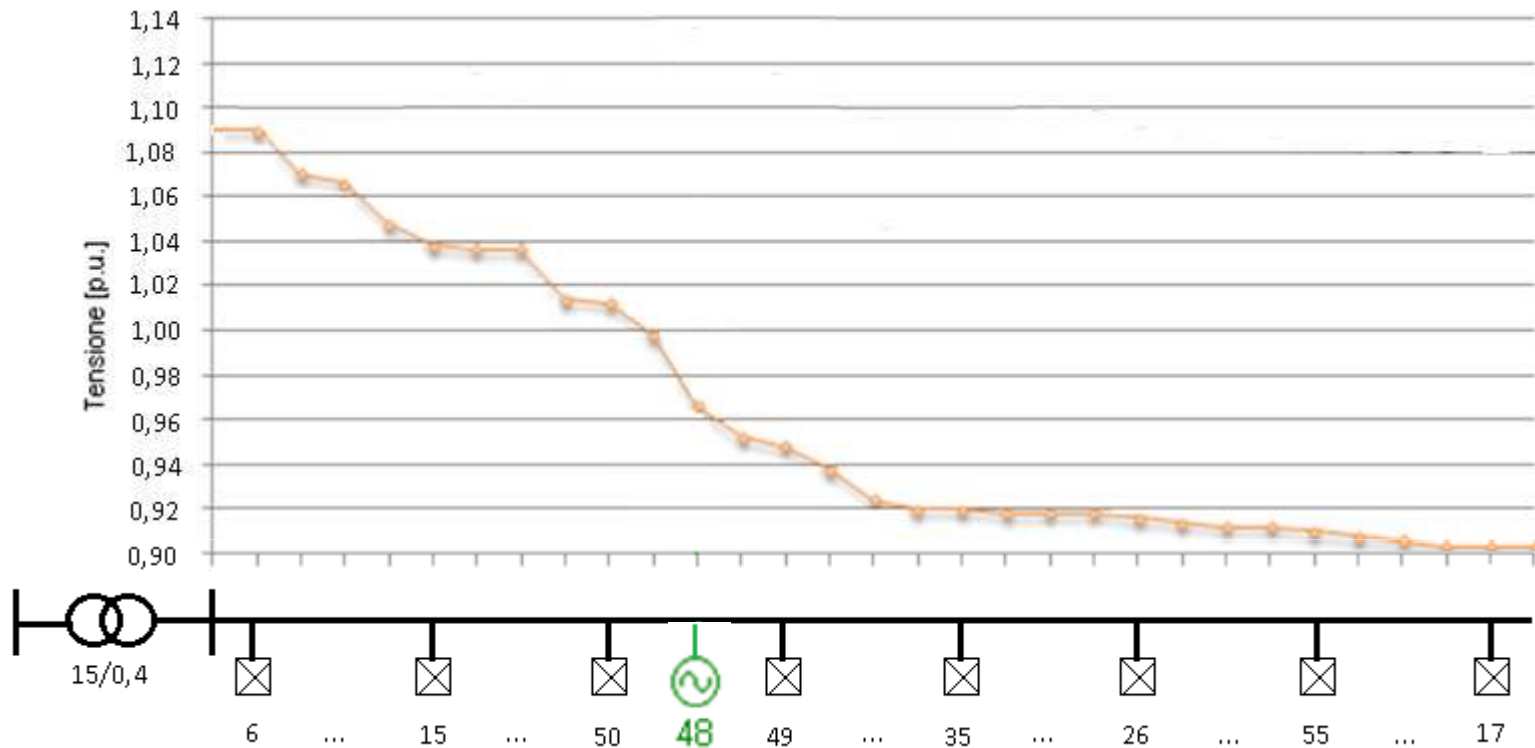


- La GD altera l'esercizio in sicurezza del **sistema elettrico di trasmissione** → non è garantito il funzionamento continuativo a fronte di variazioni anche minime della frequenza nella rete AAT/AT

Come si comporta **oggi** la GD: la regolazione di tensione

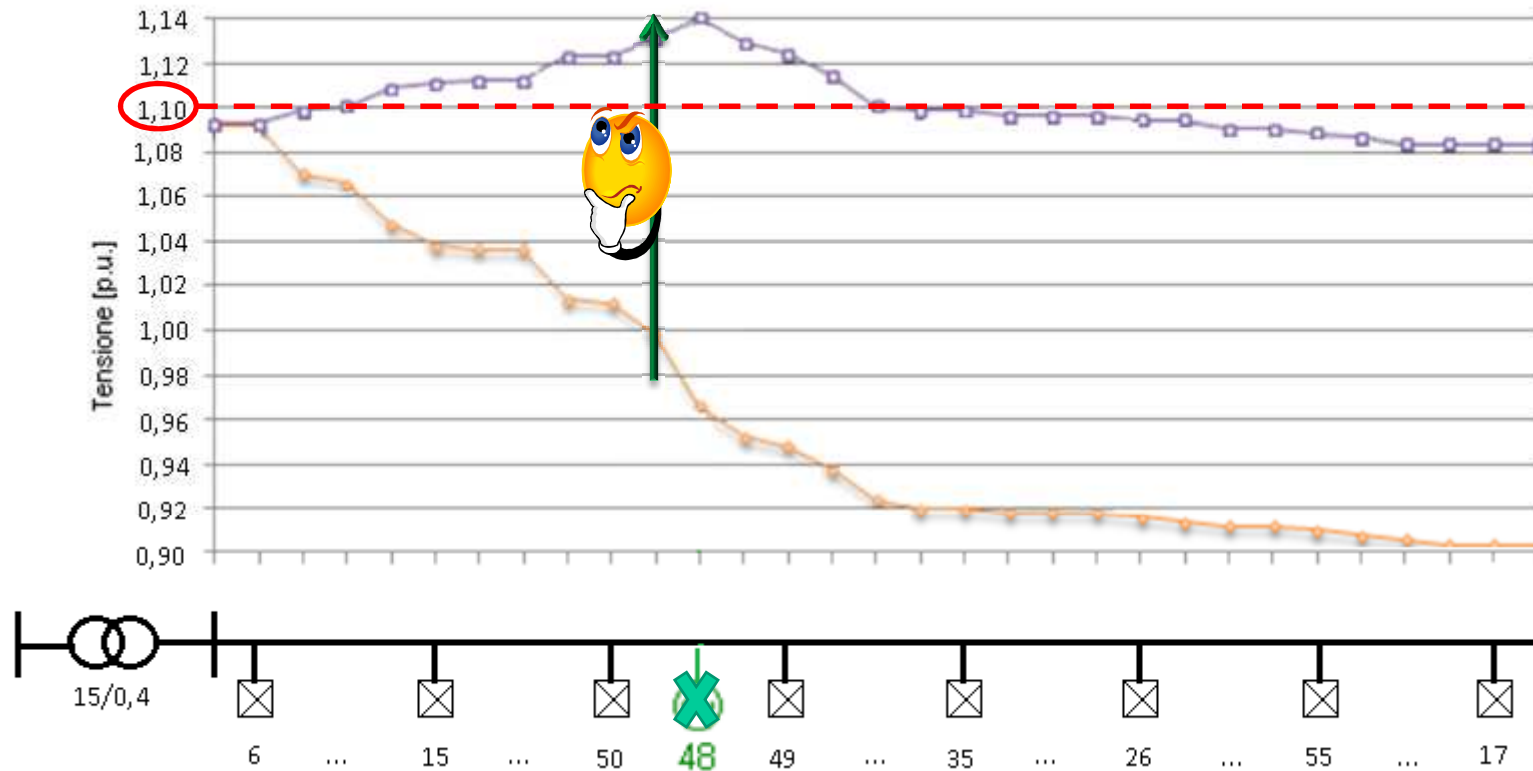
8

POLITECNICO DI MILANO



- Su una rete di distribuzione con soli carichi (rete passiva)
 - la tensione diminuisce allontanandosi dal trasformatore di cabina secondaria
- La situazione cambia se si aggiunge un generatore (ad es. nel nodo 48)

