



FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



CONFINDUSTRIA

DAL 1945 IL VALORE DELL'INNOVAZIONE

'SMART METERING' IN RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE ATTIVE: TECNOLOGIE PER IL MONITORAGGIO BASATE SULLA MISURA DEI SINCRIFASORI

A. Borghetti, C.A. Nucci, M. Paolone
Dipartimento di Ingegneria Elettrica
Università di Bologna
in collaborazione con National Instruments



INDICE

- Introduzione
- Algoritmo sviluppato per la stima dei sincrofasori
- Implementazione su microcontrollore digitale
- Caratterizzazione sperimentale
- Applicazione alle manovre di disconnessione e riconnessione di una rete di distribuzione
- Conclusioni

INTRODUZIONE

Nelle reti elettriche di trasmissione il monitoraggio mediante le PMU (phase measurement unit) è alla base dei cosiddetti WAMS (*Wide Area Monitoring Systems*).

Le PMU consentono la misura dei fasori sincronizzati delle tensioni nodali.

La sincronizzazione è effettuata mediante il segnale UTC-GPS (*Universal Time Code – Global Positioning System*).



FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



DAL 1945 IL VALORE DELL'INNOVAZIONE

AssoAutomazione
Associazione Italiana
Automazione e Misura



Le caratteristiche peculiari delle reti di distribuzione:

- elevate impedenze per unità di lunghezza delle linee;
- ridotti valori di flussi di potenza;
- possibile distorsione armonica delle tensioni;
- possibile esercizio in isola di carico.

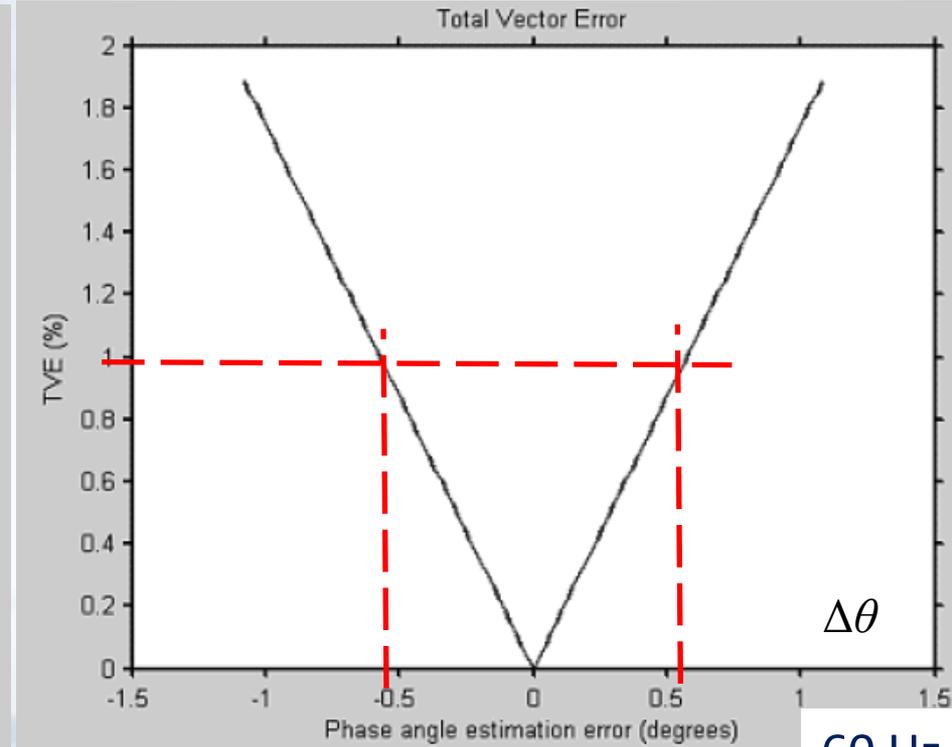
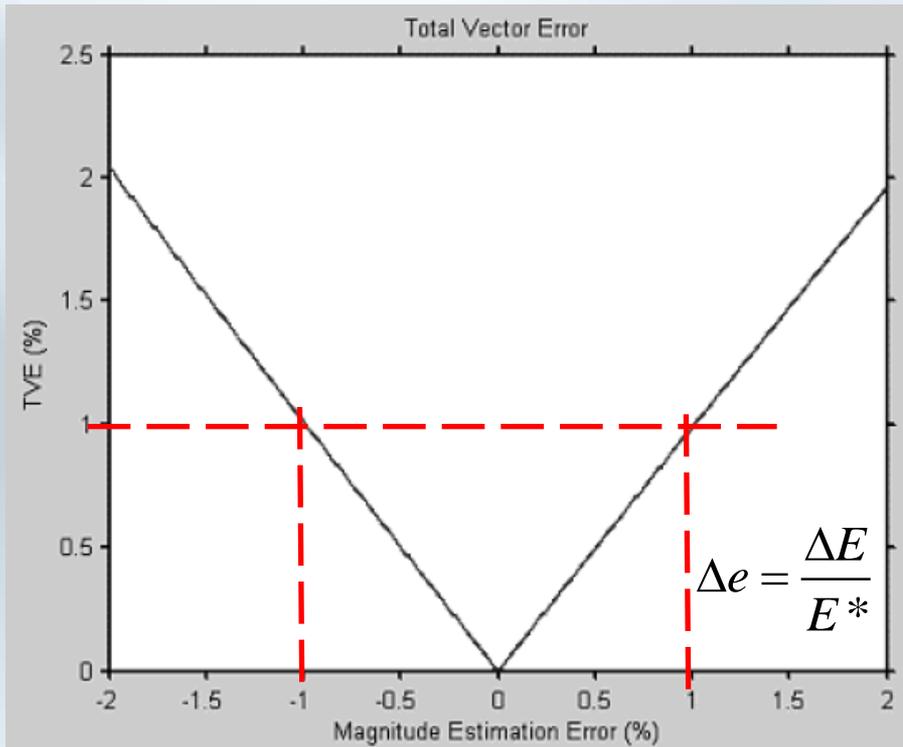


richiedono un'elevata accuratezza nella stima dei sincrofasori, robustezza dell'algoritmo di stima nei confronti di segnali di ingresso caratterizzati da elevata distorsione della forma d'onda e nel caso di transitori elettromeccanici che comportano significative variazioni di frequenza.

