

SINCRONIZZAZIONE DEI SISTEMI DI MISURA DISTRIBUITI NELLE RETI ELETTRICHE



ANDREA CARTA



DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA INDUSTRIALE

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI

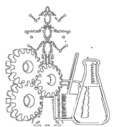
XX CICLO

SINCRONIZZAZIONE DEI SISTEMI DI MISURA DISTRIBUITI NELLE RETI ELETTRICHE

ANDREA CARTA

TUTOR:

PROF. NICOLA LOCCI



DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA INDUSTRIALE

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI

XX CICLO

Alla memoria di Nadia

RINGRAZIAMENTI

Questa tesi è il completamento di tre anni di lavoro durante i quali ho avuto il piacere e l'onore di collaborare con diverse persone che hanno contribuito alla mia crescita professionale e umana.

Un sentito ringraziamento al mio tutor, Prof. Nicola Locci, per il supporto, la guida e gli impagabili insegnamenti nell'attività di ricerca.

Desidero ringraziare con grande stima personale il Prof. Carlo Muscas per il costante supporto scientifico e umano e per la sua grande disponibilità.

Un ringraziamento speciale alla Dr.ssa Sara Sulis per i preziosi insegnamenti e consigli forniti durante tutto il periodo del dottorato.

Esprimo inoltre la mia gratitudine a tutti i colleghi del Dipartimento con i quali ho condiviso tre anni indimenticabili.

Infine voglio ringraziare la mia famiglia, per l'affetto e il sostegno che mi ha sempre offerto, e tutti i miei amici che mi sono stati vicini durante questo periodo.

INDICE

Introduzione	1
1 Sistemi di misura sincronizzati nelle reti elettriche	4
1.1 Introduzione	4
1.2 Problematiche di gestione e controllo nei moderni sistemi di distribuzione.....	5
1.2.1 Gestione energetica	5
1.2.2 Sistemi di protezione.....	6
1.2.3 Misure di power quality	8
1.3 Sistemi di misura distribuiti nelle reti elettriche di distribuzione	9
1.4 Sistemi PMU	10
1.5 Applicazioni delle unità PMU nei sistemi elettrici	12
1.5.1 Monitoraggio e controllo in real-time	13
1.5.2 Stima dello stato dei sistemi elettrici.....	14
1.5.3 Analisi post-disturbo	15
1.5.4 Rienergizzazione dei sistemi elettrici.....	16
1.5.5 Protezioni adattative.....	17
1.5.6 Separazione pianificata	17
1.5.7 Gestione della congestione in real-time	18
1.5.8 Individuazione dei parametri critici e ricostruzione dei modelli di sistema	19
2 Sistemi di sincronizzazione temporale	20
2.1 Introduzione	20
2.2 Sistemi di sincronizzazione satellitare	21
2.2.1 GLOBAL POSITIONING SYSTEM.....	23
2.2.1.1 Il segmento satellitare.....	24

2.2.1.2	Il segmento di controllo terrestre	25
2.2.1.3	Il segmento utente	27
2.2.2	GLONASS	28
2.2.3	GALILEO.....	29
2.3	Sistemi di sincronizzazione su reti informatiche.....	31
2.3.1	Network Time Protocol.....	31
2.3.2	Precise Time Protocol	34
2.4	Sorgenti di sincronizzazione terrestre	36
2.4.1	Sincronizzazione DCF77.....	37
2.4.2	Sincronizzazione SRC.....	38
2.4.3	Segnali radio WWV e WWVH	38
2.4.4	Segnali radio WWVB.....	39
2.4.5	LORAN-C	40
3	Fasori sincronizzati	41
3.1	Introduzione	41
3.2	Standard C37.118	42
3.2.1	Definizione di sincrofasore	43
3.2.2	Sincronizzazione temporale	44
3.2.3	Limiti di accuratezza e verifiche di conformità	46
3.2.4	Valutazione dei sincrofasori.....	47
3.3	Considerazioni sulla fase assoluta dei sincrofasori	49
3.4	Fasori armonici sincronizzati	50
4	Misura dei fasori sincronizzati per applicazioni in reti elettriche di distribuzione	52
4.1	Introduzione	52
4.2	Procedure per la misura dei fasori sincronizzati	53
4.2.1	Riallocazione dei campioni	55
4.2.2	Valutazione dei fasori sincronizzati	57
4.2.2.1	Finestra di osservazione di durata fissa.....	58

4.2.2.2	Finestra di osservazione di durata adattabile.....	63
4.3	Procedure di misura dei fasori sincronizzati per applicazioni su sistemi trifase.....	64
4.3.1	Decimazione dei campioni	66
4.3.2	Valutazione dei fasori armonici sincronizzati e routine di compensazione	68
5	Architettura del sistema di misura dei fasori sincronizzati	71
5.1	Introduzione	71
5.2	Sistema di misura distribuito per la misura dei fasori sincronizzati	72
5.3	Sistemi di acquisizione.....	73
5.3.1	Schede di acquisizione <i>plug-in</i>	74
5.3.2	Schede di acquisizione esterne	75
5.3.3	Sistemi modulari di acquisizione	76
5.4	Sistema di sincronizzazione	77
5.5	Strumenti virtuali per l'implementazione delle procedure di misura.....	78
5.5.1	Lo strumento virtuale "Synchrophasor Measurement System"	78
5.5.2	Lo strumento virtuale "PMU prototype for three-phase distribution systems"	81
6	Prove sperimentali e analisi dei risultati	85
6.1	Validazione delle procedure per la misura dei fasori sincronizzati	85
6.1.1	Prove sperimentali con segnale fornito da generatore di funzioni.....	86
6.1.2	Prove sperimentali con segnale acquisito su rete di distribuzione.....	90
6.2	Caratterizzazione di un prototipo PMU per applicazioni su sistemi trifase.....	93
6.3	Considerazioni.....	95
	Conclusioni.....	97
	Bibliografia.....	100

INTRODUZIONE

Nel corso degli ultimi anni si stanno sviluppando dei significativi cambiamenti nella configurazione dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica. Motivazioni di carattere economico e sociale impongono una maggiore attenzione verso le problematiche di sviluppo sostenibile rivolte principalmente ad una maggiore sensibilità verso le tematiche ambientali e all'impiego di fonti di energia di tipo rinnovabile, in luogo delle fonti in via di esaurimento. Queste ragioni hanno di fatto portato ad una progressiva evoluzione e diffusione degli impianti di "generazione distribuita", cioè impianti di produzione di piccola taglia, spesso alimentati da fonti rinnovabili (microturbine, impianti fotovoltaici, turbine eoliche, celle a combustibile, ecc.), collocati in diversi punti della rete.