Limiti violati quando c'è inversione di flusso



- Se la GD supera il carico (inv. flusso), innalza la tensione a valori eccessivi: si può superare il limite del 110% (EN 50160)
- Se non si rimedia rapidamente al problema, l'Utente attivo è disconnesso perché il SPI comanda lo scatto del DDI per sovratensione



- Ridotta la capacità regolante del sistema elettrico
- Modificato l'effetto dell'alleggerimento (EAC) tra notte e giorno (difficilmente quantificabile la quota sottoposta ad alleggerimento)
- GD non monitorata in tempo reale (DSO→Terna)
- Assente/difficile la previsione sul breve-medio termine (DSO→Terna)
- Non prevista la regolazione di P attiva in sovra (-sotto?) frequenza
- Non previsti criteri di riconnessione automatica
- Non prevista l'insensibilità a transitori di tensione



- *L'impatto della GD sul Sistema Elettrico Nazionale*
- *Le smart grid*
- *Le regole tecniche di connessione: nuovi servizi per la rete*
- *I progetti smart grid*

L'unica soluzione possibile... ...il passaggio alle smart grid

12

POLITECNICO DI MILANO



- Le modalità di protezione, controllo, gestione della rete di distribuzione non sono quindi adeguate: serve una RIVOLUZIONE CONCETTUALE
- **Smart grid** → strutture e procedure operative innovative in grado di:
 - mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità del sistema;
 - migliorare la gestione della GD e il controllo del carico;
 - promuovere l'efficienza energetica e un maggiore coinvolgimento degli utenti finali (anche VE) nel mercato elettrico.

...attraverso un percorso a livello europeo e nazionale

13

POLITECNICO DI MILANO



1. L'evoluzione delle reti di trasmissione a livello continentale
(codice europeo, ENTSO-E) → **dimensione internazionale**

2. L'evoluzione delle reti di distribuzione a livello continentale
(Technical Specification, CENELEC) → **dimensione internazionale**

3. L'evoluzione delle regole di connessione a livello nazionale
 - Allegato A.70 e A.72 di TERNA → **dimensione nazionale**;
 - nuova CEI 0-21 e CEI 0-16 → **dimensione nazionale**

1. L'evoluzione delle regole a livello continentale: Grid Code ENTSO-E voluto dalla Commissione EU

14

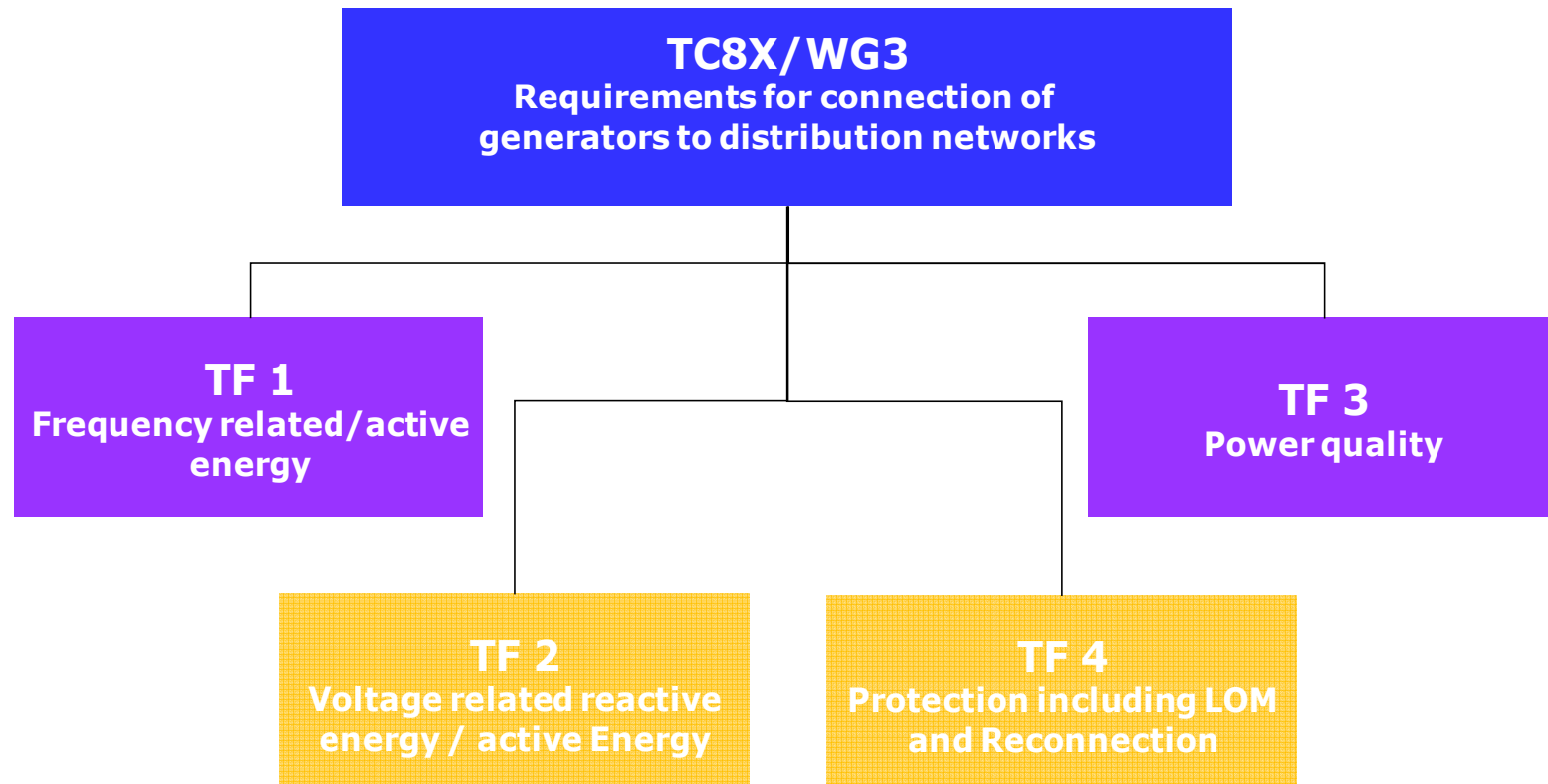
- Le iniziative nazionali hanno prevalso rispetto a quelle a livello EU:
 - la Germania ha introdotto un nuovo codice di rete per impianti MT e AT (BDEW 2008), seguito da linee guida per la BT (VDE-AR-N 4105);
 - l'Italia ha seguito un percorso simile con CEI 0-16 e CEI 0-21;
 - la Spagna ha esteso anche al FV i requisiti di supporto alla rete adottati per le installazioni eoliche (P.O. 12.3);
 - altri paesi seguiranno a breve lo stesso percorso...
- ENTSO-E il 13 Luglio ha sottoposto ad ACER un nuovo codice di rete europeo (RFG) “Requisiti per la connessione alla dei generatori”
- ACER, pur riconoscendo l'importanza (sicurezza del sistema, mercato interno dell'energia e cross-border), il 14 Ottobre lo ha bloccato richiedendo maggiori approfondimenti