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}}$$

Total Vector Error (TVE):

ampiezza della differenza tra il fasore teorico ed il fasore vero in per unità rispetto la fasore vero (IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Std. C37.118, 2005)



60 Hz

Accuratezza stima dei fasori:

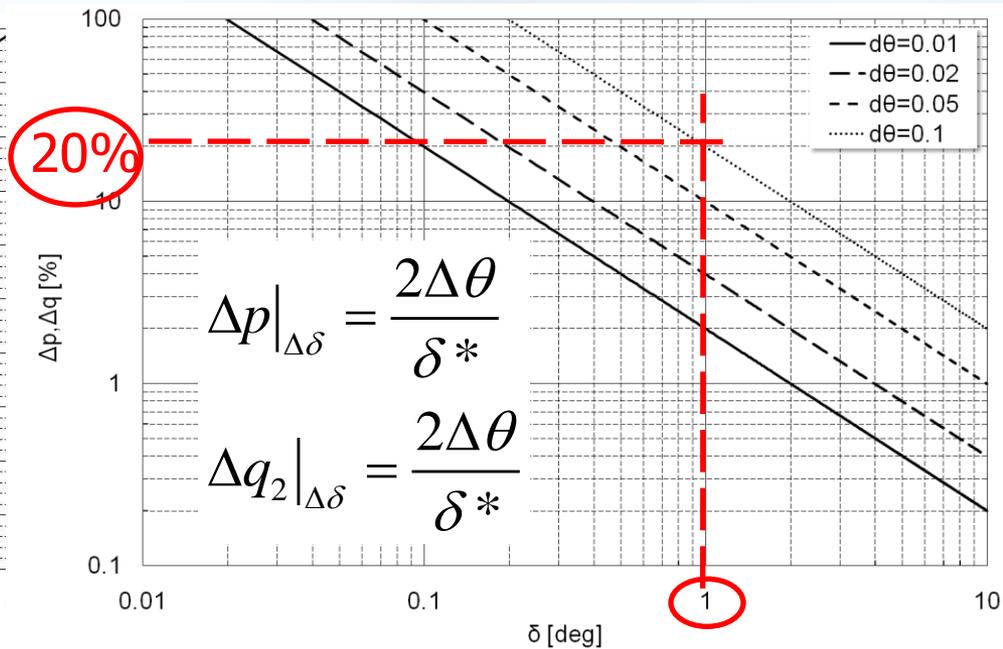
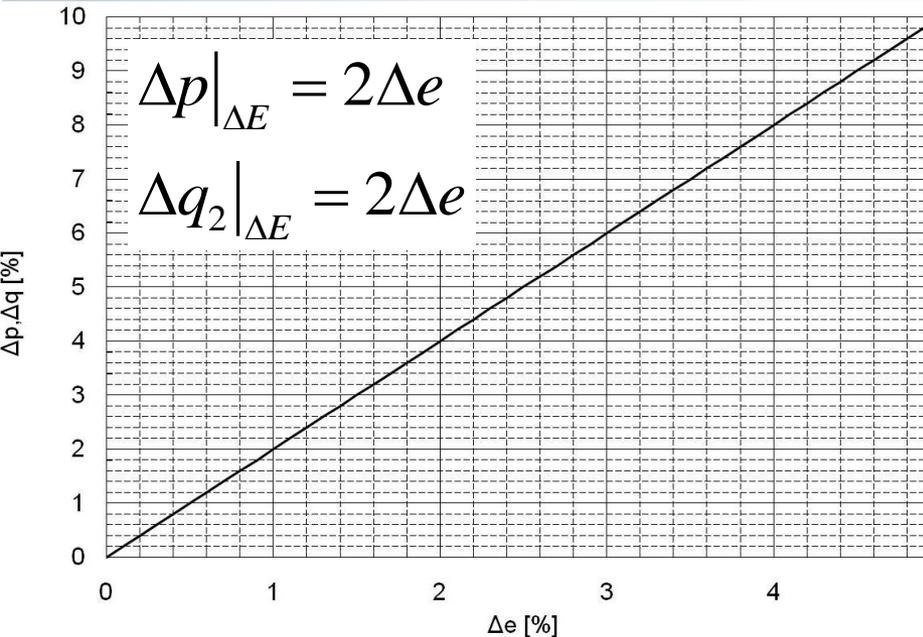
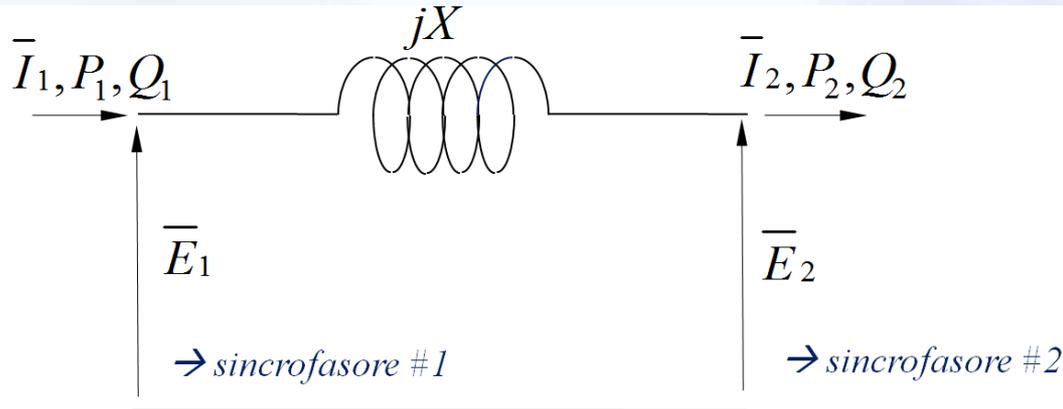
RMS: ΔE

fase: $\Delta \theta$

Differenza di fase tra i

fasori \bar{E}_1, \bar{E}_2

$\delta \rightarrow \Delta \delta = 2 \cdot \Delta \theta$



ALGORITMO DI STIMA DEI SINCRUFASORI

- I. Campionamento delle tensioni/correnti all'interno di una finestra temporale T di 80 ms (corrispondente a 4 cicli a 50 Hz); l'inizio del campionamento è originato dal fronte di salita del segnale UTC-GPS PPS (pulse-per-second).
- II. Identificazione della componente alla frequenza fondamentale all'interno di un'intervallo di frequenza $f_0 \pm \Delta f$ (dove f_0 indica la frequenza nominale della rete e Δf l'intervallo di frequenza massimo all'interno del quale identificare la componente alla frequenza fondamentale, es. 3 Hz).
- III. Ricostruzione nel dominio del tempo della componente alla frequenza fondamentale identificata, miglioramento della stima dell'ampiezza e della fase del sincrofase.



FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



DAL 1945 IL VALORE DELL'INNOVAZIONE

AssoAutomazione
Associazione Italiana
Automazione e Misura



Segnale di ingresso:

$$s(t) = \tilde{s} + \sum_{h=1}^n s_h \cos(h\omega_0 t + \varphi_h) + \varepsilon_t, \quad \tilde{s} = DC[s(t)]_{t \in [0, T]}, \quad \varepsilon_t = \text{Gaussian noise}$$

Trasformata di Fourier discreta

$$G(kDf) = \sum_{h=1}^n S_h D_N[(kDf - f_h) T], \quad \text{being } D_N(\mathcal{J}) = \frac{\sin(\rho \mathcal{J})}{N \sin(\rho \mathcal{J} / N)} e^{-\rho i \mathcal{J} \frac{(N-1)}{N}}$$

Problemi principali per l'identificazione della componente del segnale alla frequenza fondamentale:

- a. leakage spettrale;
- b. identificazione della frequenza della componente fondamentale con valore compreso tra quelli di due componenti successive fornite dalla DFT.