Oltre alle motivazioni legate all'ecosostenibilità è necessario contemplare la nuova regolamentazione in materia di privatizzazione, liberalizzazione e deregolamentazione del mercato dell'energia elettrica, che mira in sostanza a sostituire al regime di monopolio, sinora in atto, dei regimi di tipo concorrenziale. Gli orientamenti in questo senso hanno portato alla separazione degli esercizi di proprietà, gestione delle reti e di vendita di energia all'utente finale con un conseguente incremento del numero degli attori presenti nel sistema elettrico.

L'insieme di questi fattori, unitamente all'accresciuta sensibilità da parte degli utenti finali verso le problematiche di qualità del servizio, sta determinando una forte spinta al cambiamento e all'innovazione dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica. Nasce l'esigenza di studiare problematiche di gestione, monitoraggio e controllo diverse da quelle affrontate tradizionalmente.

Da un punto di vista della gestione energetica, appare opportuno poter controllare a distanza sistemi dispersi sul territorio, basati su tecnologie diverse, in modo da ottenere dal loro utilizzo il massimo vantaggio funzionale ed economico. I sistemi di protezione per le reti di distribuzione, ideati per strutture radiali nelle quali il flusso di energia è unidirezionale, devono essere riconsiderati per tener conto della presenza di sorgenti di alimentazione distribuite che modificano le strutture locali della rete rendendole non più radiali. In generale le problematiche di dispacciamento energetico e coordinamento delle protezioni devono essere gestite in modo dinamico, in quanto il sistema elettrico può cambiare configurazione rapidamente.

L'impatto della generazione distribuita sulla qualità dell'energia elettrica ha prodotto una notevole attenzione verso le misure di *power quality*, cioè verso tutte le azioni volte a

monitorare, qualificare e quantificare i disturbi presenti nelle reti elettriche di potenza. In aggiunta il libero mercato richiede di individuare, tra i diversi soggetti che interagiscono nel sistema elettrico, le responsabilità per i disturbi prodotti.

In virtù degli aspetti precedentemente esposti, di non immediata soluzione, diventa necessario impiegare sistemi di misura affidabili e flessibili, in grado di fornire delle informazioni significative sullo stato delle reti. Le indicazioni fornite da tali sistemi di misura possono essere utilizzate sia per aspetti di gestione e controllo del sistema che per fini tariffari dal momento che, nel mercato libero, diventa fondamentale penalizzare i soggetti del sistema elettrico responsabili dei disturbi prodotti in rete. Emerge pertanto la necessità di avere a disposizione con continuità delle informazioni aggiornate sulle grandezze elettriche: ciò rende indispensabile la realizzazione di sistemi di misura distribuiti su larga scala in grado di operare misure sui diversi nodi di una rete di distribuzione.

In una strategia basata sull'impiego di unità dislocate su lunga distanza è necessario definire delle opportune procedure per garantire la riferibilità dei risultati di misura. I rischi, economici e gestionali, derivanti da eventuali decisioni non corrette rendono essenziale valutare la qualità delle informazioni fornite dal sistema di misura. Per soddisfare questa esigenza è necessario disporre di dati di misura che siano continuamente sincronizzati tra loro, in modo estremamente accurato.

L'aspetto della sincronizzazione delle misure non è un problema di semplice soluzione data la complessità e l'estensione dei sistemi a cui si applica. In funzione delle esigenze di misura, variabili da sistema a sistema, i requisiti di accuratezza richiesti nella sincronizzazione possono variare notevolmente. Esistono delle metodologie di misura che sono basate sulla conoscenza in *real-time* di opportune grandezze, caratteristiche del sistema; in questo caso sono richieste soluzioni in grado di assicurare la riferibilità temporale dei dati (*timestamping*) con requisiti di sincronizzazione abbastanza stringenti. Non sempre però l'accuratezza dei riferimenti temporali è considerata una specifica critica. Diverse applicazioni, tra cui ad esempio il monitoraggio ambientale, sono basate sulla disponibilità di grandezze mediate nell'unità di tempo e pertanto le misure non richiedono necessariamente un elevato grado di sincronizzazione.

Tra i diversi apparati impiegati per le pratiche applicazioni di misura distribuite nell'ambito delle reti elettriche, i sistemi per la misura dei fasori sincronizzati (*Phasor Measurement Unit*, PMU) sono quelli che trovano attualmente maggiore diffusione. Questi dispositivi vengono diffusamente impiegati nei sistemi elettrici ed hanno reso possibile notevoli avanzamenti in molte applicazioni di gestione, controllo e monitoraggio.

L'esperienza mostra che le tecniche di misura adottate per la valutazione dei fasori sincronizzati possono differire, anche significativamente, in riferimento ai diversi sistemi PMU presenti in commercio. Inoltre bisogna osservare che ciascuna specifica applicazione

(individuazione dei guasti, indagini statistiche, applicazioni contrattuali, ecc.) influisce sulla strumentazione e sulle procedure di misura da adottare. La diversa natura dei disturbi che possono verificarsi in una rete di distribuzione rende problematica la definizione di metodologie di misura e di monitoraggio che assumano validità generale.

Sulla base dello scenario descritto emerge chiaramente la necessità di disporre di strumenti versatili, in grado di cambiare la propria configurazione in modo rapido. A questo scopo, è auspicabile il ricorso a procedure di misura caratterizzate da una notevole flessibilità, in modo tale che il loro impiego possa essere adattato alle diverse esigenze che si possono manifestare in un sistema di distribuzione.

In questo contesto si inserisce l'attività di ricerca affrontata. Da un punto di vista operativo il lavoro si pone come obiettivo quello di definire e sviluppare delle metodologie di misura, basate sull'impiego di accurate sorgenti di sincronizzazione, per il monitoraggio continuativo delle grandezze elettriche provenienti da diversi punti di un sistema di distribuzione, in termini di fasori sincronizzati. E' inoltre possibile caratterizzare il contenuto armonico delle grandezze mediante la definizione e l'impiego dei *fasori armonici sincronizzati*, ottenuti estendendo il concetto di fasore sincronizzato per condizioni di funzionamento in regime non sinusoidale. Le metodologie di misura sviluppate possono essere impiegate per l'implementazione di prototipi PMU da impiegare nell'ambito di campagne di monitoraggio di lunga durata su reti trifase.