2. L'evoluzione delle regole a livello continentale: TS del CENELEC

15

TC8X WG3 Organization



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

3. L'evoluzione delle regole in **Italia**: il DM 5 maggio 2011 (IV Conto Energia)

16

TITOLO II IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI

REQUISITI SMART !!!

- a) mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione;
- b) consentire la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto;
- c) aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto fotovoltaico;
- d) consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva;
- e) limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete);
- f) evitare la possibilità che gli inverter possano alimentare i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.



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

17

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

- **Allegato A.70** (approvato da AEEG, Del. 84/2012/R/eel – 8/3/2012);
 - 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 – 2/8/2012);
 - **disconnessione**, per motivi di sicurezza del SEN, della GD (FV 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...

POLITECNICO DI MILANO



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

18

- Le Regole Tecniche di Connessione MT e BT (CEI 0-16 & CEI 0-21) sono in corso di revisione (su mandato AEEG) per includere le prestazioni richieste dall'A.70, dall'A.72 e dal IV e V Conto Energia.
- La CEI 0-16:2012 (e in parte la CEI 0-21) prevedono funzioni innovative basate anche su comunicazione tra DSO e GD:
 - SPI con soglie larghe, sblocco voltmetrico, segnale di telescatto;
 - **regolazione di tensione** attraverso unità di GD, basata su logica locale o comando del DSO (logica centralizzata, set-point di Q);
 - regolazione frequenza/potenza **LFSM-O**;
 - **LVRT & OVRT**;
 - limitazione della GD su comando del TSO/DSO con un modem **GSM/GPRS** che apre il DDI (applicazione A.72 in tempo reale!)





- ***L'impatto della GD sul Sistema Elettrico Nazionale***
- ***Le smart grid***
- ***Le regole tecniche di connessione: nuovi servizi per la rete***
- ***I progetti smart grid***

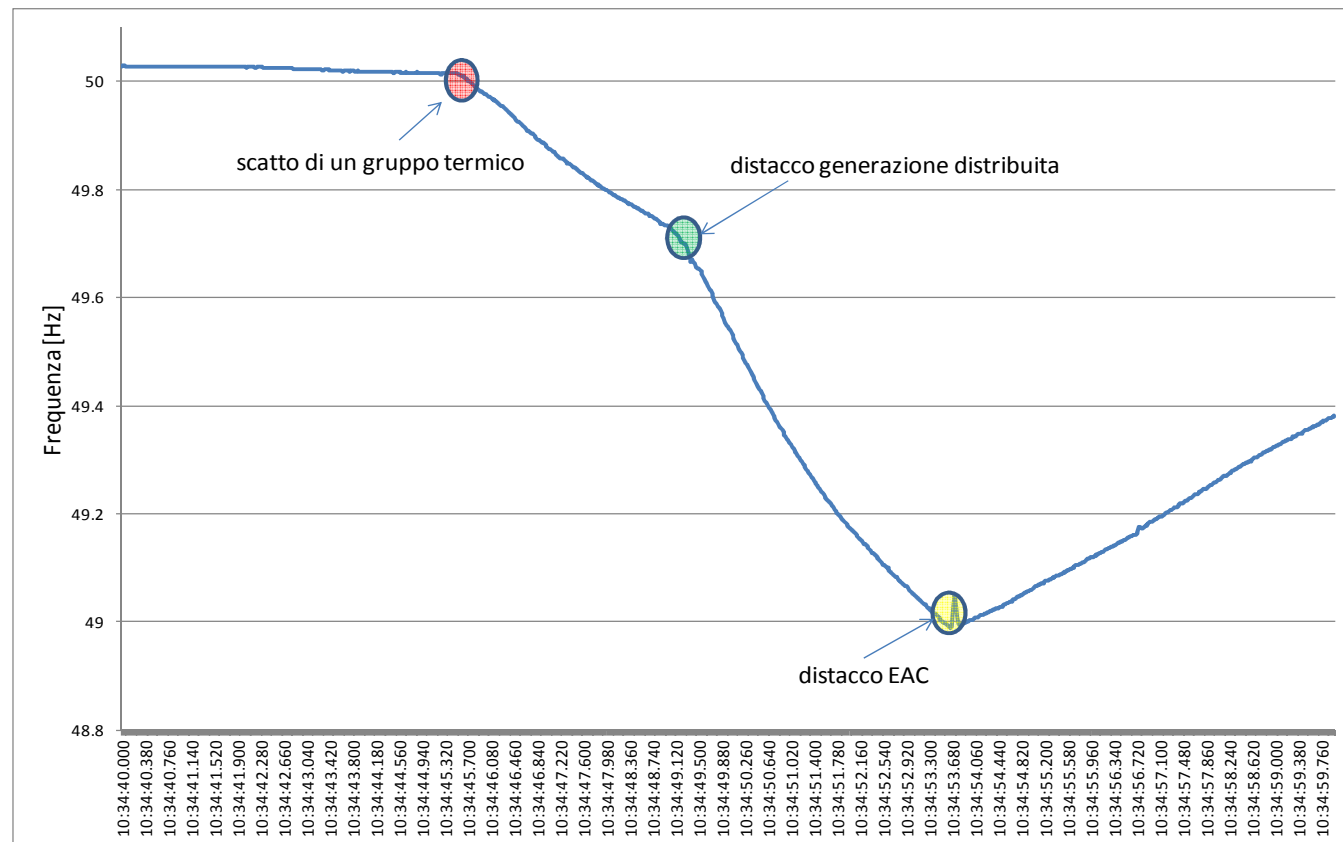
Le regole tecniche di connessione: la CEI 0-16 e la CEI 0-21

- Il processo di connessione alle reti di distribuzione è stato regolato in modo omogeneo su tutto il territorio nazionale con le Regole Tecniche di Connessione (RTC):
 - Norma CEI 0-16, in vigore dal 2008 → reti MT;
 - Norma CEI 0-21 in vigore da dicembre 2011 → reti BT.
- Le RTC sono state elaborate, su impulso AEEG, da un gruppo di lavoro (GdL 136), confluito poi nel comitato CT 316 “Connessione alle reti elettriche di distribuzione” del CEI.
- Forniscono le prescrizioni di riferimento per la corretta connessione degli impianti degli utenti (attivi e passivi) considerando le:
 - caratteristiche elettriche, funzionali e operative della maggior parte delle reti di distribuzione italiane;
 - esigenze di sicurezza e funzionamento degli Utenti che dovranno essere connessi.



