

# Phasor Measurement Unit in reti di distribuzione attive

Alberto Borghetti, Carlo Alberto Nucci, Mario Paolone *Università degli Studi di Bologna, Dipartimento Ingegneria Elettrica*

È descritto un prototipo di PMU basato sull'impiego di un microcontrollore digitale sul quale è implementato un algoritmo per la stima dei sincrofasi in reti attive di distribuzione. È anche descritta un'applicazione sperimentale di tale prototipo per il monitoraggio delle manovre di passaggio in isola di carico, e successiva riconnessione, di una rete attiva di distribuzione urbana

**I**l concetto di reti attive di distribuzione è generalmente utilizzato per identificare quelle reti elettriche di distribuzione in cui la generazione distribuita è controllata da opportuni sistemi di gestione al fine di raggiungere specifici obiettivi d'esercizio [1, 2]. Il controllo dei flussi di potenza bidirezionali interni alla rete di distribuzione e/o tra questa e quella a tensione superiore, la possibilità di esercire la rete in isola di carico (intenzionale o non intenzionale), costituiscono tipici esempi di modalità d'esercizio di reti attive di distribuzione. In tale contesto, la possibilità di sviluppare ed implementare tali metodologie d'esercizio è legata alla conoscenza dello stato elettrico della rete. Nel caso di reti di trasmissione, di notevole utilità per la stima dello stato sono le misure fornite da dispositivi denominati *Phasor Measurement Units* - PMU, i quali, realizzando la misura distribuita dei cosiddetti "fasori sincronizzati" o "sincrofasi" delle tensioni nodali e delle correnti

di linea mediante sistemi denominati *Wide Area Monitoring Systems* - WAMS, consentono una stima pressoché diretta dei flussi di potenza nella rete [3-5]. La sincronizzazione temporale utilizzata da tali dispositivi, è ottenuta utilizzando un sistema di riferimento temporale che, generalmente, è quella resa disponibile dal protocollo *Universal Time Code - Global Positioning System* (UTC-GPS). L'estensione dell'utilizzo di tale strumento alle reti elettriche attive di distribuzione è generalmente considerato particolarmente promettente nel monitoraggio e controllo in tempo reale di tali reti [6]. Vari sono gli studi riportati nella letteratura sull'impiego di PMU nelle reti di distribuzione. In particolare, tali studi riguardano i seguenti campi di applicazione: protezione e localizzazione guasti [7,8], monitoraggio di guasti [9,10], stima dello stato [11], esercizio in isola [12] monitoraggio della qualità della fornitura [13].

Come mostrato in [14], le caratteristiche peculiari delle reti di distribuzione rispetto alle reti di trasmissione (in particolare la lunghezza limitata delle linee ed i ridotti flussi di potenza) comportano, tuttavia, differenze molto piccole tra le fasi dei fasori delle tensioni nodali (in genere dell'ordine di grandezza di qualche mrad). Conseguentemente, le PMU destinate all'utilizzo nelle reti di distribuzione richiedono un più elevato grado di accuratezza di quelle impiegate nelle reti di trasmissione. Il più elevato livello di distorsione delle forme d'onda delle tensioni nelle reti di distribuzione rispetto a quelle di trasmissione, richiede, inoltre, lo sviluppo di PMU caratterizzate anche da una più elevata reiezione nei confronti delle componenti spettrali diverse da quella fondamentale.

Gli algoritmi tipicamente implementati nelle PMU sono basati sull'impiego della trasformata discreta di Fourier (*Discrete Fourier Transform* - DFT) per la stima diretta dell'ampiezza, fase e frequenza della componente alla frequenza fondamentale della grandezza (tensione o corrente) della qua-

le si vuole stimare il sincrofasore. Tale approccio è stato utilizzato anche per lo sviluppo di algoritmi implementati in PMU per l'impiego in reti di distribuzione (come mostrato, ad esempio, in [15]). L'accuratezza raggiunta in tali applicazioni, espressa in termini di deviazione standard della distribuzione degli errori di stima della fase del sincrofasore, è dell'ordine di qualche frazione di mrad. Come descritto in [14] tale livello di accuratezza appare però insufficiente per la stima dei flussi di potenza nelle linee di distribuzione.

La memoria descrive un algoritmo di stima di sincrofasori basato sull'uso combinato della DFT e di una successiva analisi nel dominio del tempo della forma d'onda della componente a frequenza fondamentale della grandezza in esame. L'algoritmo sviluppato è stato concepito per raggiungere elevate accuratezze nella stima della fase del sincrofasore, dell'ordine di grandezza di qualche centesimo di mrad, valore significativamente inferiore a quelli tipicamente riportati nella letteratura sull'argomento. La relativa implementazione su di un microcontrollore digitale ne ha permesso la caratterizzazione sperimentale che ha consentito di verificarne il livello di accuratezza atteso, adeguato per l'applicazione al monitoraggio delle condizioni di esercizio delle reti di distribuzione. Tre PMU, che implementano l'algoritmo descritto nella memoria, sono state installate in una rete di distribuzione urbana, alimentabile da una centrale di cogenerazione locale, e sono state utilizzate per il monitoraggio delle tensioni durante alcuni recenti test delle manovre di disconnessione dalla rete di trasmissione e di successiva riconnessione. I test e i risultati ottenuti utilizzando le PMU sono stati presentati in [16].