Il presente lavoro è strutturato nel seguente modo. Nel primo capitolo vengono espone le principali ragioni che hanno portato allo sviluppo e alla diffusione dei sistemi di misura distribuiti su larga scala per le applicazioni di gestione, controllo e monitoraggio nelle reti elettriche. Nel secondo capitolo viene effettuata una analisi comparativa tra i principali sistemi di sincronizzazione attualmente impiegati, per ciascuno dei quali vengono illustrate schematicamente le principali caratteristiche funzionali ed i livelli di accuratezza nella sincronizzazione conseguibili. Nel terzo capitolo sono illustrati i requisiti di sincronizzazione e le specifiche di misura previste dallo standard IEEE C37.118 per la valutazione dei fasori sincronizzati nei sistemi elettrici di potenza. Nel quarto capitolo vengono descritte delle metodologie di misura dei fasori sincronizzati appositamente sviluppate per applicazioni di monitoraggio sulle reti di distribuzione. Mediante l'impiego di sorgenti di sincronizzazione ad alte prestazioni e l'utilizzo di hardware di acquisizione *general-purpose*, risulta possibile realizzare dei sistemi di misura facilmente riconfigurabili e riprogrammabili. Tali sistemi, descritti nel quinto capitolo della tesi, sono gestiti mediante strumentazione virtuale. Infine nel sesto capitolo vengono analizzati i risultati delle prove di caratterizzazione delle procedure di misura realizzate mediante l'implementazione di un setup sperimentale *ad hoc*.

1 SISTEMI DI MISURA SINCRONIZZATI NELLE RETI ELETTRICHE

1.1 Introduzione

I moderni sistemi elettrici possono essere considerati come il risultato di una continua e progressiva evoluzione tecnologica, protrattasi nel corso degli anni, che tiene contestualmente conto delle attuali esigenze di natura economica, politica e sociale.

Per molti anni l'intero sistema elettrico è stato organizzato secondo un "modello statico" nel quale l'energia elettrica viene generata in grandi centrali di produzione, trasferita in prossimità dei centri di consumo, mediante linee di trasmissione ad alta ed altissima tensione e, infine, distribuita ai consumatori finali mediante i sistemi di distribuzione. Sino a pochi anni fa gli sforzi dedicati allo sviluppo tecnologico dei sistemi elettrici erano rivolti quasi esclusivamente alle reti di trasmissione, soprattutto in conseguenza della progressiva concentrazione delle centrali in punti economicamente vantaggiosi. Questo ha portato a notevoli investimenti per la realizzazione di reti di trasmissione dell'energia, sempre più estese ed interconnesse, per il trasferimento di notevoli quantità di energia elettrica a grande distanza con perdite minime.

Nel contempo le reti di distribuzione sono state per anni considerate come l'ultimo elemento dell'intero processo di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, con un ruolo completamente passivo, unicamente rivolto all'alimentazione delle utenze elettriche. Le modalità con cui le reti di distribuzione venivano pianificate, progettate ed esercite non hanno subito, per un lungo lasso di tempo, alcun sostanziale mutamento. Solamente a partire dagli ultimi decenni si va assistendo ai primi segnali di un profondo mutamento che andrà gradualmente a modificare e rivoluzionare l'intero assetto dei sistemi elettrici.

Diverse motivazioni di carattere economico e sociale impongono una sempre maggiore attenzione verso le problematiche di sviluppo sostenibile, basate sulla necessità di una maggiore attenzione verso l'ambiente e rivolte ad una progressiva deindustrializzazione e all'impiego di fonti di energia di tipo rinnovabile, a discapito delle fonti in via di esaurimento. Queste ragioni hanno di fatto portato ad una progressiva evoluzione e diffusione degli

impianti di “generazione distribuita”, ovvero impianti di produzione di piccola taglia, spesso alimentati da fonti di energia rinnovabile (microturbine, impianti fotovoltaici, turbine eoliche, celle a combustibile, ecc.).

Oltre alle motivazioni legate all’ecosostenibilità è necessario contemplare la nuova regolamentazione concernente la privatizzazione, liberalizzazione e deregolamentazione del mercato dell’energia elettrica, che mira in sostanza a sostituire al regime di monopolio, sinora in atto, dei regimi di tipo concorrenziale. Specificatamente gli orientamenti in questo senso hanno portato alla separazione degli esercizi di proprietà, gestione delle reti e di vendita di energia all’utente finale; spesso le prime due pratiche possono essere associate, la terza invece deve essere svolta da soggetti indipendenti.

L’insieme di questi fattori, unitamente all’accresciuta sensibilità da parte degli utenti finali verso le problematiche di qualità del servizio, sta determinando una forte spinta al cambiamento e all’innovazione dei sistemi di distribuzione dell’energia elettrica.

1.2 Problematiche di gestione e controllo nei moderni sistemi di distribuzione

Nei moderni sistemi di distribuzione dell’energia elettrica, soggetti ai citati cambiamenti di natura economica e tecnologica, nasce l’esigenza di affrontare nuove problematiche di gestione, controllo e monitoraggio [1-3]. A questo proposito viene di seguito illustrata l’evoluzione di alcuni tra i principali aspetti di maggior interesse da considerare nelle moderne reti elettriche di distribuzione.

1.2.1 Gestione energetica

Molti recenti studi e progetti di ricerca nazionale ed internazionale [4] illustrano possibili scenari di gestione dei sistemi di distribuzione dell’energia elettrica, tutti basati sull’integrazione di impianti di generazione distribuita e sull’impiego di moderne tecnologie informatiche e di telecomunicazione.

Affinché i sistemi di distribuzione possano accogliere notevoli quantità di generazione distribuita non risulta più opportuno il ricorso a strutture di rete di tipo radiale, nelle quali il flusso di energia è unidirezionale, dalla sorgente verso il carico [5-6]. I nuovi sistemi di

distribuzione prevedono infatti un elevato numero di nodi di generazione, dislocati su tutto il territorio. In quest'ottica risulta più appropriato l'impiego di strutture di tipo magliato, progettate per gestire flussi di potenza bidirezionali mediante l'impiego di dispositivi innovativi per il controllo dei flussi di potenza attiva e reattiva. Le reti magliate sono generalmente caratterizzate da buoni livelli di affidabilità e da una maggiore "robustezza" alle variazioni dinamiche sui nodi di generazione e di carico; quando necessario prevedono inoltre la possibilità di effettuare una suddivisione in microreti, ciascuna delle quali in grado di determinare in modo autonomo l'acquisto di energia dalla rete di trasmissione o direttamente da altre microreti sulla base di diversi parametri (prezzo dell'energia, stato dei generatori e dei carichi).