Soluzione del problema a :

$$G_H(kDf) = \sum_{h=1}^n S_h H_N[(kDf - f_h)T], \quad H_N(j) = \frac{1}{2} \left[D_N(j) - \frac{D_N(j+1) + D_N(j-1)}{2} \right]$$

Problema b :

$$f_0 = (m + Dbin)Df, \quad 0 \leq Dbin \leq 1, \quad m \in \mathbb{N}$$

Il numero di campioni N all'interno della finestra T è molto elevato ($f_{sampling} = 100$ kHz); il valore f_0 è decisamente inferiore rispetto alla frequenza di campionamento \rightarrow approssimazione della funzione seno che compare al denominatore dell'espressione del kernel di Dirichlet tramite il suo argomento e, inoltre, introduzione della seguente approssimazione:

$$e^{-pi \frac{N-1}{N}} \gg -1 + \frac{pi}{N}$$

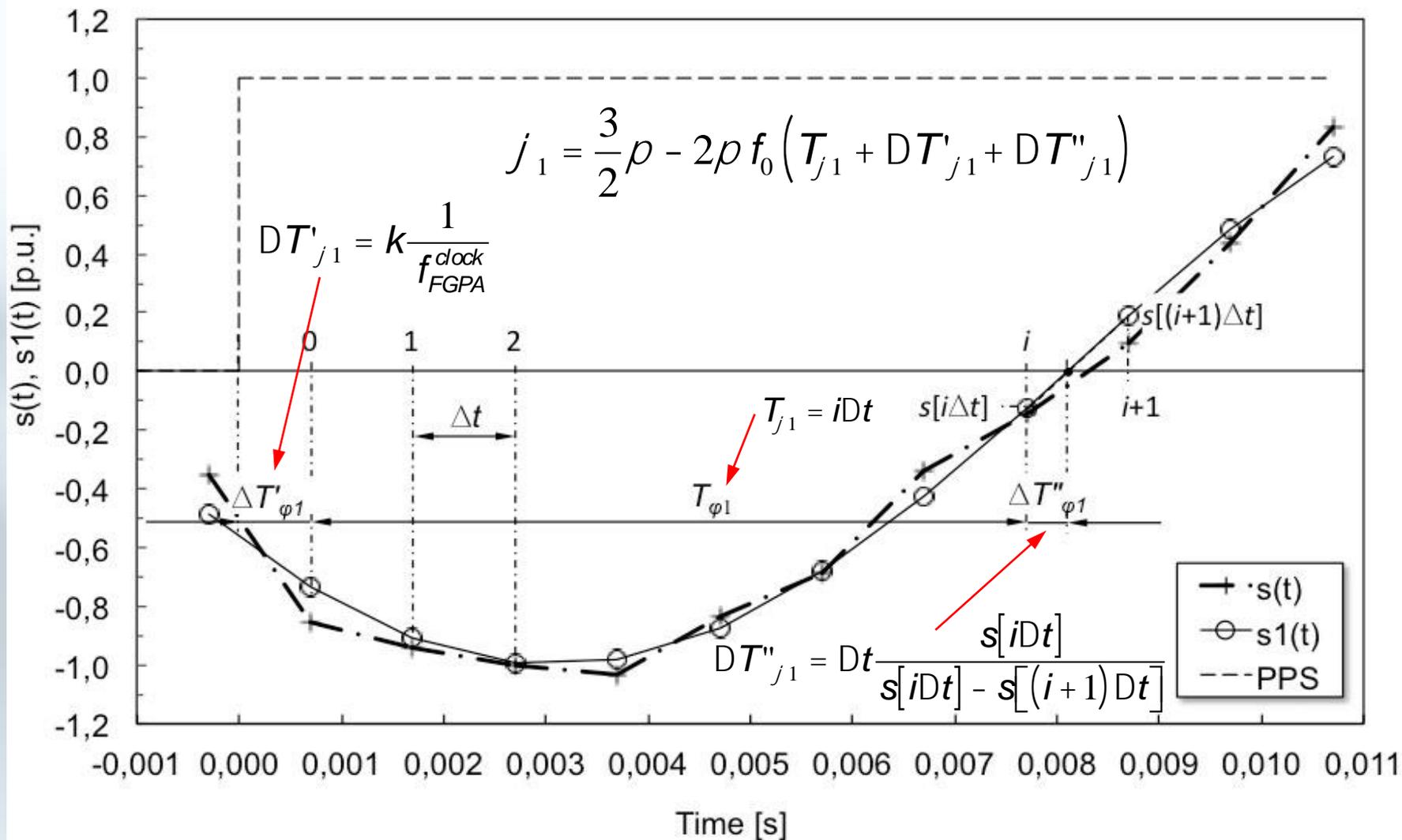
Con tali approssimazioni, è possibile esprimere $G_H(k\Delta f)$ in funzione del parametro Δbin esprimibile come:

$$Dbin = \pm \frac{a - 2b}{a + b}$$

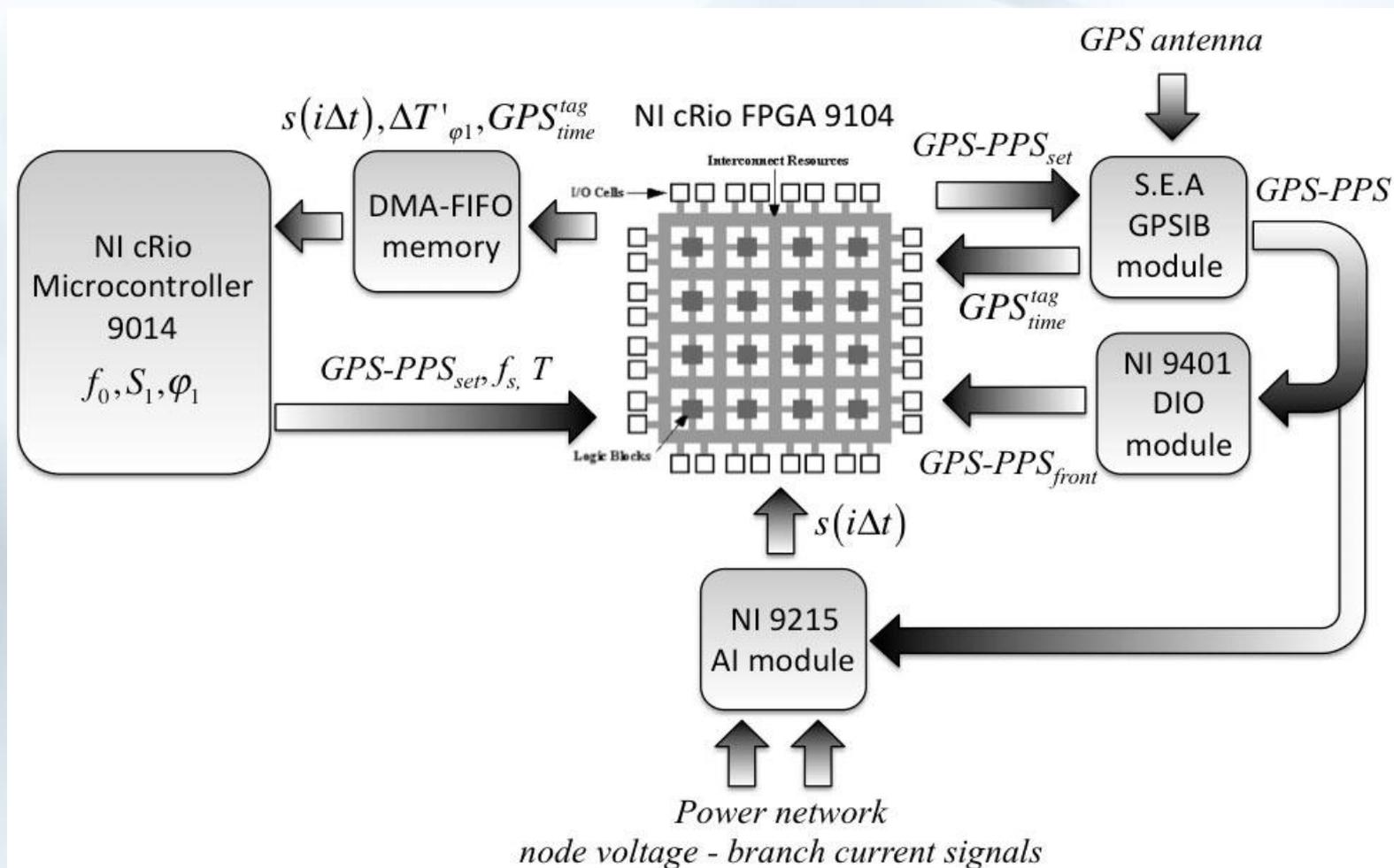
Dove a e b sono il massimo ed il secondo massimo delle ampiezze delle componenti dello spettro discreto G_H . Noto Δbin , la stima dell' ampiezza complessa S_1 della componente alla frequenza fondamentale f_0 è fornita dalla seguente relazione:

$$S_1 = \frac{2\rho Dbin(1 - Dbin)}{\sin(\rho Dbin)} e^{-\rho i Dbin} (1 + Dbin) G_H(mDf)$$

La conoscenza di f_0 ed S_1 consente di ricostruire nel dominio del tempo la componente alla frequenza fondamentale e di ricalcolare la sua fase.

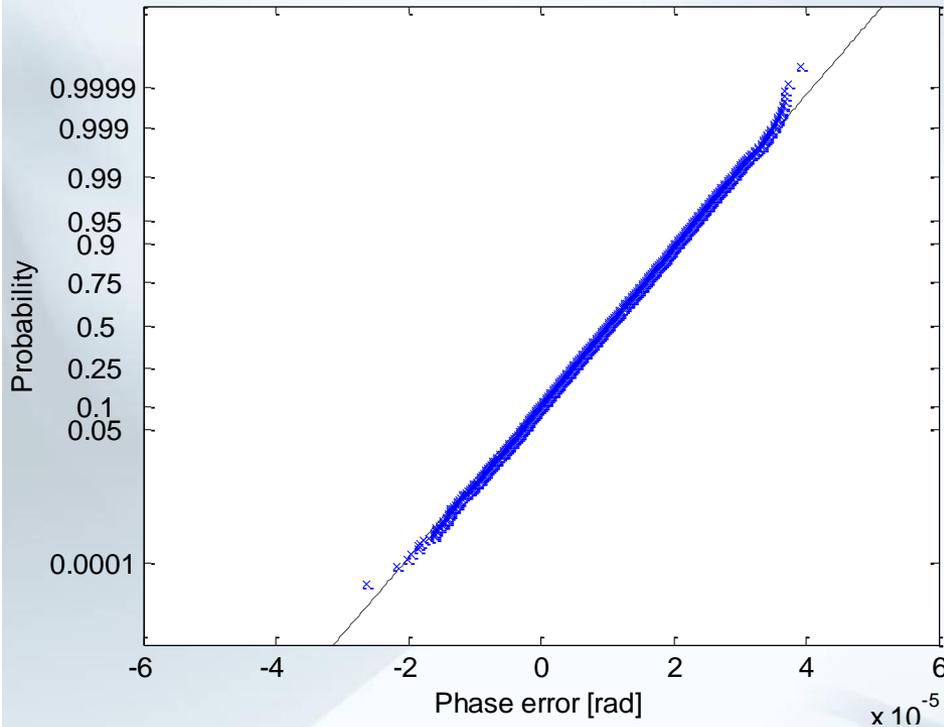


IMPLEMENTAZIONE SU MICROCONTROLLORE

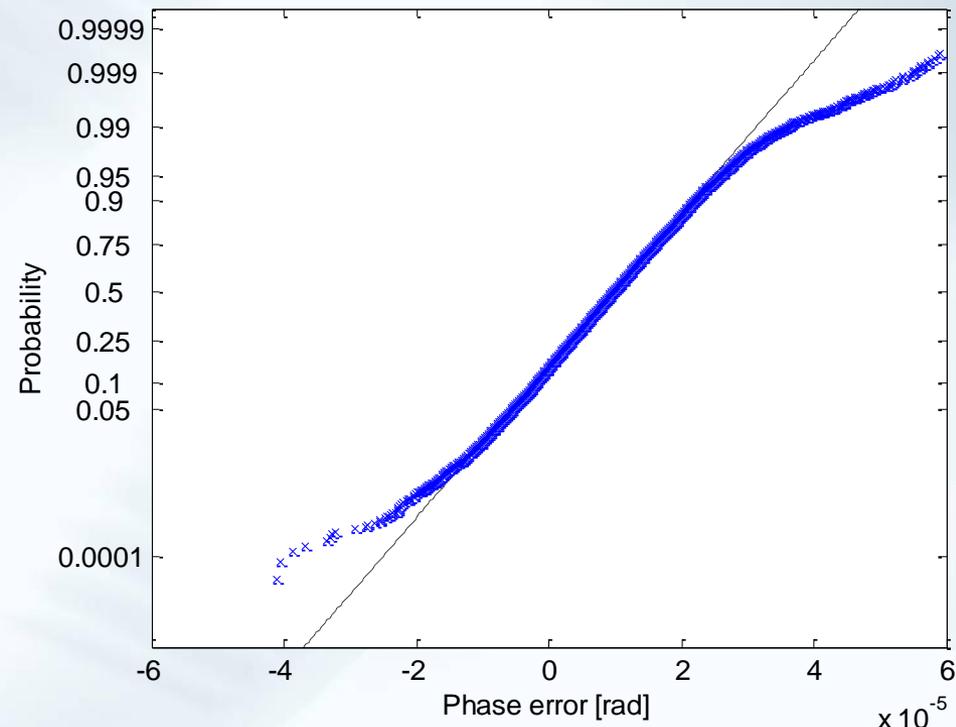


CARATTERIZZAZIONE SPERIMENTALE

Segnale sinusoidale
monotonale (50 Hz)



Segnale distorto
(spettro EN 50160)