## Requisiti e caratteristiche del prototipo di PMU sviluppato per l'impiego nelle reti di distribuzione

Le caratteristiche delle reti di distribuzione menzionate nell'introduzione comportano la definizione dei seguenti requisiti per l'impiego di PMU<sup>1</sup>:

- I. ridotti valori del TVE, incertezze nella stima del valore RMS e, soprattutto, della fase del sincrofasore;
- II. robustezza della procedura di stima del sincrofasore nei confronti di segnali di ingresso caratterizzati da elevata distorsione della forma d'onda.

Ai requisiti (I) e (II) è essenziale associare anche la robustezza dell'algoritmo di stima nel caso in cui le PMU siano utilizzate per monitorare transitori elettromeccanici che comportano scostamenti significativi della frequenza da quella no-

minale [5,18,19]<sup>2</sup>. I requisiti aggiuntivi al fine di garantire tale robustezza sono i seguenti [19]:

- III. impiego di finestre d'osservazione temporale consecutive ed indipendenti;
- IV. stima della frequenza e della fase del sincrofasore mediante una separazione temporale di 3 - 6 cicli della componente alla frequenza fondamentale;
- V. utilizzo dello stesso *time-tag* utilizzato nella stima della sincrofasore anche per la stima della sua frequenza.

L'algoritmo proposto è stato sviluppato al fine di soddisfare tutti i summenzionati requisiti I-V. Prima di procedere con la descrizione analitica di tale algoritmo, è necessario illustrare le caratteristiche dell'hardware sul quale l'algoritmo è stato implementato poiché tali caratteristiche hanno consentito di rilassare alcune assunzioni nell'analisi DFT del segnale in ingresso per quanto concerne la stima della componente alla frequenza fondamentale. In particolare, l'hardware utilizzato è costituito da un microcontrollore basato sul sistema *National Instruments Compact-Rio* il quale utilizza un processore funzionante ad una frequenza di 400 MHz ed in grado di eseguire istruzioni in *real-time*; il sistema è equipaggiato con una memoria non volatile di 2 GB e 128 MB di memoria DRAM. Il microcontrollore è inoltre integrato con un bus FPGA (*Field Programmable Gate Array*) caratterizzato da 3 Mgate e funzionante ad una frequenza di 40 MHz. L'interfacciamento tra il microcontrollore (che materialmente implementa l'algoritmo di stima descritto in seguito) ed i sistemi di digitalizzazione delle forme d'onda è realizzato tramite il bus FPGA. In particolare, le forme d'onda delle tensioni/correnti sono campionate mediante convertitori A/D a 16 bit caratterizzati da una frequenza massima di campionamento di 100 kSa/s. Mediante un processo di sincronizzazione implementato sul bus FPGA, ciascuna grandezza campionata utilizza un singolo convertitore il quale opera in modo sincrono agli altri e all'acquisizione del riferimento temporale UTC-GPS fornito da un dispositivo caratterizzato da un'incertezza temporale di 100 ns (S.E.A. GmbH cRIO GPSIB MOBILE module).

L'algoritmo di stima dei sincrofasori è costituito dalla esecuzione sequenziale di tre parti principali:

1. campionamento delle tensioni/correnti all'interno di una finestra temporale  $T$  di 80 ms (corri-

<sup>1</sup> Questi requisiti sono più impegnativi di quelli previsti nella norma di riferimento IEEE C37.118 [17] che stabilisce un limite pari all'1% del valore di TVE.

<sup>2</sup> Lo standard IEEE C37.118 [17] definisce i requisiti delle PMU in condizioni stazionarie senza fornire dettagli specifici nel caso di transitori elettromeccanici.

- spondente a 4 cicli a 50 Hz); l'inizio del campionamento è originato dal fronte di salita del segnale UTC-GPS PPS (*pulse-per-second*);
2. 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  $\Delta f$  l'intervallo di frequenza massimo all'interno del quale identificare la componente alla frequenza fondamentale, es. 3 Hz). Prima stima dell'ampiezza e della fase del sincrofasore;
  3. ricostruzione nel dominio del tempo della componente alla frequenza fondamentale identificata, miglioramento della stima dell'ampiezza e della fase del sincrofasore.

La parte 1 dell'algoritmo è effettuata dal bus FPGA del microcontrollore e l'inizio del campionamento è originato dal fronte di salita del segnale UTC-GPS. La frequenza di campionamento delle forme d'onda,  $f_{s\text{amp}}$ , è quella dei convertitori A/D operanti nel bus FPGA (tipicamente 40 - 100 kSa/s), molto superiore, quindi, alle frequenze di campionamento utilizzate nelle PMU tradizionali (in genere dell'ordine di qualche kHz). Il corrispondente valore della frequenza di Nyquist ( $f_{s\text{amp}}/2$ ) può essere quindi considerata significativamente maggiore del valore massimo di frequenza che caratterizza lo spettro armonico delle tensioni. Ciò consente di evitare l'impiego di filtri anti-aliasing, responsabili di inaccurately aggiuntive nella stima della fase dei sincrofasori. Inoltre, l'impiego di un'elevata frequenza di campionamento rende più efficace l'identificazione della componente alla frequenza fondamentale eseguita nella parte 2 dell'algoritmo. La forma d'onda in ingresso,  $s(t)$ , è campionata con un passo temporale  $\Delta t = 1/f_{s\text{amp}}$  in una finestra temporale  $T$  sufficientemente piccola (80 ms) tale da ritenere il segnale stesso stazionario all'interno di  $T$ . In generale, il segnale  $s(t)$  può essere espresso attraverso il suo spettro discreto funzione di  $T$  e  $\Delta t$ :

$$s(t) = \tilde{s} + \sum_{h=1}^n s_h \cos(h\omega_0 t + \varphi_h) + \varepsilon_t$$

dove  $\tilde{s}$  rappresenta la componente continua del segnale  $s(t)$  all'interno della finestra  $T$ ,  $s_h$  e  $\varphi_h$  sono l'ampiezza e la fase della  $h$ -esima componente spettrale (con frequenza multipla di  $1/T$ ) ed il  $\varepsilon_t$  rumore Gaussiano. La seconda fase dell'algoritmo fornisce una prima stima di parametri della componente alla frequenza fondamentale  $f_0 = \omega_0/2\pi$ ,  $s_1$  e  $\varphi_1$  mediante l'algoritmo proposto in [20]. L'impiego di tale algoritmo consente, infatti, di migliorare l'accuratezza dei parametri ottenuti dalla DFT e

di risolvere i problemi derivanti dall'interferenza tra le armoniche nell'identificazione di una componente specifica.