I sistemi descritti prendono il nome di "reti attive" e prevedono la presenza contemporanea di carichi passivi, carichi controllabili e impianti di produzione (generazione distribuita). L'obiettivo delle ricerche di settore è finalizzato alla realizzazione di sistemi di distribuzione di tipo "autoconfigurante", in grado sia di gestire elevate concentrazioni di risorse energetiche, che di aumentare, allo stesso tempo, il livello di qualità dei servizi offerti. Un sistema di gestione così delineato non può prescindere da un'efficiente azione di controllo, anche a distanza, dei sistemi dispersi sul territorio, in modo da ottenere dal loro utilizzo il massimo vantaggio funzionale ed economico.

Tra i vari aspetti di gestione, uno di particolare interesse, oggetto di numerose applicazioni e ricerche scientifiche [6], è costituito dai sistemi integrati per il dispacciamento ottimo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate e per il controllo dei carichi. L'obiettivo di questi studi è rivolto alla realizzazione di sistemi automatici finalizzati ad ottimizzare la produzione e la distribuzione di energia sulla base di parametri acquisibili dall'esterno (costo dell'energia, previsioni meteo, modelli fisico-matematici dei processi di conversione energetica impiegati, ecc.) e di dati di ingresso ricavabili in tempo reale mediante telemisure (flussi di potenza attiva e reattiva, condizioni ambientali, stato dei processi industriali interessati e di eventuali sistemi di accumulo, ecc.). Dal momento che il sistema elettrico può cambiare la propria configurazione in modo rapido, si richiede di gestire le differenti problematiche di dispacciamento energetico in modo dinamico.

1.2.2 Sistemi di protezione

I sistemi di protezione costituiscono uno dei principali punti critici nei moderni sistemi di

distribuzione dell'energia elettrica, basati come illustrato in precedenza sull'utilizzo diffuso di strutture di rete di tipo magliato. L'interesse dei ricercatori del settore è rivolto allo sviluppo di adeguati schemi di protezione con un impiego intensivo di automatismi e di sistemi di telecontrollo; l'adozione di questi dispositivi comporta la necessità di effettuare una completa revisione strutturale all'interno dei sistemi di distribuzione, in particolare per le applicazioni caratterizzate da elevati livelli di penetrazione di generazione distribuita [7].

I sistemi di protezione utilizzati nelle reti di distribuzione sono realizzati con l'intento di isolare in modo selettivo, nel più breve tempo possibile, la sola porzione di rete interessata da guasti, in modo da non causare una perdita di servizio che potrebbe comportare delle gravi ripercussioni sul servizio e sulla produttività degli utenti.

Gli schemi di protezione per le reti di distribuzione di tipo magliato presentano una filosofia innovativa rispetto agli schemi tradizionali, ideati per strutture radiali, con flussi di energia che transitano univocamente dalla sorgente verso i carichi. Nelle reti di tipo radiale la selettività delle protezioni è ottenuta regolando i tempi di intervento delle protezioni in funzione della massima corrente: all'occorrere di un guasto su un ramo della rete, viene isolato solamente il ramo in questione, mentre il resto del sistema è in grado di operare normalmente. Invece, nel caso di sistemi di distribuzione con elevata integrazione di generazione distribuita non risulta più valido il tradizionale coordinamento delle protezioni e pertanto non risulta più possibile determinare in modo univoco il ramo della rete affetto dal guasto [5]; inoltre un errato intervento delle protezioni può comportare un fuori servizio indesiderato su una sezione di linea sana.

Per affrontare il problema del coordinamento delle protezioni sono state recentemente proposte soluzioni basate su schemi di protezione adattativa, nei quali interruttori e sezionatori, dotati di capacità di comunicazione remota e di funzioni di sincronizzazione, possono essere azionati per riconfigurare automaticamente la rete in caso di guasto, minimizzando la porzione che resta priva di alimentazione [6]. Schemi di protezione di questo tipo diventano quindi a tutti gli effetti degli algoritmi, il cui corretto funzionamento (intervento rapido in presenza di guasto e assenza di interventi intempestivi) è determinato in primo luogo dalla qualità dei dati di ingresso, e quindi dalla misura di alcuni parametri, prevalentemente vettori di corrente, acquisiti simultaneamente in punti strategici del sistema.

1.2.3 Misure di power quality

Il processo di liberalizzazione e deregolamentazione del mercato dell'energia, unitamente alla progressiva diffusione degli impianti di generazione distribuita, ha prodotto una maggiore attenzione verso le problematiche di *power quality* [2-3].

Con il termine "*power quality*" si è soliti intendere l'insieme delle problematiche e dei fenomeni legati alla qualità nella rete elettrica di alimentazione degli impianti civili e industriali. Più specificatamente con questo termine si indica l'insieme dei disturbi sulla tensione di alimentazione fornita da una rete elettrica o sulla corrente assorbita da un impianto elettrico quando non vengono verificate le condizioni ideali di:

- frequenza costante e pari al valore nominale;
- ampiezza costante e pari al valore nominale;
- forma d'onda sinusoidale;
- terna simmetrica diretta nel caso di sistemi trifase;
- continuità del servizio.

La qualità dell'energia implica sia la qualità del prelievo che la qualità della fornitura. Al fine di assicurare il corretto esercizio dei sistemi elettrici tutte le parti in causa devono rispettare determinate condizioni: il fornitore deve garantire delle tensioni di alimentazione che non alterino il sicuro e corretto funzionamento dei carichi; gli utenti d'altra parte devono rispondere a particolari requisiti, in modo da non iniettare in rete disturbi nocivi agli altri carichi e quindi alla qualità della fornitura.

La liberalizzazione del mercato dell'energia rende oggi sempre più importante individuare le responsabilità per questi disturbi tra i diversi soggetti che interagiscono nel sistema elettrico e suggerisce l'utilizzo di opportuni parametri come possibile metrica per caratterizzare la qualità del servizio offerto da una società distributrice [8]. Ciò ha determinato nell'ambito internazionale un proliferare di iniziative di tipo scientifico e normativo per la definizione di opportuni criteri di valutazione dello stato del sistema elettrico di distribuzione e per la realizzazione di sistemi di misura atti a implementare, in modo efficiente, le metodologie proposte [8-17].