Transitori di frequenza: i problemi in Italia

- Nel 2011 in Sicilia, durante un periodo di esercizio in isola elettrica, si manifesta l'effetto di un parco GD ormai cospicuo.

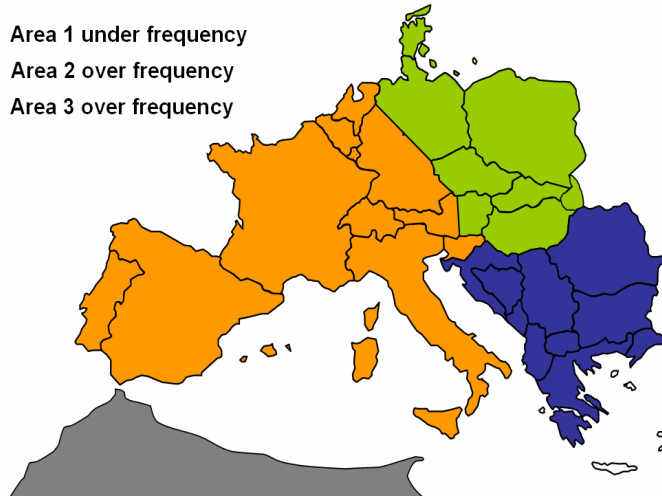


Transitori di frequenza: i problemi in Europa

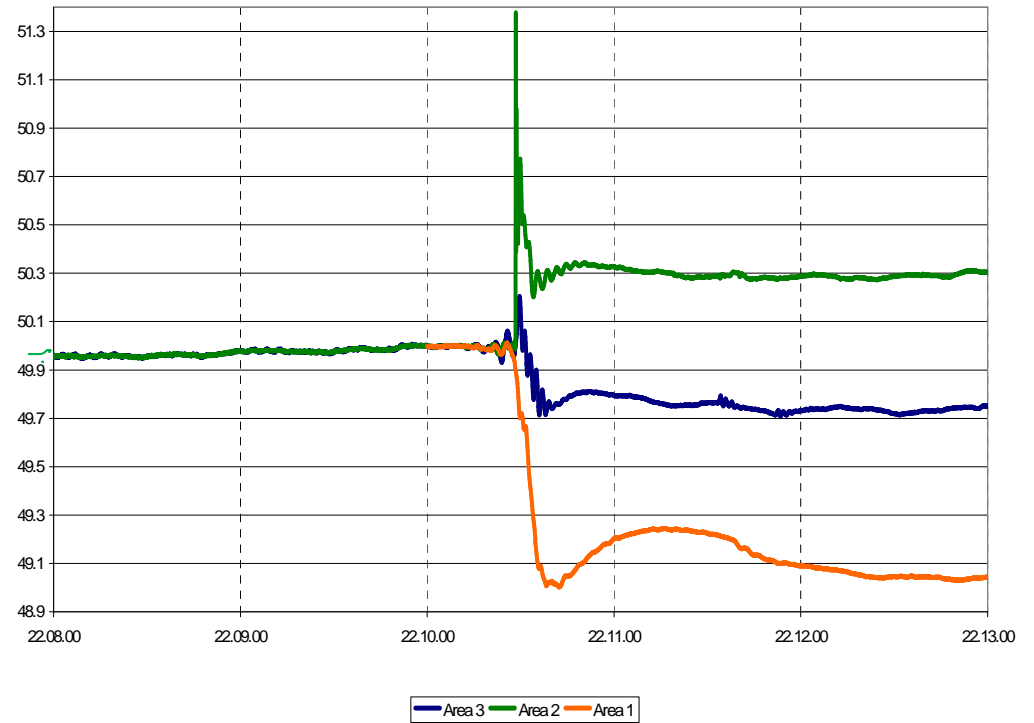
POLITECNICO DI MILANO



- Area 1 under frequency
- Area 2 over frequency
- Area 3 over frequency



04 novembre 2006



Funzionamento continuativo in parallelo alla rete: campi di funzionamento degli impianti di produzione

23

- Nelle normali condizioni di funzionamento la GD deve rimanere connessa alla rete, mantenendo in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico, per valori di:
 - tensione compresi nell'intervallo $90\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$
 - frequenza compresi nell'intervallo $49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$.
- In condizioni eccezionali di funzionamento (periodi di durata limitata) la GD deve rimanere connessa alla rete, variando la potenza erogata, per valori di:
 - tensione compresi nell'intervallo $85\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$;
 - frequenza compresi nell'intervallo $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.



Stabilità del SEN: campi di funzionamento in tensione e frequenza



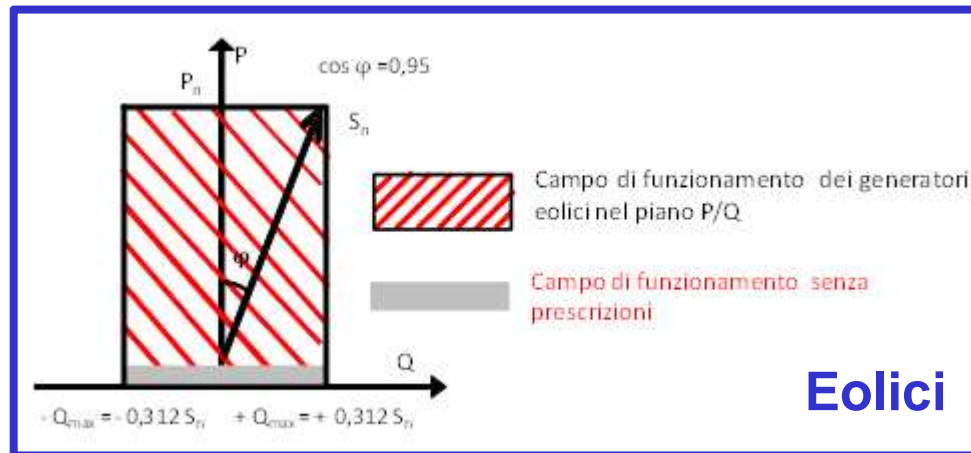
- I limiti sono inderogabili per garantire la sicurezza del SEN
- Processo in corso in maniera analoga in altri paesi (Germania, Spagna...)
- Il **retrofit** è un punto critico per tutti