La DFT del segnale  $s(t)$  è esprimibile tramite la seguente relazione:

$$G = (k\Delta f) = \sum_{h=1}^n S_h D_h [(k\Delta f - f_h) T]$$

dove,  $N$  è il numero di campioni,  $\Delta f = 1/T$ ,  $\Delta t = T/N$ ,  $k = 0, \dots, (N/2)-1$ ,  $f_h$  ed  $s_h$  sono la frequenza e l'ampiezza della componente  $h$ -esima, e  $D_N$  è il cosiddetto kernel di Dirichlet definito dalla seguente relazione:

$$D_N(\vartheta) = \frac{\sin(\pi\vartheta)}{N \sin(\pi\vartheta/N)} e^{-\pi i \vartheta \frac{(N-1)}{N}}$$

dove  $i$  indica l'unità immaginaria.

I problemi principali del processo d'identificazione della componente del segnale alla frequenza fondamentale, sono i seguenti:

- a. leakage spettrale causato dal valore finito della finestra di osservazione  $T$ ;
- b. identificazione della frequenza della componente fondamentale che, in generale, avrà valore compreso tra quelli di due componenti successive fornite dalla DFT.

Il problema a viene risolto effettuando la convoluzione dei dati campionati mediante la finestra di Hanning:

$$G_H = (k\Delta f) = \sum_{h=1}^n S_h H_h [(k\Delta f - f_h) T]$$

dove

$$H_N(\vartheta) = \frac{1}{2} \left[ D_N(\vartheta) - \frac{D_N(\vartheta + 1) + D_N(\vartheta - 1)}{2} \right]$$

Per risolvere il problema b, si osserva che il parametro  $f_0$  della componente alla frequenza fondamentale è legato al passo di discretizzazione  $\Delta f$  della DFT mediante la relazione:

$$f_0 = (m + \Delta bin) \Delta f$$

assumendo che l'intervallo di frequenza in cui è compresa  $f_0$  sia delimitato dalle componenti  $m$  ed  $m + 1$  della DFT.  $\Delta bin$  rappresenta la deviazione dalla frequenza vera della frequenza del tono  $m$  stimato dalla DFT ( $0 \leq \Delta bin \leq 1$ ). Dato che il numero di campioni  $N$  all'interno della finestra  $T$  è molto elevato e che il valore  $f_0$  è decisamente in-

feriore rispetto alla frequenza di campionamento, è ragionevole approssimare la funzione seno che compare al denominatore dell'espressione del kernel di Dirichlet tramite il suo argomento  $e$ , inoltre, ritenere valida la seguente approssimazione:

$$e^{-\pi i \frac{(N-1)}{N}} \approx -1 + \frac{\pi i}{N}$$

Come mostrato in [20], tali approssimazioni conducono ad un'espressione, qui non riportata, della funzione  $G_H(k\Delta f)$  in funzione del parametro  $\Delta bin$  che è esprimibile come:

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

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

$$S_1 = \frac{2\pi \Delta bin (1 - \Delta bin)}{\sin(\pi \Delta bin)} e^{-\pi i \Delta bin \frac{(N-1)}{N}} (1 + \Delta bin) G_H(m\Delta f)$$

La conoscenza di  $S_1$  fornisce, naturalmente, l'ampiezza  $s_1$  e la relativa fase  $\varphi_1$ .

La parte 3 dell'algoritmo consiste nel miglioramento dell'accuratezza della stima della fase  $\varphi_1$ . La conoscenza di  $f_0$ ,  $s_1$  e  $\varphi_1$  consente, infatti, di ricostruire nel dominio del tempo la componente alla frequenza fondamentale  $s_1 \cos(2\pi f_0 t + \varphi_1)$ . Successivamente a tale ricostruzione, il valore della fase  $\varphi_1$  viene ricalcolato mediante la seguente relazione:

$$\varphi_1 = 2\pi f_0 [(t_{zero-cross} - t_{1sample}) + (t_{1sample} - t_{PPS})]$$

dove la differenza  $t_{zero-cross} - t_{1sample}$  rappresenta l'intervallo di tempo tra il primo campione della forma d'onda ricostruita  $t_{1sample}$  e il suo primo passaggio per lo zero  $t_{zero-cross}$ . Quest'ultimo valore è stimato mediante un'interpolazione lineare tra due campioni, uno positivo e l'altro negativo. La ricostruzione nel dominio del tempo evita la presenza di *zero-crossing* multipli e, di conseguenza, il tempo  $t_{zero-cross}$  è definito in modo univoco.

La differenza  $t_{1sample} - t_{PPS}$  nella stima della fase  $\varphi_1$  corrisponde all'intervallo temporale esistente tra il primo campione della forma d'onda rico-

struita  $t_{1sample}$  ed il tempo corrispondente al segnale PPS del GPS  $t_{PPS}$ .