Spesso scarsa attenzione è stata dedicata alla qualificazione metrologica di tali misure, per le quali è opportuno implementare e attuare procedure non tradizionali [18-20]. In generale, infatti, le misure di *power quality* sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica possono

essere utilizzate per diversi scopi (applicazioni contrattuali, individuazione dei guasti, indagini statistiche, ecc.) e ciascuna specifica applicazione influisce sulla strumentazione e sulla procedura di misura da adottare. La diversa natura dei disturbi che possono verificarsi in una rete di distribuzione rende problematica la definizione di metodologie di misura e di monitoraggio che assumano validità generale. La particolare tipologia di fenomeno considerato, infatti, influenza in modo significativo le caratteristiche del sistema di misura.

Alla luce di queste considerazioni è ormai da tempo aperto un dibattito sia sulla scelta delle procedure più adatte per individuare le sorgenti dei disturbi introdotti in rete sia sulla pratica applicabilità di tali metodologie, con riferimento alla sensibilità verso le incertezze [13-15,21-24]. Gli studi condotti a tal proposito consentono di affermare che i metodi basati su misure simultanee in diversi nodi della rete appaiono come i più promettenti [13, 25-26].

1.3 Sistemi di misura distribuiti nelle reti elettriche di distribuzione

Le problematiche di varia natura che vanno ad investire le moderne reti elettriche hanno determinato nella comunità scientifica, e soprattutto tra gli operatori, un proliferare di iniziative finalizzate alla definizione di opportuni criteri di valutazione dello stato del sistema elettrico di distribuzione, valutazione della qualità del servizio offerto agli utenti e individuazione delle sorgenti disturbanti.

In virtù degli aspetti precedentemente esposti, di non immediata soluzione, in uno scenario che vede crescere continuamente i livelli di penetrazione della generazione distribuita, diventa sempre più importante sviluppare dei sistemi di misura affidabili e flessibili, in grado di fornire con continuità dei dati aggiornati sulle caratteristiche della rete elettrica. Le indicazioni fornite da tali sistemi di misura devono essere utilizzate sia per aspetti di gestione e protezione del sistema che per fini tariffari dal momento che, nel mercato libero, diventa fondamentale identificare i soggetti del sistema elettrico responsabili dei disturbi prodotti in rete.

Occorre considerare che tutte le problematiche di gestione, monitoraggio e controllo devono essere gestite dinamicamente, in quanto il sistema elettrico può cambiare configurazione in modo rapido. Emerge pertanto la necessità di avere a disposizione con continuità dei dati aggiornati ed attendibili sulle caratteristiche del sistema stesso: ciò rende indispensabile la realizzazione di sistemi di misura distribuiti su larga scala in grado di operare misure sui diversi nodi di una rete di distribuzione [13, 15].

Nel corso degli ultimi anni, il crescente progresso tecnologico ha permesso di progettare e realizzare, con costi relativamente contenuti, opportuni sistemi di misura ad architettura distribuita. Essi sono generalmente composti da unità di misura installate in prossimità dei nodi della rete elettrica e collegate, tramite reti LAN o WAN, ad una unità di controllo che riceve i dati, li elabora e fornisce informazioni utili, che possono essere impiegate nell'ambito delle diverse applicazioni citate.

In una strategia di misura basata sull'impiego di unità dislocate su lunga distanza è necessario definire delle opportune procedure per garantire la riferibilità dei risultati. I rischi, economici o legati alla sicurezza, derivanti da eventuali decisioni non corrette rendono essenziale valutare la qualità delle informazioni fornite dal sistema di misura.

Per soddisfare questa esigenza è necessario disporre di dati di misura affidabili e aggiornati, che siano continuamente sincronizzati tra loro, in modo estremamente accurato. La sincronizzazione può essere ottenuta mediante l'impiego di diverse sorgenti: per le esigenze più avanzate, nelle quali ad esempio si richiedono valori di sincronizzazione tra i dispositivi dell'ordine di poche centinaia di nanosecondi, il sistema più opportuno appare quello basato su ricevitori satellitari *GPS*; nel caso invece di specifiche meno stringenti si possono convenientemente impiegare soluzioni alternative, quali quelle basate sui protocolli di sincronizzazione (per esempio *NTP*, *Network Time Protocol*). Questi aspetti verranno approfonditi più nel dettaglio nel capitolo seguente.

1.4 Sistemi PMU

Tra i diversi dispositivi impiegati per le pratiche applicazioni di misura distribuite nell'ambito dei sistemi elettrici, i sistemi PMU sono quelli che attualmente trovano maggiore diffusione. I dispositivi PMU (*Phasor Measurement Unit*) sono utilizzati per la misura dei fasori sincronizzati rappresentativi delle grandezze elettriche di interesse [27].

Ciascuna unità PMU è in grado di acquisire istantaneamente segnali di tensione e di corrente in modo sincronizzato mediante l'utilizzo di una opportuna sorgente di sincronizzazione, tipicamente di tipo GPS. Nei dispositivi PMU presenti in commercio i segnali di rete vengono solitamente acquisiti con una frequenza di campionamento relativamente bassa, che varia tra le 12 e le 48 volte rispetto alla frequenza di rete. Questo significa che nel caso di sistemi con frequenza nominale pari a $f_n = 50$ Hz vengono acquisiti tra i 600 e i 2400 campioni al secondo; nel caso invece di sistemi con $f_n = 60$ Hz in ogni secondo viene acquisito un numero

di campioni compreso tra 720 e 2880. Le grandezze campionate vengono successivamente sottoposte ai circuiti dedicati alla conversione analogico-digitale (AD) [28].

Nelle grande maggioranza delle unità di misura fasoriale il processo di acquisizione dei dati risulta direttamente sincronizzato, mediante l'impiego di circuiti interni ad aggancio di fase di tipo PLL (*Phase Locked Loop*), a sorgenti di riferimento satellitari che garantiscono livelli di accuratezza nella sincronizzazione inferiori al microsecondo.

La valutazione delle ampiezze e delle fasi dei segnali di tensione e corrente è ottenuta con l'impiego di tecniche di *signal processing*, basate su algoritmi di tipo DFT (*Discrete Fourier Transform*). I sincrofascori così ottenuti vengono correlati al riferimento temporale mediante l'impiego di "etichette" (*timestamp*) associate ai dati e contenenti tutte le indicazioni temporali necessarie, dall'anno passando ai secondi, sino ad arrivare alle frazioni di secondo.