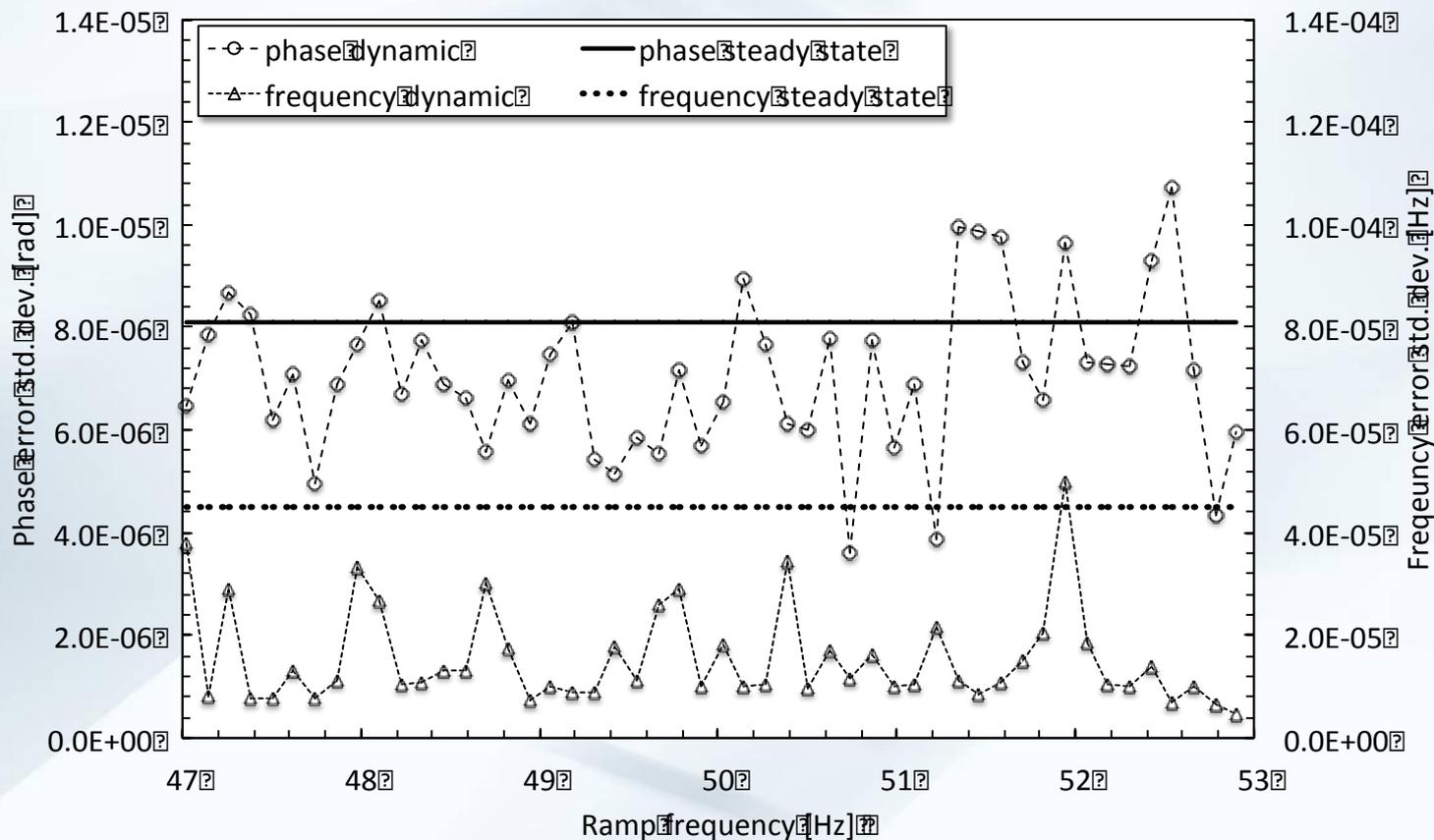


Accuratezza del prototipo - segnali stazionari

Quantity	Single tone signal	
	<i>m</i>	<i>S</i>
Phase error	10.0×10^{-6} [rad]	8.1×10^{-6} [rad]
RMS error	120.0×10^{-6} [p.u.]	9.3×10^{-6} [p.u.]
TVE	117.0×10^{-6}	9.3×10^{-6}
Frequency error	20.0×10^{-5} [Hz]	4.5×10^{-5} [Hz]
Quantity	Distorted signal	
	<i>m</i>	<i>S</i>
Phase error	9.4×10^{-6} [rad]	9.9×10^{-6} [rad]
RMS error	250.0×10^{-6} [p.u.]	12.0×10^{-6} [p.u.]
TVE	250×10^{-6}	12.0×10^{-6}
Frequency error	20.0×10^{-5} [Hz]	3.8×10^{-5} [Hz]

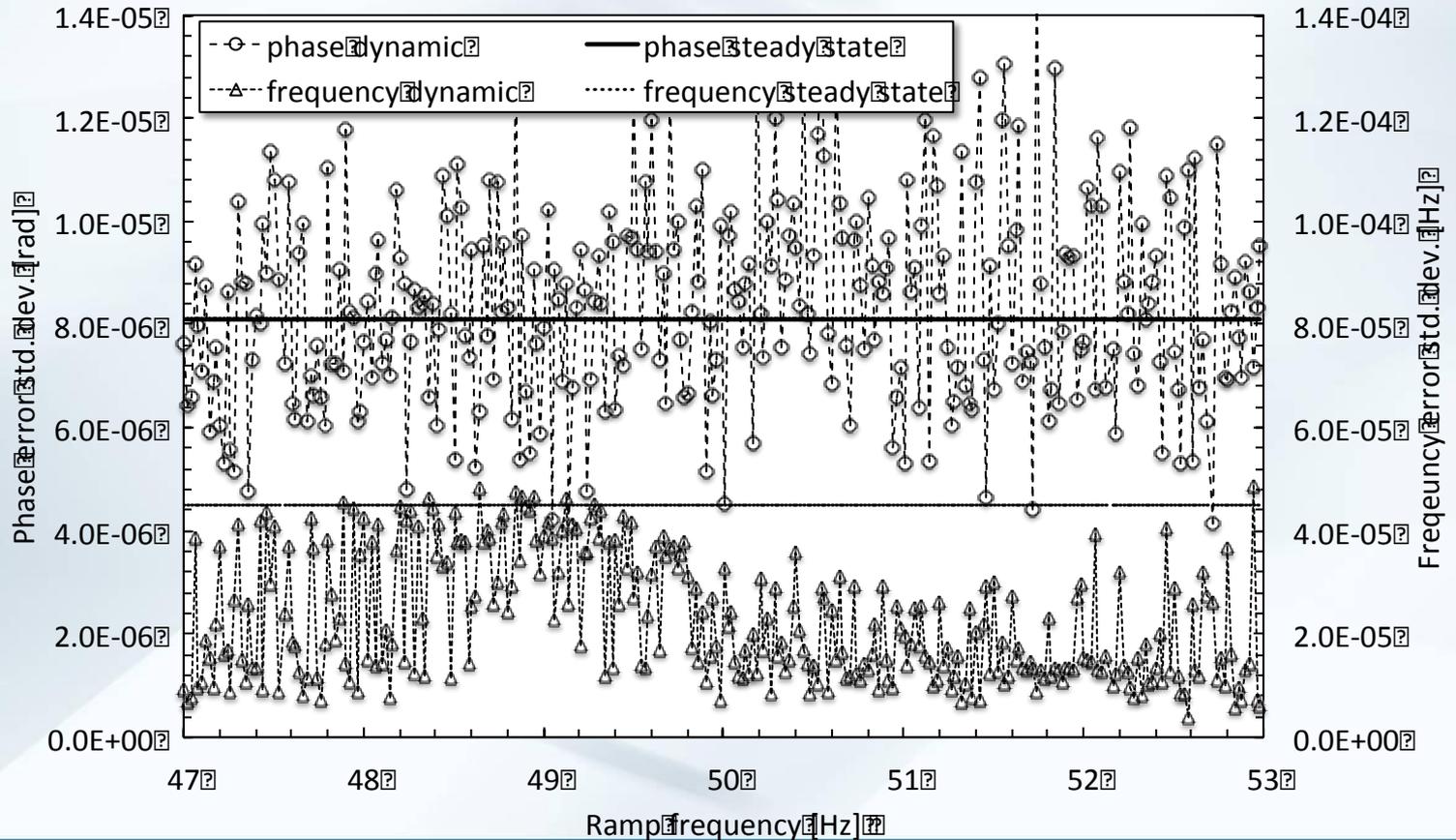
Accuratezza del prototipo - segnali dinamici