## Caratterizzazione sperimentale ed impiego delle PMU sviluppate

La valutazione delle prestazioni del prototipo di PMU che implementa l'algoritmo descritto è stata condotta mediante un sistema di generazione di segnali sincronizzati con un riferimento temporale caratterizzato da un'accuratezza di  $\pm 15$  ns. La frequenza di campionamento utilizzata dalla PMU in esame è pari a 80 kSa/s.


I risultati della caratterizzazione sperimentale sono riassunti nelle distribuzioni cumulative di probabilità di figura 1. La figura 1a mostra la distribuzione dei valori di TVE ottenuti, la figura 1b quella degli errori sulla stima del valore efficace (RMS) dei sincrofasori e la figura 1c quella degli errori sulla stima delle fasi. Le distribuzioni in linea continua si riferiscono a segnali puramente sinusoidali alla frequenza di 50 Hz, mentre le distribuzioni in linea tratteggiata si riferiscono a segnali di riferimento distorti caratterizzati da uno spettro armonico corrispondente ai valori limite indicati nella norma EN 50160 [21]. La Tabella 1 riporta i valori delle deviazioni standard delle distribuzioni di figura 1. Tali valori indicano la cosiddetta incertezza standard [22] e appaiono adeguati per l'applicazione del prototipo nelle reti di distribuzione.

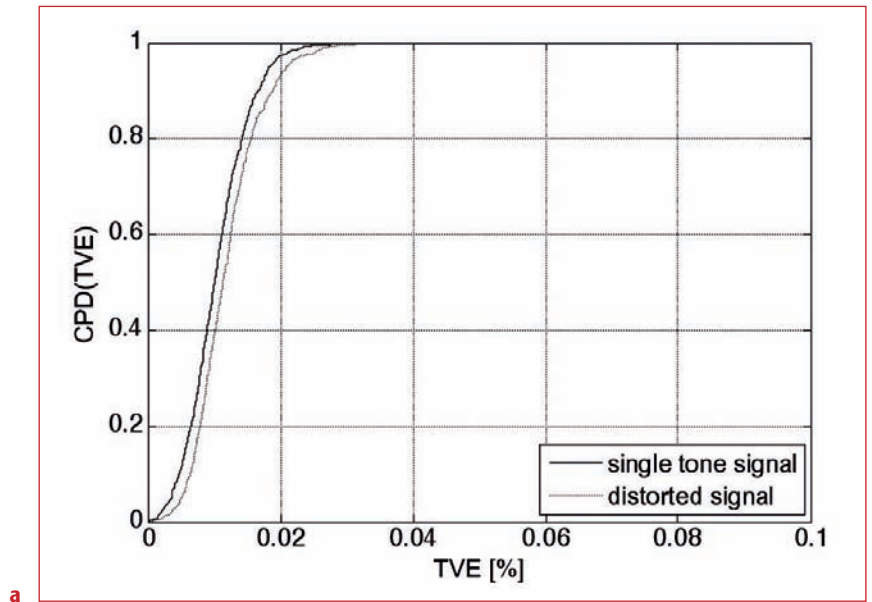
Tre prototipi di PMU, sviluppati come descritto, sono stati installati in una rete di distribuzione urbana e utilizzati per il monitoraggio delle tensioni durante alcuni test recentemente condotti per verificare la possibilità di poter disconnettere una parte di una rete di distribuzione urbana in MT da quella di trasmissione, garantendo ugualmente la fornitura agli utenti mediante una centrale di cogenerazione locale di 80 MW a ciclo combinato gas-vapore, e di poterla successivamente riconnettere senza interruzioni del servizio. I test condotti e i risultati ottenuti sono stati presentati in [16].

Le tre PMU sono state installate nei seguenti punti: PMU1 in corrispondenza della stazione della centrale, connessa mediante un cavo lungo 800 m, alla sbarra a 132 kV di una sottostazione a cui sono connessi i trasformatori AT/MT che alimentano la rete di distribuzione; PMU2 e PMU3 a monte ed a valle dell'interruttore posto in corrispondenza dell'arrivo della linea della rete trasmissione con-

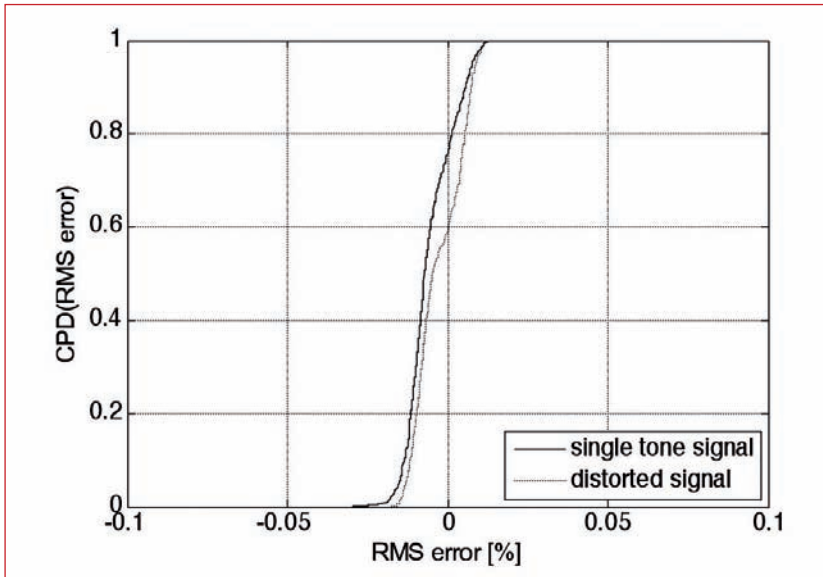
**Tabella 1 - Deviazioni standard delle distribuzioni di figura 1 (Adattato da [16])**