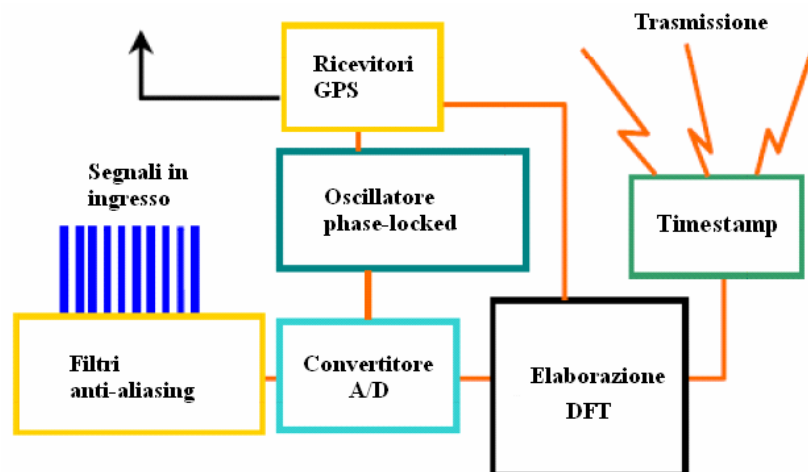


Figura 1.1 – Diagramma a blocchi di un tipico sistema PMU commerciale

Le PMU sono installate in tutti quei punti della rete elettrica su cui si vogliono misurare i valori di tensione, corrente e frequenza; i dati raccolti sono inviati ad un concentratore, detto *Phasor Data Concentrator* (PDC), con una frequenza di 20-30 campioni per secondo, e successivamente ad un centro di controllo.

Il concentratore esegue una correlazione temporale di tutte le misure provenienti dalle PMU, dislocate su larga scala. L'intera sequenza o il particolare sottoinsieme di dati di interesse vengono quindi resi disponibili al centro di controllo, che provvede quindi ad apportare le eventuali modifiche sul sistema elettrico.

Particolare attenzione va posta al sistema di comunicazione per la trasmissione dei dati tra le PMU e i PDC, in modo tale da garantire elevati livelli di affidabilità e bassi tempi di latenza. Le prestazioni del sistema di comunicazione devono essere valutate prendendo in considerazione l'intero processo a partire dalla acquisizione da parte delle PMU delle grandezze fasoriali, passando per la loro trasmissione all'unità PDC e quindi al centro di controllo vero e proprio.

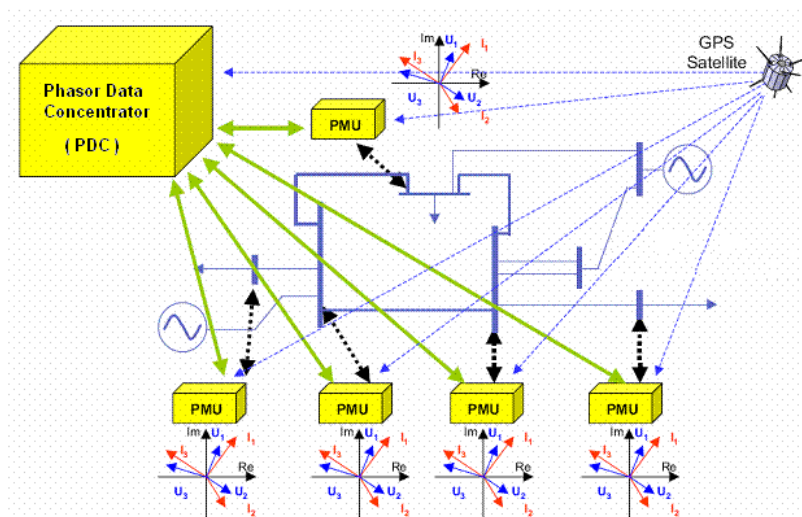


Figura 1.2 – Diagramma a blocchi di una architettura PMU su larga scala

1.5 Applicazioni delle unità PMU nei sistemi elettrici

Al giorno d'oggi i sistemi per la misura dei sincrofasi costituiscono uno dei più interessanti approcci innovativi per il trattamento delle diverse problematiche di gestione, monitoraggio, protezione e controllo nei sistemi elettrici. Questi dispositivi vengono diffusamente utilizzati dagli operatori di sistema ed hanno reso possibile notevoli avanzamenti in molte applicazioni sia per reti di trasmissione, che per reti di distribuzione dell'energia elettrica.

L'utilizzo di sistemi basati sulla misura dei fasori sincronizzati comporta dei benefici nell'ambito delle seguenti applicazioni:

- monitoraggio e controllo in *real-time*;
- stima dello stato dei sistemi elettrici;

- analisi di post-disturbo;
- rienergizzazione dei sistemi elettrici;
- protezioni adattative;
- separazione pianificata;
- gestione della congestione in *real-time*;
- individuazione dei parametri critici e ricostruzione dei modelli di sistema.

Nel seguito, per ciascuna delle citate applicazioni, si intende esaminare in modo sintetico i principali vantaggi derivanti dall'utilizzo delle unità PMU.

1.5.1 Monitoraggio e controllo in real-time

Il principale obiettivo che il monitoraggio in *real-time* si propone è quello di rendere disponibili agli operatori, in qualsiasi momento, le informazioni sulle attuali condizioni di funzionamento del sistema. Nelle condizioni di normale esercizio, la conoscenza di adeguate informazioni comporta un miglioramento dell'efficienza operativa; nel caso invece in cui il sistema sia soggetto ad anomalie di funzionamento, le indicazioni ottenute mediante il monitoraggio consentono di identificare ed eventualmente correggere i problemi che si verificano sul sistema stesso.

Nell'ambito delle applicazioni di monitoraggio e controllo in *real-time* l'impiego di sistemi basati su dispositivi PMU può portare tutta una serie di benefici [29].