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

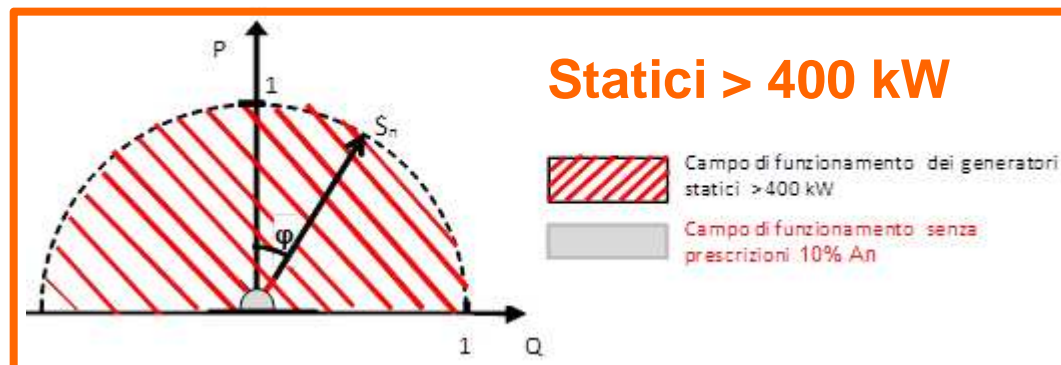
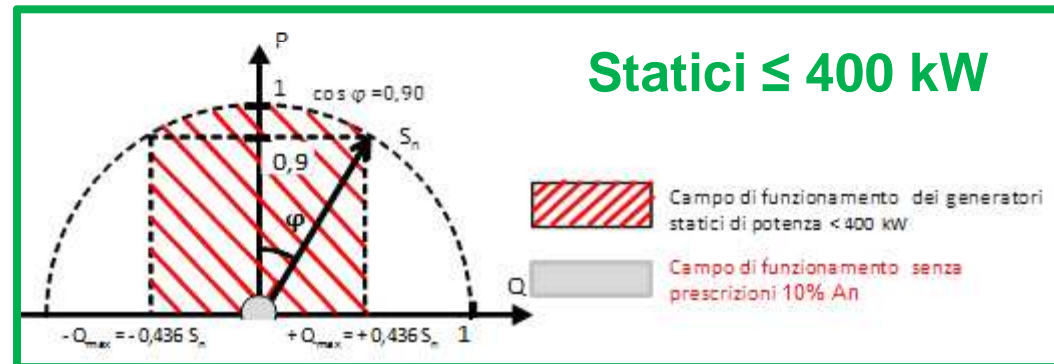
* with delay about 0,5 – 1s

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

Curve di capability: CEI 0-16



ATTENZIONE
sagoma rettangolare
prescrittiva, sezione
circolare superiore
opzionale



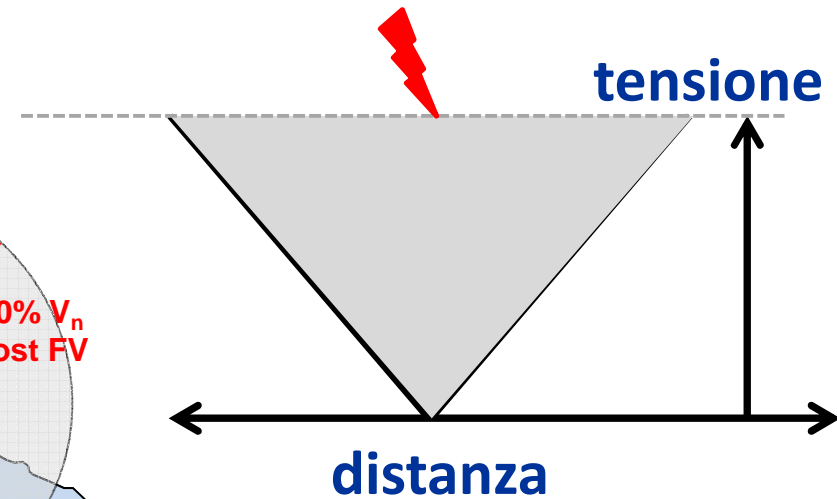
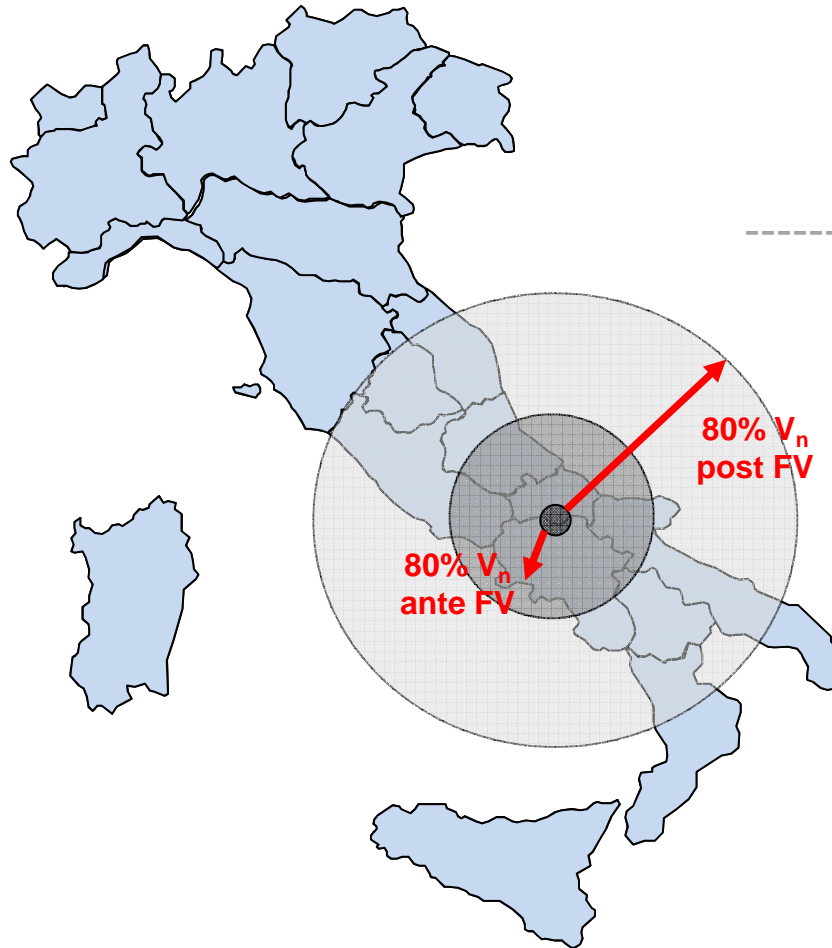
- La GD deve fornire servizi di rete per:
 - evitare un possibile degrado nella qualità del servizio
 - garantire la sicurezza in ogni condizione di esercizio

		Sincroni	Asincroni	Eolici FC	Eolici DFIG	Statici
1	Insensibilità alle variazioni di tensione	NO	NO	SI	SI	SI
2	Partecipazione al controllo della tensione	SI	NO	SI	SI	SI
3	Regolazione della potenza attiva in condizioni di variazione della frequenza	SI (per $P \geq 1\text{MW}$)	SI (per $P \geq 1\text{MW}$)	SI	SI	SI
4	Sostegno alla tensione durante un cortocircuito	NO	NO	SI	SI	SI
5	Partecipazione ai piani di difesa	NO	NO	SI	SI	SI