Tipologia di segnale di riferimento	TVE	DRMS	$\Delta\theta$	
Segnale sinusoidale (50 Hz)	0.0046 %	0.0072 %	3.9 mdeg	0.069 mrad
Segnale distorto (EN 50160)	0.0049 %	0.074 %	4.0 mdeg	0.070 mrad

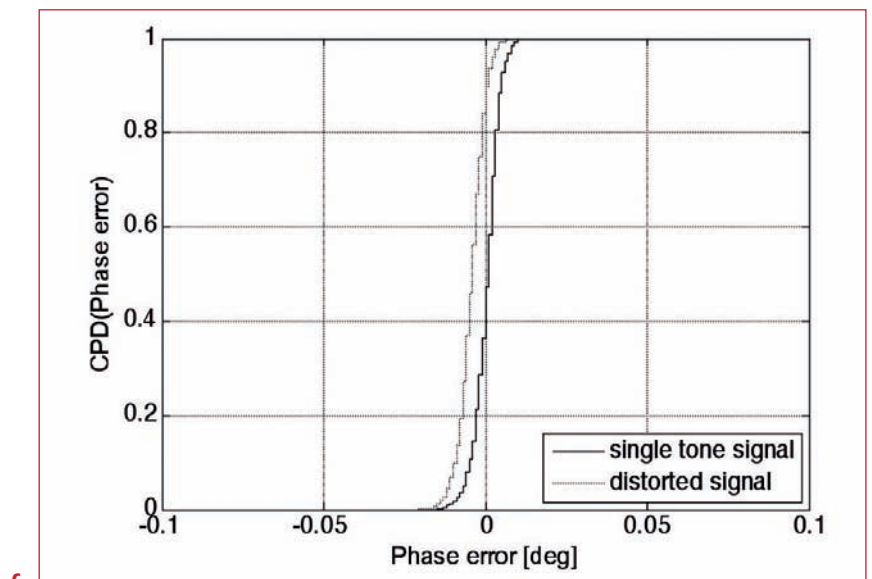
**Figura 1**  Caratterizzazione sperimentale del prototipo di PMU sviluppato. Distribuzioni cumulative di probabilità del TVE (a), errore sulla stima del valore efficace (RMS) (b) e dell'errore sulla stima della (c) del sincrofasore relativamente a segnali mono-tonali contenenti la sola componente a 50 Hz e segnali distorti (Adattato da [16]).