Innanzitutto il monitoraggio in *real-time* basato sulla conoscenza di grandezze fasoriali permette una rapida identificazione, e quindi una successiva segnalazione, di eventuali anomalie di sistema che si verificano qualora i limiti di normale funzionamento vengano violati. Un caso di interesse è rappresentato dalla presenza di valori eccessivi nelle differenze tra angoli di fase caratteristici dei diversi nodi di un sistema. Mediante la disponibilità di osservazioni fasoriali sincronizzate risulta possibile individuare rapidamente un comportamento di questo tipo e quindi di conseguenza prendere opportuni provvedimenti di controllo atti alla riduzione dei margini di errore. Così facendo il sistema lavora in condizioni prossime ai limiti effettivi di stabilità, garantendo al tempo stesso un adeguato livello di sicurezza.

Allo stesso modo, un monitoraggio in *real-time* di questo tipo consente di apportare immediate correzioni sui limiti di funzionamento del sistema, qualora questi siano stati scelti

in modo troppo conservativo, in sede di pianificazione o di analisi *off-line*. Una politica di questo tipo permette di ottimizzare al meglio le risorse sulle reti, consentendo quindi una drastica riduzione degli investimenti, nel caso in cui questi non risultino effettivamente giustificati. Ne traggono particolare beneficio i sistemi di protezione, sia su area locale che su area estesa, che riescono ad adattarsi meglio alle effettive condizioni di funzionamento del sistema.

Un'altra possibile applicazione è costituita dalla prevenzione dei blackout che, a fronte di una bassa probabilità di accadimento, comportano sempre dei notevoli costi e risorse per la loro estinzione. L'analisi dedicata alla prevenzione dei blackout tiene conto delle caratteristiche di rete e dell'affidabilità attesa del sistema. A questo proposito, è bene osservare che maggiore sensibilità deve essere posta verso le problematiche di instabilità della tensione (collasso); questo fenomeno è caratterizzato dalla presenza di bassi profili di tensione, elevati flussi di potenza reattiva, e aggravamento delle condizioni di carico del sistema. In genere il collasso di tensione si manifesta improvvisamente, dopo un periodo sintomatico che può durare da qualche secondo sino a diversi minuti, a volte ore, ed è spesso causato da contingenze singole o multiple a bassa probabilità. Lo studio dei collassi di tensione richiede l'ausilio di tecniche complementari di analisi statica e dinamica. Anche in questo caso risulta opportuno il ricorso ad unità PMU, in luogo dei dispositivi attualmente disponibili che spesso non risultano adeguatamente equipaggiati per l'individuazione di particolari dinamiche del sistema.

In conclusione è bene sottolineare che non tutte le applicazioni esaminate richiedono un alto grado di ridondanza nelle misure, e quindi ingenti investimenti in fase di pianificazione del sistema. Ad ogni modo, anche ove fosse necessaria la presenza di una rete capillare di stazioni di monitoraggio, dei sostanziali benefici sarebbero conseguibili già nel medio e lungo termine.

1.5.2 Stima dello stato dei sistemi elettrici

La stima dello stato è utilizzata in modo diffuso nei centri di controllo e consente agli operatori di sistema di integrare, o in taluni casi di sostituire in toto, le misure telemetriche disponibili per il monitoraggio delle reti elettriche [30]. Le analisi di stima dello stato vengono utilizzate per garantire una migliore stima dei modelli di rete, utilizzati in numerose applicazioni *real-time* tra cui: analisi di contingenza, ridispacciamento ottimizzato, regolazione di tensione/potenza reattiva, gestione della congestione.

La stima dello stato viene utilizzata nell'ambito di numerose applicazioni ancillari. A questo riguardo, alcuni ricercatori hanno sviluppato degli opportuni accorgimenti sugli algoritmi dedicati all'individuazione dei dati corrotti (*bad data*) e alla stima parametrica. In particolare la valutazione delle *condizioni al contorno* può essere semplificata dalla conoscenza di misure fasoriali sincronizzate.

L'adozione di infrastrutture PMU offre sostanziali benefici in applicazioni di stima dello stato, costituiti principalmente da una migliore accuratezza e robustezza nell'individuazione dei dati corrotti e dalla possibilità di ottenere una soluzione numerica più veloce per problemi lineari.

Soluzioni di questo tipo verranno implementate nei sistemi SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) di prossima generazione, con un graduale innalzamento del numero di stazioni sincronizzate e con la possibilità di sviluppare stimatori di tipo tri-fase o tri-sequenza. Siffatti sistemi possono trovare impiego in applicazioni per il monitoraggio ed il controllo degli squilibri di fase, che costituiscono un aspetto sintomatico della degradazione delle prestazioni e delle funzionalità complessive del sistema elettrico.

1.5.3 Analisi post-disturbo

Le analisi post-disturbo o post-mortem sono finalizzate alla ricostruzione della sequenza degli eventi che hanno portato alla comparsa di uno specifico disturbo o, nel caso più critico, di una interruzione in un dato sistema elettrico. A questo scopo, gli operatori di sistema raccolgono e studiano il problema sulla base dei dati registrati da vari dispositivi di accumulo (*data recorder o logger*), disseminati su tutta la rete.

Studi di questo tipo vengono, per loro natura, effettuati off-line: i dati acquisiti e immagazzinati vengono tipicamente raccolti ad orari fissi o comunque quando necessario. Ad ogni modo una attenta valutazione dei fenomeni non prescinde dall'impiego di informazioni remote e simultanee.

Dispositivi di accumulo dati vengono utilizzati da diversi anni dalle società elettriche per analizzare e comprendere i motivi che hanno portato alla comparsa dei guasti. Sino a qualche tempo fa, molti apparati di questo tipo non risultavano dotati di capacità di sincronizzazione, rendendo quindi molto complicato il lavoro di comprensione e di ricostruzione temporale di quanto successo e richiedendo un notevole dispendio di tempo e di risorse.

In seguito al verificarsi di numerosi blackout su larga scala, che nel 2003 hanno principalmente coinvolto gli Stati Uniti e l'Italia, le autorità competenti in materia hanno fortemente raccomandato l'impiego di sistemi di misura e controllo distribuiti, sincronizzati tra loro. Queste direttive hanno comportato un rapido sviluppo e implementazione di sistemi di registrazione su larga scala basati sull'impiego di ricevitori GPS, impiegati con l'obiettivo di correggere le problematiche legate ad una mancata sincronizzazione tra i diversi *data logger*. L'esperienza mostra che mediante l'impiego di stazioni sincronizzate è possibile ridurre i tempi per la ricerca e la riparazione dei guasti (*troubleshooting*) da alcune ore ad alcuni secondi.