Std.dev della stima della fase della PMU con una rampa di frequenza da 47 a 53 Hz in **10s**

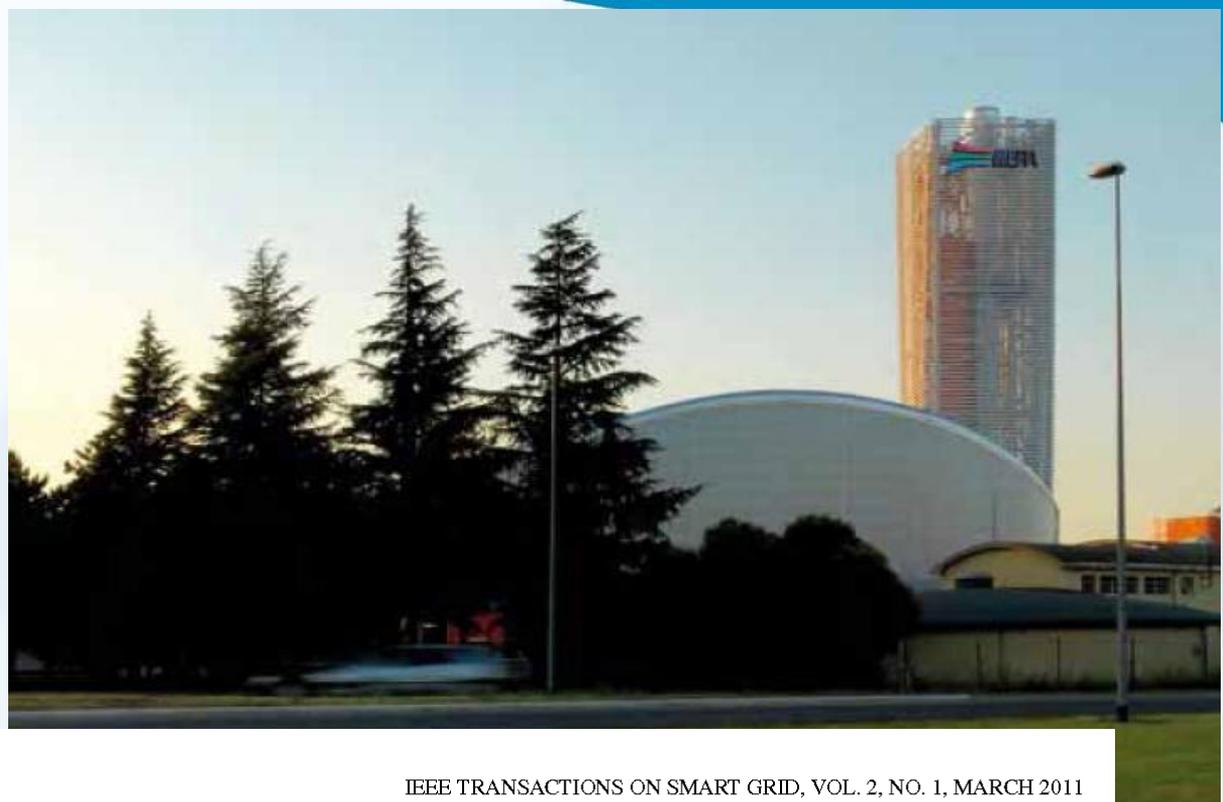


Accuratezza del prototipo - segnali dinamici

Std.dev della stima della fase della PMU con una rampa di frequenza da 47 a 53 Hz in 60s



APPLICAZIONE



70

IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 2, NO. 1, MARCH 2011

Synchronized Phasors Monitoring During the Islanding Maneuver of an Active Distribution Network

Alberto Borghetti, *Senior Member, IEEE*, Carlo Alberto Nucci, *Fellow, IEEE*, Mario Paolone, *Senior Member, IEEE*,
Gaetano Ciappi, and Aurelio Solari



FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE

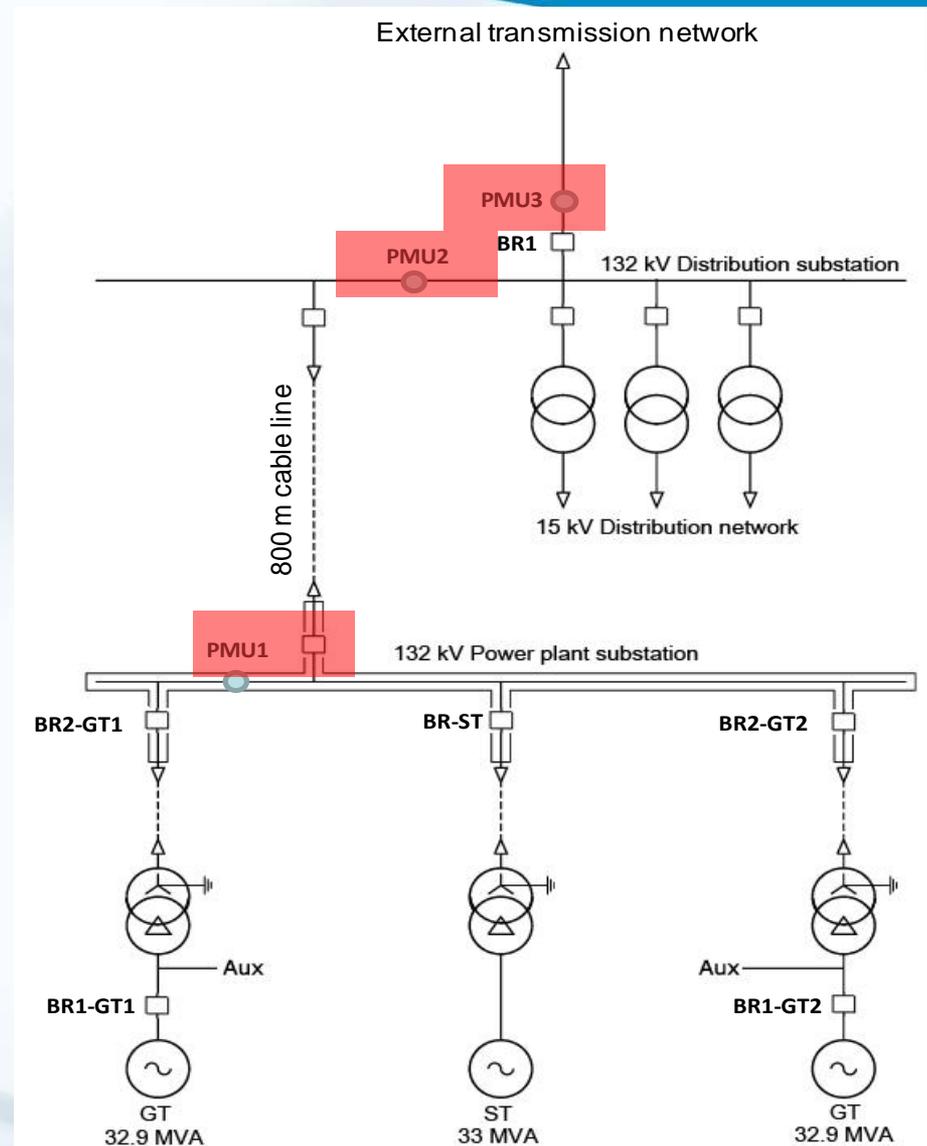


DAL 1945 IL VALORE DELL'INNOVAZIONE

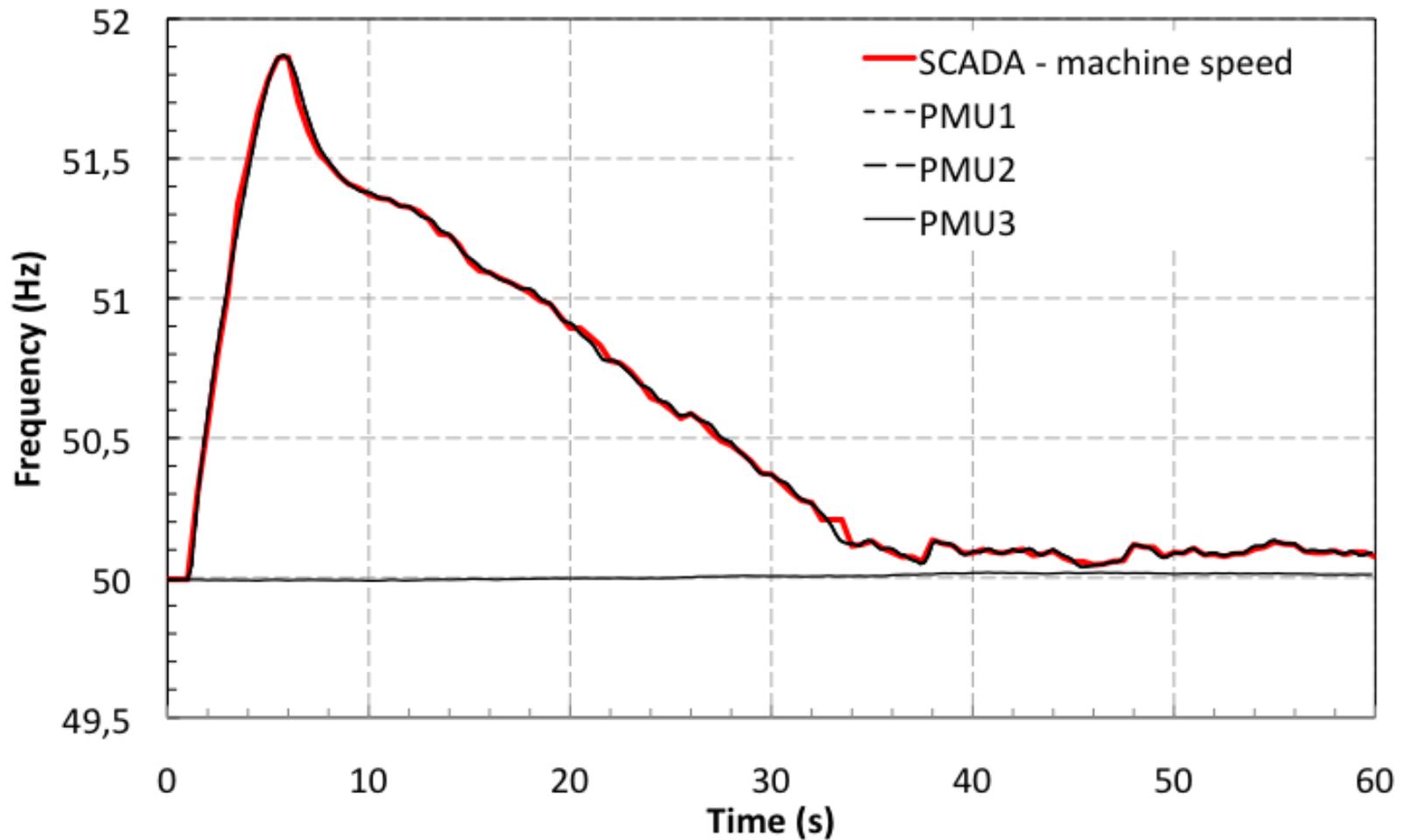
AssoAutomazione
Associazione Italiana
Automazione e Misura