1. Insensibilità alle variazioni di tensione: effetti di un cortocircuito nella rete a 380 kV

27

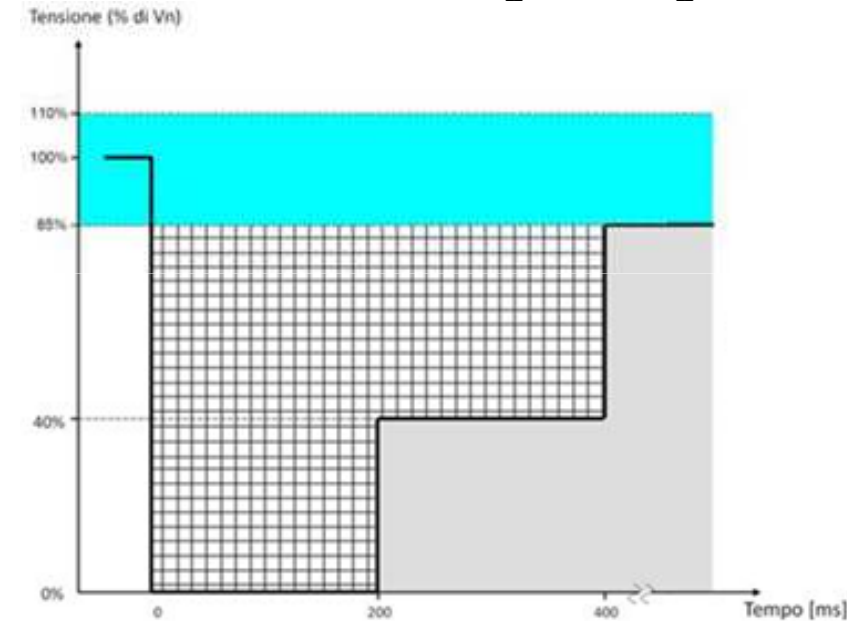
POLITECNICO DI MILANO



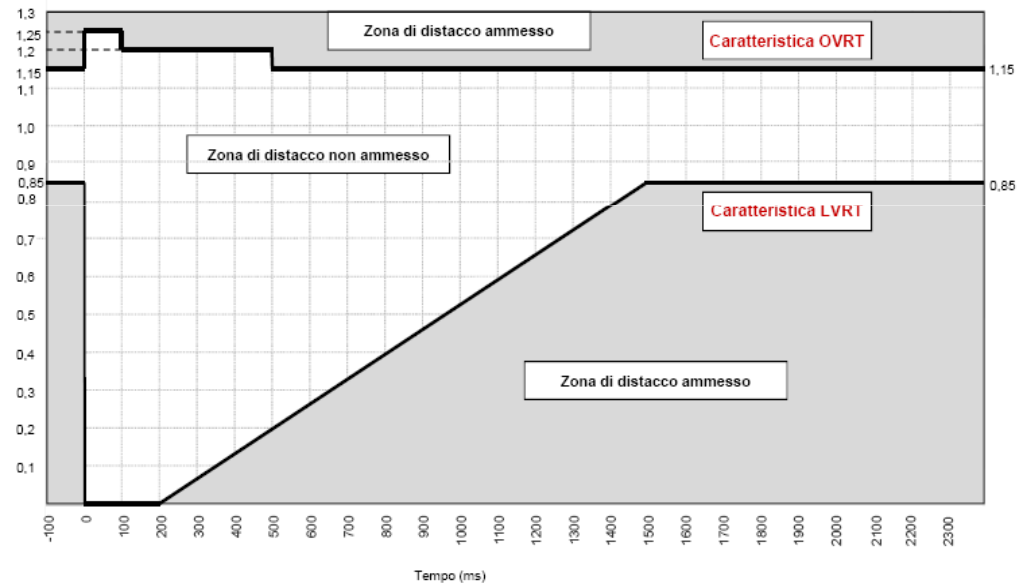
**Ipotesi: GD
uniformemente
distribuita**

1. Insensibilità alle variazioni di tensione: Fault Ride Through

- La GD deve resistere a perturbazioni di tensione generate sulla RTN per permettere alle protezioni del sistema primario di estinguere il guasto



FRT rete BT



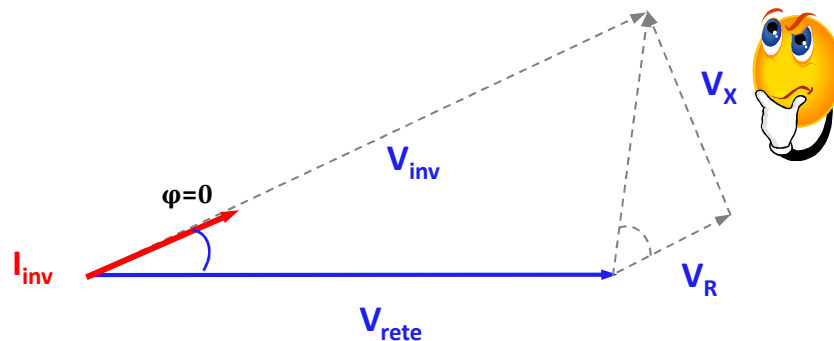
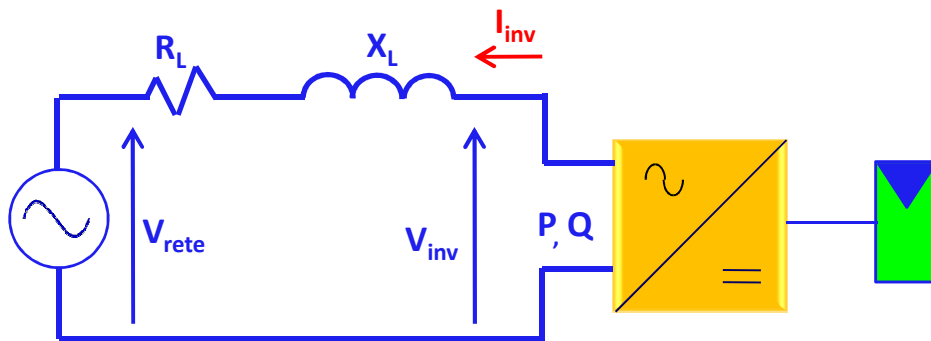
FRT rete MT

- Il distacco anticipato sottrae al sistema risorse produttive con pregiudizio per la stabilità e la sicurezza

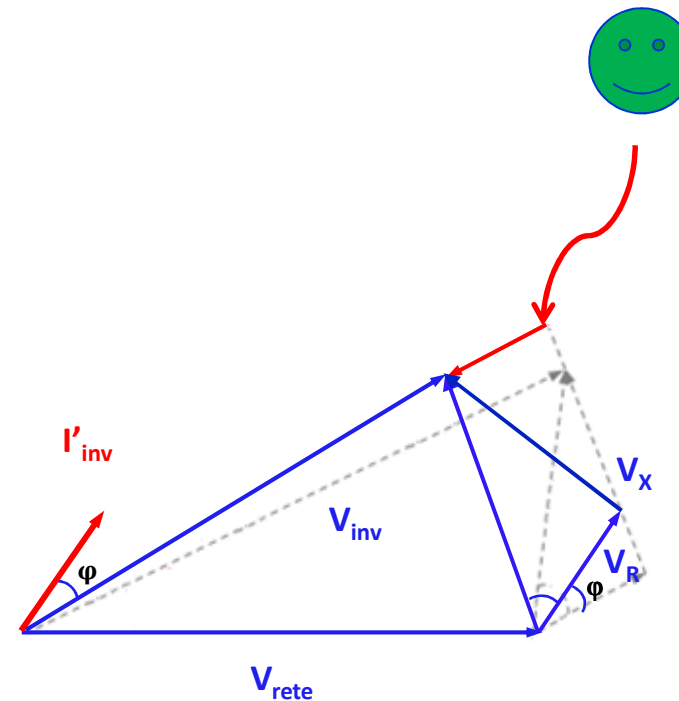


2. Partecipazione al controllo della tensione: immettere potenza reattiva per ridurre la tensione

- L'immissione di potenza attiva (solo P; $\cos\phi = 1$) 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%)