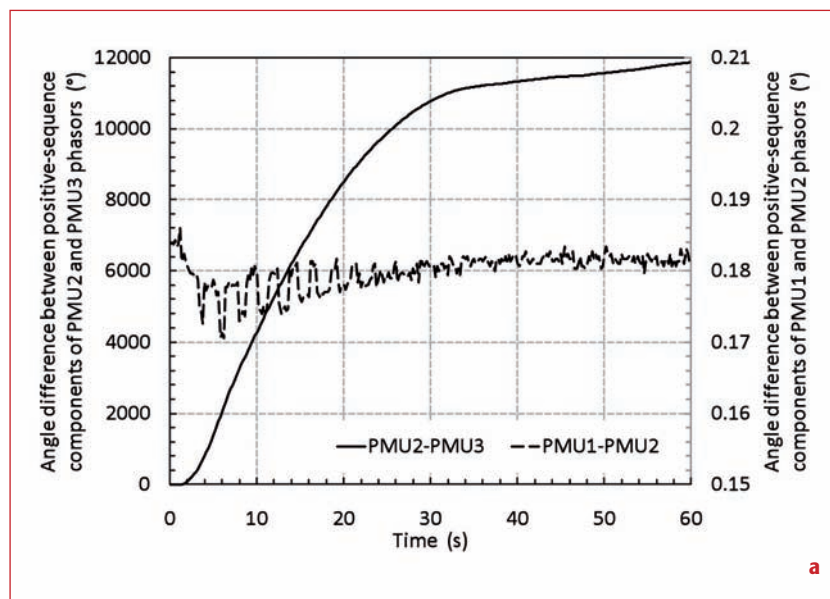
a



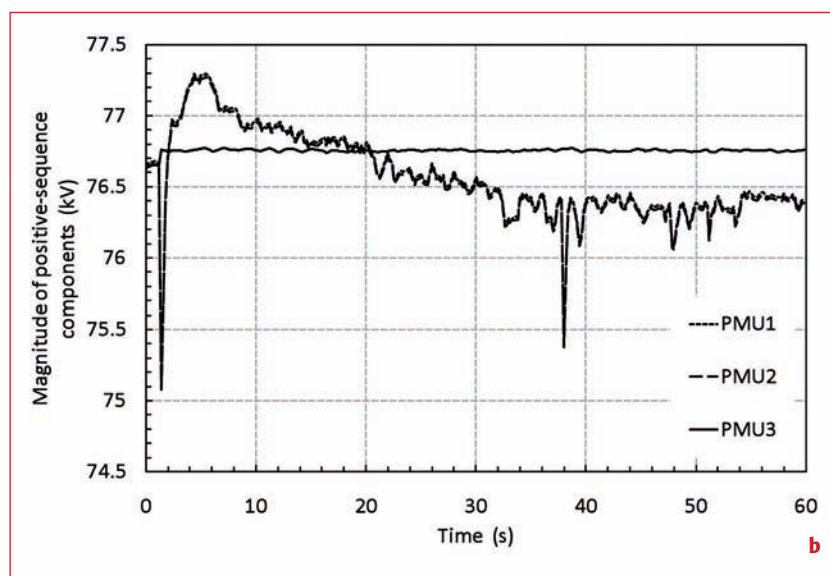
b



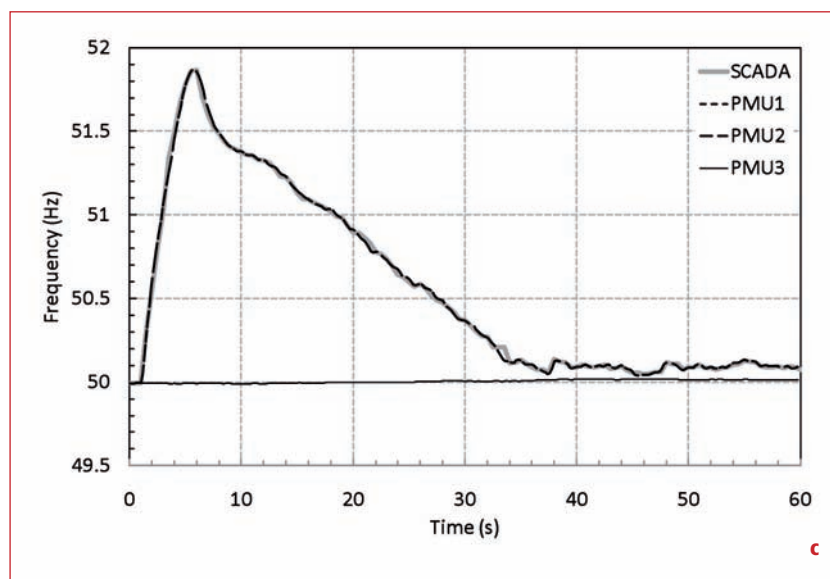
c



a



b



c

nessa alla sbarra a 132 kV. Tale interruttore è quello utilizzato per le manovre di connessione e riconnessione (interruttore d'interfacciamento). Prima dell'effettuazione dei test, le manovre sono state studiate e riprodotte mediante un simulatore della centrale e della rete locale appositamente sviluppato [23].

Manovra di disconnessione: lo stato della centrale precedentemente alla manovra è il seguente: le due unità turbogas GT1 e GT2 della centrale sono in funzione. L'unità GT1 è in parallelo con la rete e produce 29,4 MW (temperatura di ingresso dell'aria pari a 20,7 °C). L'unità GT2 è disconnessa dalla rete e alimenta 2,6 MW di carico corrispondenti ai suoi ausiliari e quelli del ciclo a vapore.

La turbina a vapore non è in funzione. Lo scambio con la rete esterna è pari a 1,9 MW in esportazione. Alle ore 5:03 è eseguita la manovra di apertura dell'interruttore di interfaccia di connessione alla rete esterna. Il sistema rimane in isola senza conseguenze. L'unità GT1 produce a 27,30 MW dato dal carico delle linee a 15 kV.

Le registrazioni delle PMU nel caso di una manovra di disconnessione sono mostrate in figura 2 (tratta da [16]): a) differenza di fase fra i fasori PMU1 e PMU2 e fra i fasori PMU2 e PMU3, b) transitori delle ampiezze dei fasori e c) i corrispondenti transitori di frequenza. La figura 2 c) riporta anche il valore di frequenza fornito dal sistema SCADA di centrale.

La manovra disconnessione è stata effettuata a partire da una condizione di esportazione di potenza verso la rete di trasmissione. La manovra ha comportato quindi una diminuzione della potenza prodotta dalla centrale e quindi la diminuzione dello sfasamento tra i sincrofasori ai capi