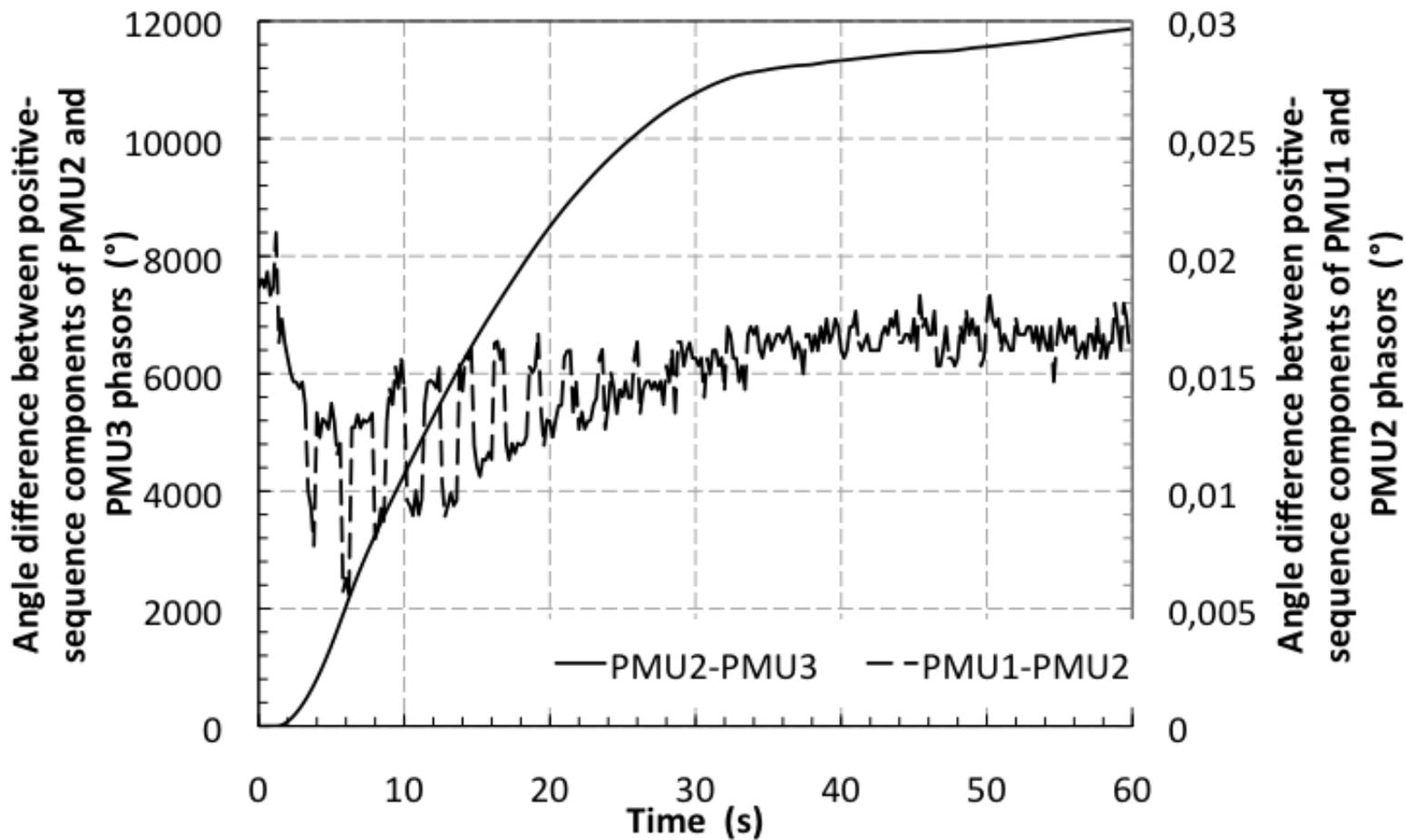


- Centrale a ciclo combinato, taglia 80 MW: due unità a gas aeroderivate (GT) ed una unità a vapore (ST);
- Centrale connessa ad una sotto-stazione della rete di sub-trasmissione (132kV) che alimenta una rete di distribuzione urbana in media tensione (15 kV);
- La centrale è connessa alla sotto-stazione mediante un collegamento in cavo a 132 kV.

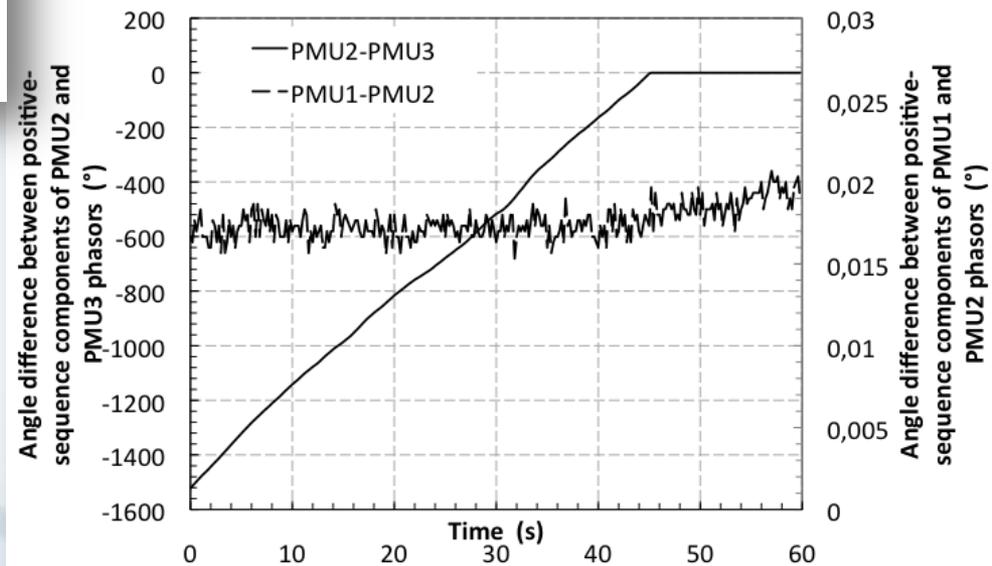
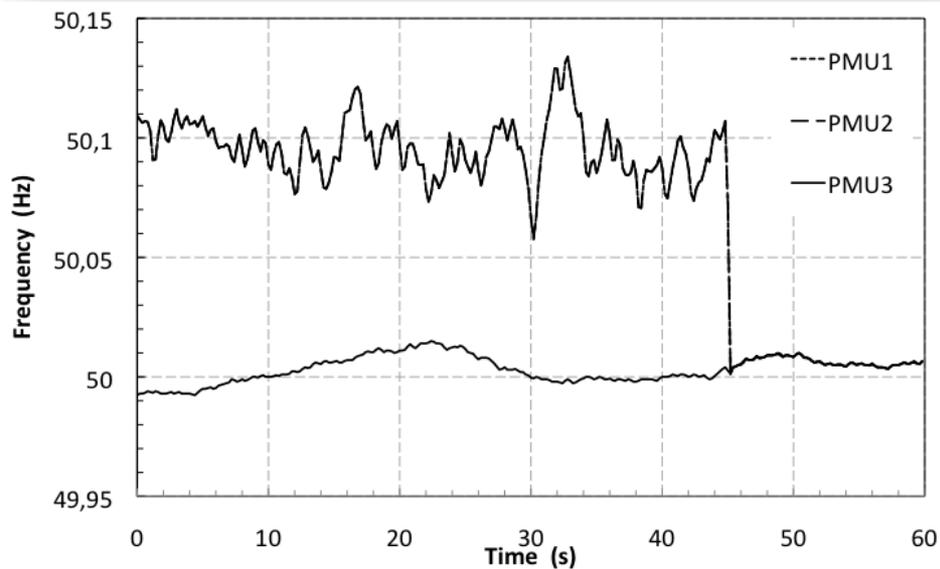


Frequenza di rete in seguito alla disconnessione dalla rete di trasmissione





Angoli dei fasori e frequenza di rete durante la manovra di riconnessione



CONCLUSIONI

- L'uso delle PMU in reti attive di distribuzione richiede la definizione di prestazioni specifiche rispetto a quelle attualmente disponibili negli standard internazionali (IEEE C37.118).
- La verifica sperimentale mostra che il prototipo di PMU è in linea con i requisiti richiesti. L'accuratezza nella stima dei valori efficaci e delle fasi dei sincrofasori è notevolmente maggiore di quella richiesta dagli standard IEEE e sostanzialmente indipendente nei confronti dei livelli di distorsione armonica tipici delle reti di distribuzione e della variazione dinamica dei segnali di analizzati.



FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



DAL 1945 IL VALORE DELL'INNOVAZIONE

AssoAutomazione
Associazione Italiana
Automazione e Misura