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



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

2. Partecipazione al controllo della tensione: modalità di regolazione

30

POLITECNICO DI MILANO

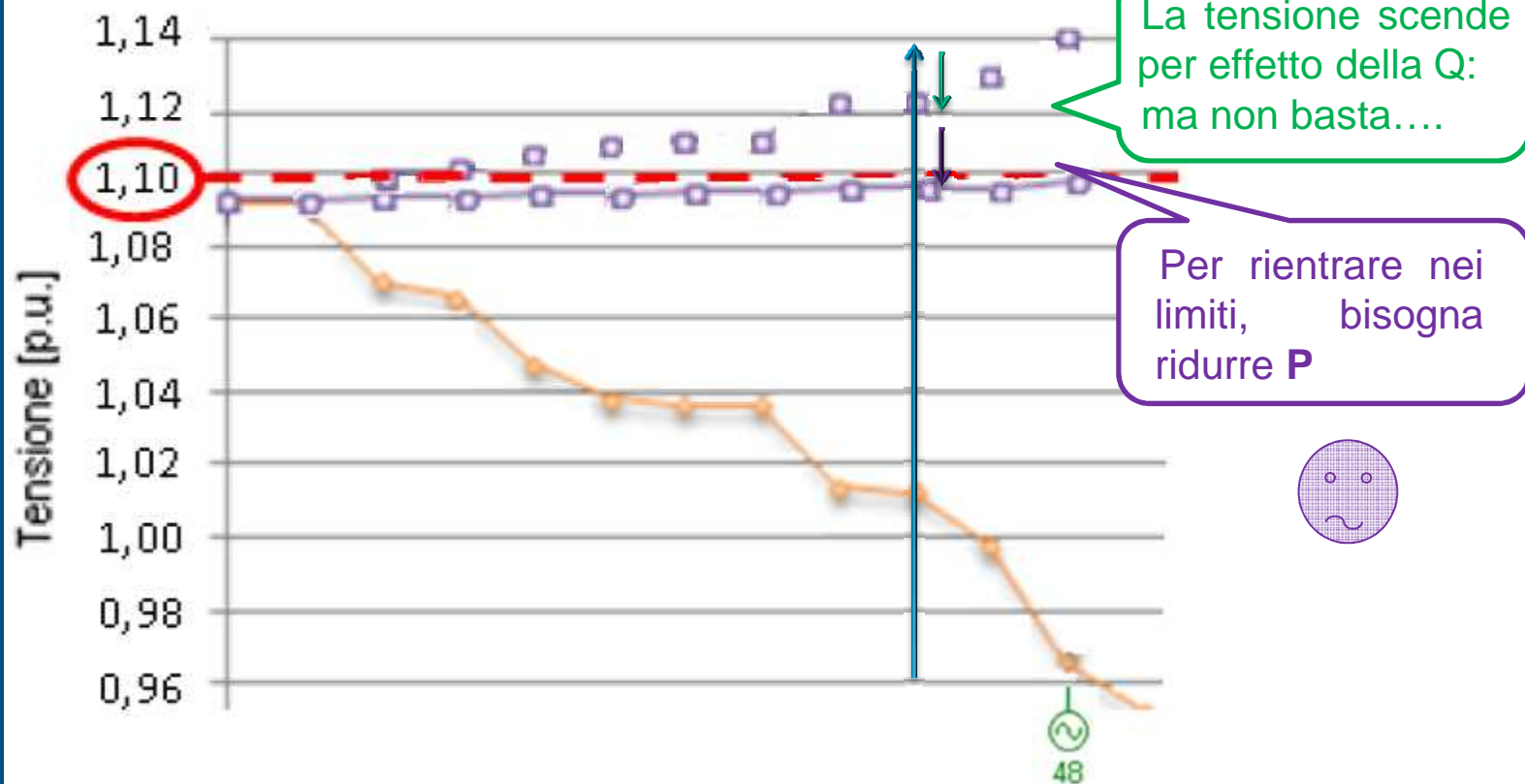


- Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva $\cos \varphi = f(P)$
 - ✓ Limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dalla GD a seguito della immissione di potenza attiva
- Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva $Q = f(V)$
 - ✓ Regolazione in logica locale basata sul valore di tensione di rete letto ai morsetti di uscita
- Regolazione centralizzata
 - ✓ Segnale di livello di Q (inviato dal DSO) da garantire nei limiti della propria capability.

3. Regolazione della potenza attiva: limitazione di P per valori di tensione $\approx 110\%$ di U_n



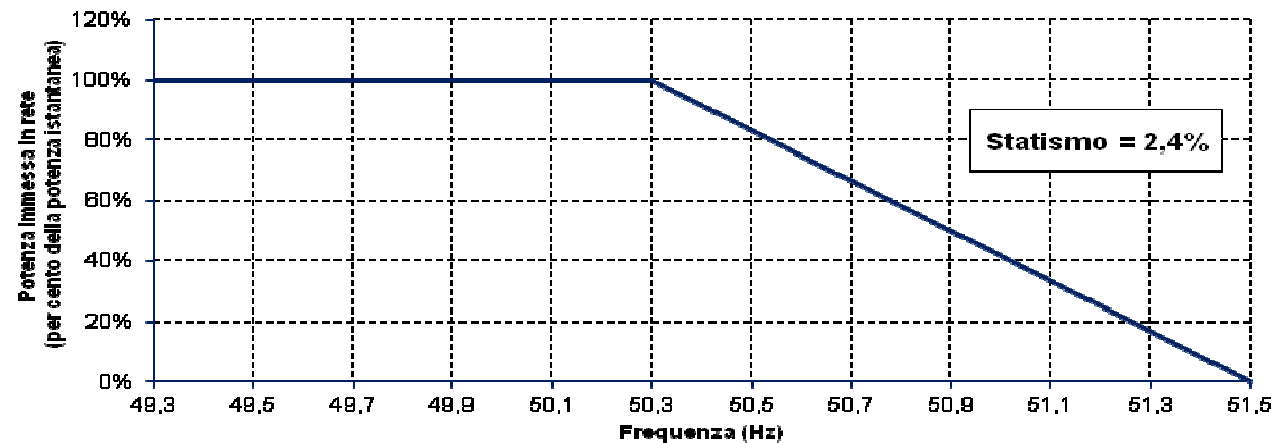
- Per evitare il distacco della GD per valori di tensione prossimi al 110%, si deve limitare automaticamente la potenza attiva immessa in funzione della tensione.
- Minori immissioni di P \square minori guadagni (la funzione è segnalata dall'inverter)