#### Figura 2

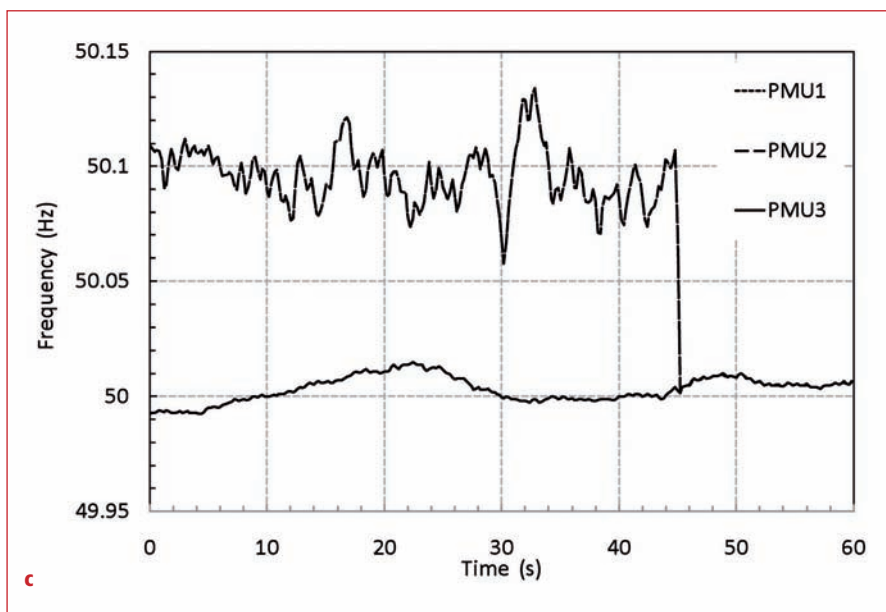
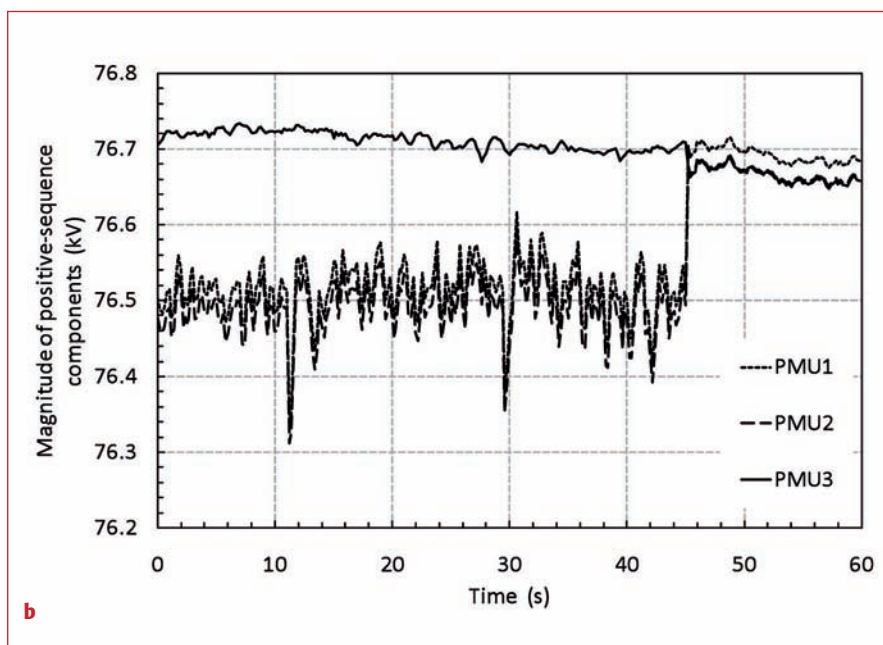
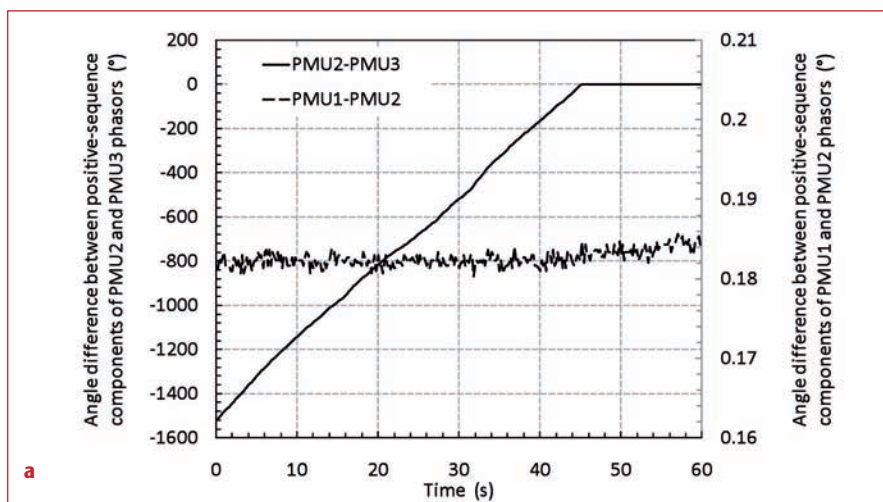
Esempio delle informazioni fornite dai PMU durante una manovra di passaggio in isola di carico di una rete di distribuzione che rimane alimentata da una centrale locale: a) differenza di fase fra i fasori, b) transitori di ampiezza e c) transitori delle frequenze (Figura tratta da [16])

della linea di connessione della centrale con la sottostazione mostrata in figura 2 a). Tale figura mostra anche le oscillazioni dell'angolo di sfasamento summenzionato (ad una frequenza di 0,3 Hz) associate allo scambio di potenza tra la centrale ed i carichi della rete. Successivamente alla manovra, la rete in isola rimane in funzionamento stabile e la frequenza, controllata dal regolatore della centrale, si mantiene costante ad un valore pari a 50,1 Hz.

La figura 3 mostra le informazioni fornite dalle tre unità PMU durante la manovra della successiva riconnessione alla rete di trasmissione.

## Conclusioni

La memoria ha illustrato un prototipo di PMU per reti di distribuzione attive sviluppato nel laboratorio degli autori. Tale prototipo implementa un algoritmo la cui struttura è concepita per raggiungere i livelli di precisione richiesti per la misura dei sincrofasi in tali reti. L'algoritmo sviluppato consente: (i) l'accurata sincronizzazione con il riferimento temporale UTC-GPS, (ii) l'identificazione della compo-



**Figura 3**

Esempio delle informazioni fornite dai PMU durante la manovra di riconnessione alla rete:

- a) differenza di fase fra i fasori,
  - b) transitori di ampiezza e
  - c) transitori delle frequenze
- (Figura tratta da [16])

nente alla frequenza fondamentale e (iii) l'analisi della forma d'onda ricostruita nel dominio del tempo della componente alla frequenza fondamentale. La verifica sperimentale e l'applicazione durante i test di disconnessione e riconnessione di una rete di distribuzione descritti nella memoria mostrano che il prototipo di PMU sviluppato è in linea con i requisiti richiesti. La precisione nella stima dei valori efficaci e delle fasi dei sincrofasori è molto elevata, e sostanzialmente immune ai livelli di distorsione armonica tipici delle reti di distribuzione. Si ritiene che tale dispositivo possa trovare applicazione nelle attuali reti di distribuzione consentendone l'evoluzione verso il paradigma della smart-grid. In particolare, esse possono essere proficuamente impiegate nei sistemi di gestione, il

più possibile automatici ed ottimizzati, dell'esercizio delle reti di distribuzione, per supportare le seguenti funzioni: stima in linea dello stato della rete, individuare condizioni di funzionamento indesiderato in isola di carico, guidare nelle manovre volontarie di disconnessione e riconnessione di una parte della rete dal resto del sistema.