3. Regolazione della potenza attiva: limitazione di P per transitori di sovralfrequenza

32

- La GD deve attuare una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva in modo da contribuire al ristabilimento della frequenza nominale



- Diminuzione lineare della potenza in sovralfrequenza
- Discesa con gradiente dell'83,3% Pe/Hz
- Utilizzazione di tutta la capacità di regolazione disponibile
- Tempi di risposta ridotti ($FV \leq 2s$; Eolici $\leq 10 s$)

3. Regolazione della potenza attiva: aumento di P per transitori di sottofrequenza

33

- Per contribuire al ristabilimento della frequenza nominale in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete, la GD deve effettuare una regolazione locale in aumento della potenza attiva





- ***L'impatto della GD sul Sistema Elettrico Nazionale***
- ***Le smart grid***
- ***Le regole tecniche di connessione: nuovi servizi per la rete***
- ***I progetti smart grid***

Delibera ARG/elt 39/10 : requisiti dei progetti pilota

35

L'AEEG ha avviato un processo di selezione di progetti pilota che:

- rappresentino una **concreta dimostrazione in campo** su reti di distribuzione MT in esercizio;
- interessino una porzione di rete MT attiva: linee MT con **inversione dei flussi per almeno l'1% dell'anno**;
- prevedano un sistema di **controllo/regolazione della tensione della rete** e un sistema di registrazione automatica degli indicatori rilevanti;
- utilizzino **protocolli di comunicazione non proprietari**;
- garantiscano il rispetto delle normative vigenti, in particolare circa la qualità del servizio.

I progetti selezionati avranno diritto all'incentivo Δ -WACC (2% per 12 anni sui cespiti entrati in esercizio)

POLITECNICO DI MILANO



I progetti pilota selezionati

36

- 10 Febbraio 2011: pubblicata la Delibera ARG/elt 12/11, ammissione al trattamento incentivante di otto progetti pilota di smart grids.

Pos.ne in classifica	Rete interessata (CP)	Impresa di distribuzione
1	A2A - CP Lambrate (MI)	A2A Reti Elettriche S.p.A.
2	ASM Terni (TR)	ASM Terni S.p.A.
3	A2A - CP Gavardo (BS)	A2A Reti Elettriche S.p.A.
4	ACEA Distr. (Roma)	Acea Distribuzione S.p.A
5	ASSM Tolentino (MC)	Assm S.p.A.
6	ENEL Distr. - CP Carpinone (IS)	ENEL Distribuzione S.p.A.
7	Deval - CP Villeneuve (AO)	Deval S.p.A.
8	A.S.SE.M. S. Severino Marche (MC)	A.S.SE.M. S.p.A

- Alcune funzioni sono comuni a tutti i progetti; in rosso quelli per cui Il Politecnico di Milano – (DE + DEI) – ha operato come advisor





- A livello dei **singoli progetti**:
 - ✓ aumento **dell'energia immettabile** in rete da parte della DG a parità di struttura di rete
 - ✓ introduzione della regolazione di tensione locale
 - ✓ possibilità di modulare il flusso di potenza alla cabina AT/MT (punto di **interfaccia DSO/TSO**)
- A livello di **sistema**:
 - ✓ diffusione di conoscenze sui progetti sperimentali (relazioni periodiche) e replicabilità
 - ✓ nuove condizioni di sicurezza del sistema (4 nov. 2006)
- Per la **regolazione**:
 - ✓ acquisizione di esperienza e conoscenze per rafforzare / consolidare la regolazione incentivante
 - ✓ necessaria per evolvere verso **una regolazione degli output**

Sperimentazioni in campo di sistemi di accumulo (Delibera ARG/elt 199/11; 288/2012/R/EEL)

38

Rete di trasmissione:

- a) siano inseriti nel Piano di sviluppo;
- b) abbiano la caratteristica di amovibilità;
- c) siano necessari a garantire l'immissione in rete di energia prodotta da FRNP, nelle more dei potenziamenti di rete;
- d) siano complementari a un sistema di controllo dinamico delle reti;
- e) siano dimensionati per l'accumulo di energia prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza...

Rete di distribuzione

- a) garantiscano l'immissione in rete di energia da FER non programmabili;
- b) siano inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in reti smart grid;
- c) garantiscano **la regolazione dei profili di scambio** di energia elettrica con la rete di trasmissione.

POLITECNICO DI MILANO



Sperimentazioni in campo di sistemi di accumulo: i primi progetti incentivati

39

POLITECNICO DI MILANO



[stampa](#) | [chiudi](#)

Copyright © RIP Srl
Energia Elettrica

lunedì 11 febbraio 2013

Batterie Terna, l'Autorità approva i primi incentivi



Con la delibera 43/2013/R/eel, pubblicata oggi, l'Autorità per l'energia ha accordato una remunerazione aggiuntiva del 2% a due progetti pilota di Terna per l'accumulo di energia elettrica per un massimo di 16 MW previsti dal Piano di Difesa del gestore di rete in Sicilia e Sardegna. Si tratta di due progetti di accumulo power intensive da massimo 8 MW ciascuno, previsti dal progetto sperimentale di Terna Storage Lab, che il Tso intende realizzare a Caltanissetta e Ottana. I sistemi di accumulo power intensive hanno principalmente la finalità di garantire un'adeguata capacità regolante per garantire il bilanciamento e la sicurezza del sistema elettrico in particolare nelle zone caratterizzate da una forte presenza di fonti rinnovabili non programmabili. Il piano di difesa di Terna ne prevede in tutto 40 MW, che saranno remunerati quindi in parte (i progetti approvati oggi) con una maggiorazione del 2% e per la parte restante con una maggiorazione dell'1,5%, come gli altri interventi del piano di difesa. Il piano di Sviluppo di Terna, approvato in ottobre dal Mse, prevede inoltre 35 MW di batterie energy intensive. Sull'ammissione alle remunerazioni incentivanti anche di quest'ultima tipologia di sistemi di accumulo bisognerà aspettare un successivo provvedimento, "da adottarsi – si legge nella 43/2013 – a breve termine".

Qualche spunto di riflessione: prospettive per le reti di distribuzione



- La velocità di evoluzione dei sistemi elettrici in questo periodo storico è decisamente elevata («unprecedented»)

- **ENTSO-E, codice europeo per i generatori (RfG)**

- **avvento dei veicoli elettrici (ormai sul mercato...)**

- **regole di gestione delle reti e di connessione**

- (Del. 84; allegato A.70; CEI 0-21 da luglio;

- futura CEI 0-16 a fine anno):

- **sperimentazione di sistemi di accumulo (Del. 199/11)**

- **nuove prospettive per il dispacciamento delle FER**

dimensione internazionale

dimensione nazionale

- La capacità di reazione mostrata dal sistema Italia rispetto alla tempesta in atto ha condotto a una situazione di assoluta avanguardia

- Verso una nuova gestione delle reti con massiccia presenza di GD

- L'impatto della e-mobility sul sistema di distribuzione elettrico: un problema o un'opportunità?

- Una nuova variabile di controllo per il DSO (e per il TSO?)

- Quali intersezioni/sinergie con i sistemi di accumulo?