Lo studio sulla possibilità di funzionamento in isola di carico della rete di distribuzione, mantenendo comunque il servizio ininterrotto mediante la centrale di cogenerazione locale è stato promosso da Hera S.p.A. e condotto in continua collaborazione con gli ingegneri di questa società, in particolare con Aurelio Solari e Gaetano Ciappi. I test delle manovre di disconnessione e riconnessione menzionati nella memoria sono stati resi possibili dal lavoro del personale della società Hera addetto all'esercizio della centrale e a quello della rete di distribuzione.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Stbac: Embedded Generation, *IEE Publisher*, London, UK, 2000.
- [2] J. A. Pecos Lopes, N. Hatzigiorgiou, J. Mutalc, P. Djapic, N. Jenkins: Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1189-1203, 2007.
- [3] A. G. Phadke, J. S. Thorp, M. G. A. Adamiak: New measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, n. 5, pp. 1025-1038, maggio 1983.
- [4] A. G. Phadke: Synchronized phasor measurement in power systems, *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 6, n. 2, pp. 10-15, aprile 1993.
- [5] A. G. Phadke, J.S. Thorp: Synchronized Phasor Measurements and Their Application, *Springer*, New York, Usa, 2008.
- [6] R. Krebs, E. Lerch, O. Ruhle, S. Gal, F. Lazar, D. Paunescu: Future distribution systems with dispersed generation will require network security measures as transmission systems of today, in *Proc. IEEE PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-5, 2008.
- [7] A. Ishibashi, M. Imai, K. Omata, S. Sato, T. Takagi, Y. Nakachi, S. Ogawa: New type of islanding detection system for distributed generation based on voltage angle difference between utility network and distributed generation site, in *Proc. 8th IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, vol. 2, pp. 542 - 545, 2004.
- [8] D. M. Lavery, D. J. Morrow, R. J. Best, P. A. Crossley: Differential ROCOF relay for loss-of-mains protection of renewable generation using phasor measurement over Internet protocol, *CIGRE/IEEE Power Energy Soc. Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, Calgary, AB, Canada, Jul. 29-31, 2009, pp. 1-7.
- [9] O. Samuelsson, M. Hemmingsson, A.H. Nielsen, K.O.H. Pedersen, J. Rasmussen: Monitoring of power system events at transmission and distribution level, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 21, n. 2, pp. 1007-1008, 2006.
- [10] J. Tlustý, A. Kasembe, Z. Muller, J. Svec, T. Sykora, A. Popelka, E. V. Mgaya, O. Diallo: The monitoring of power system events on transmission and distribution level by the use of phasor measurements units (PMU), in *Proc. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired*, Praga, 8-11 giugno, 2009.
- [11] M. Powalko, K. Rudion, P. Komarnicki, J. Blumschein: Observability of the distribution system, in *Proc. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired*, Praga, 8-11 giugno, 2009.
- [12] R.J. Best, D.J. Morrow, D. M. Lavery, P. A. Crossley: Synchronphasor Broadcast Over Internet Protocol for Distributed Generator Synchronization, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, n.4, pp. 2835-2841, ottobre 2010.
- [13] A. Carta, N. Locci, and C. Muscas: GPS-Based System for the Measurement of Synchronized Harmonic Phasors, *IEEE Trans. Instrumentation and Measurement*, vol. 58, n. 3, pp. 586-593, marzo 2009.
- [14] M. Paolone, A. Borghetti, C.A. Nucci: Development of an RTU for Synchronphasors Estimation in Active Distribution Networks, in *Proc. of the 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest*, Romania, pp. 1-6, 28 giugno 28 - 2 luglio 2009.
- [15] A. Carta, N. Locci, C. Muscas, S. Sulis: A Flexible GPS-Based System for Synchronized Phasor Measurement in Electric Distribution Networks, *IEEE Trans. Instrumentation and Measurement*, vol. 57, n. 11, pp. 2450-2456, novembre 2008.
- [16] A. Borghetti, C.A. Nucci, M. Paolone, G. Ciappi, A. Solari: Synchronized Phasors Monitoring During the Islanding Maneuver of an Active Distribution Network, *Proceedings of the first IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference*, Piscataway, Nj, Usa, January 19-21, 2010.
- [17] IEEE Standard for Synchronphasors for Power Systems, *IEEE Std. C37.118*, 2005.
- [18] W. Premerlani, B. Kasztenny, M. Adamiak: Development and implementation of a synchronphasor estimator capable of measurements under dynamic conditions, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, n. 1, pp. 109-123, gennaio 2008.
- [19] A.G. Phadke and B. Kasztenny: Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24-1, pp. 89-95, gennaio 2009.
- [20] T. Grandke: Interpolation algorithms for discrete Fourier transforms of weighted signals, *IEEE Trans. Instrumentation and Measurement*, vol. 32, n. 2, pp. 350-355, giugno 1983.
- [21] Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, *Std. EN 50160*, Cenelec, Bruxelles, Belgio, 2004.
- [22] Evaluation of measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement, *Joint Committee for Guides in Metrology*, JCGM 100, 2008.
- [23] A. Borghetti, M. Bosetti, C. A. Nucci, M. Paolone, G. Ciappi, A. Solari: Analysis of black-startup and islanding capabilities of a combined cycle power plant, in *Proc. of 43rd Int. Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Padova, Italia, 1-4 settembre, 2008.