1.5.4 Rienergizzazione dei sistemi elettrici

La rienergizzazione dei sistemi elettrici è l'insieme dei provvedimenti che devono essere presi per ristabilire la connessione tra due sistemi elettrici, al fine di ripristinare le effettive condizioni di funzionamento a seguito di un guasto o di un distacco. Si tratta di una operazione di fondamentale rilevanza, data l'estensione dei sistemi a cui si applica, che deve essere attuata nel minore tempo possibile in modo da minimizzare le inefficienze e i disservizi alle utenze.

Durante le attività di rienergizzazione devono essere presi degli accorgimenti in modo da ridurre l'entità delle fluttuazioni di potenza scambiata fra le due reti all'atto della chiusura degli interruttori per l'interconnessione, al fine di evitare l'insorgere di fenomeni di instabilità che possono comportare ingenti danni al sistema. A questo riguardo particolarmente importanti sono le tecniche che consentono di ridurre, teoricamente annullare, il valore dell'angolo di fase relativa presente fra i due sottosistemi da interconnettere [29].

Le PMU risultano particolarmente adatte a questo scopo, in quanto come ampiamente illustrato sono in grado di effettuare delle misure *on-line* degli angoli di fase. Attualmente gli operatori fanno ampio utilizzo di sistemi di tipo sincronizzato basati sulla misura dei fasori. I particolari vantaggi perseguibili mediante il loro impiego sono costituiti da una maggiore affidabilità e da una sostanziale riduzione dei tempi necessari al compimento delle attività di rienergizzazione.

1.5.5 Protezioni adattative

I sistemi di protezione dei moderni sistemi elettrici costituiscono uno dei principali temi di interesse per i ricercatori di settore. I recenti cambiamenti di natura tecnologica che hanno ultimamente interessato i sistemi di distribuzione, ed in particolare l'elevata penetrazione della generazione distribuita, hanno reso necessaria la realizzazione di strutture di rete di tipo magliato. In questo scenario è necessaria una completa rivisitazione della filosofia dei sistemi di protezione, con un impiego capillare di automatismi e di sistemi di controllo.

Mentre i tradizionali sistemi di protezione eseguono degli interventi predeterminati (caratteristiche di intervento) in presenza di anomalie o guasti sulle reti, i sistemi di protezione di tipo adattativo adeguano le proprie caratteristiche di funzionamento secondo la conoscenza di alcune grandezze elettriche significative [7]. I sistemi di protezione adattativa sono basati sulla presenza di relè digitali, dotati di capacità di comunicazione e con funzionalità programmabili. Mediante l'impiego di reti PMU è possibile ottenere, in *real-time*, delle informazioni aggiuntive sullo stato delle reti; questi dati possono essere utilizzati per riprogrammare dinamicamente, mediante un centro di controllo di supervisione, i parametri di intervento dei dispositivi di protezione.

Può risultare interessante fare un breve cenno alla filosofia di gestione di questi dispositivi, dedicati alla localizzazione dei guasti. In generale l'approccio seguito nello sviluppo degli schemi di protezione è quello di suddividere la rete elettrica esaminata in diverse zone (*isole intenzionali*). Le isole vengono separate o ricongiunte tra loro mediante interruttori di richiusura (*recloser*), capaci di aprire e chiudere ripetutamente, in risposta al segnale inviato dai opportuni relè. I relè automatici, dotati di opportune capacità di comunicazione, sono in grado in base alla conoscenza di dati significativi a loro disposizione di rilevare e di identificare i guasti o le anomalie presenti al fine di isolare dalla rete solamente le zone affette dal disturbo.

1.5.6 Separazione pianificata

Con il termine "separazione pianificata" si intende l'insieme dei provvedimenti di emergenza che vengono presi sul sistema elettrico in presenza di una perturbazione instabile che può portare in breve tempo alla comparsa dei blackout.

Sotto queste circostanze si rende necessaria la formazione di opportuni sottosistemi, che

vengono momentaneamente separati dalla rete sulla base delle condizioni verso cui volge l'intero sistema. L'obiettivo principale è quello di garantire su ciascuna area l'equilibrio tra generazione e carico, e per conseguire ciò si rende necessario il ricorso a provvedimenti aggiuntivi come il *generator tripping* e il *load shedding*. Solamente nel momento in cui verrà ripristinato l'equilibrio energetico su ciascuna area, sarà possibile effettuare la riconnessione delle isole sulla rete.

Le tecniche utilizzate per attuare la separazione pianificata dipendono dal comportamento degli apparati di precalcolo basati sulla conoscenza dello stato assunto dal sistema, ed in particolare di: livelli di carico, livelli di generazione, topologia di rete, *outage* pianificati e non pianificati. E' ben noto che in molte situazioni pratiche le effettive condizioni di funzionamento del sistema si discostano da quelle previste in sede di progettazione.

Anche in questo scenario l'utilizzo diretto dei dati forniti dalle PMU comporta dei vantaggi. La conoscenza di misure distribuite ricavabili su vaste aree geografiche, disponibili on-line, consente di valutare in modo dinamico le anomalie di sistema, rappresentate principalmente dalle problematiche di stabilità, e di determinare, in funzione delle condizioni di funzionamento, la suddivisione in isole nella maniera più opportuna.

1.5.7 Gestione della congestione in real-time

L'obiettivo della gestione delle congestione (*congestion management*) è quello di garantire in tempo reale una distribuzione dei flussi di potenza lungo le reti elettriche all'interno dei limiti di trasmissione affidabili, in modo da soddisfare la domanda nella maniera più economica. I risultati ottenuti dai sistemi di *congestion management* presentano particolare rilevanza dal momento che vanno ad influire sia sul dispacciamento della generazione, nel mercato del giorno prima, che sul ridispacciamento, nel mercato *real-time* [29].

Il tradizionale approccio della gestione della congestione è basato sul confronto tra i flussi di potenza effettivamente presenti lungo le linee e le capacità di trasferimento nominale (*Nominal Transfer Capability*, NTC). Tale valutazione è effettuata, mediante l'utilizzo di metodologie off-line, in base alla conoscenza di limiti termici, di tensione o di stabilità. Le assunzioni che vengono utilizzate per i calcoli *off-line* della capacità di trasferimento dei nodi risultano spesso restrittive e possono influire sull'intero processo, comportando un mancato utilizzo delle capacità di trasferimento effettivamente disponibili e conseguentemente una complessiva perdita economica per il mancato di dispacciamento.

In questo frangente l'adozione di sistemi PMU, e quindi la disponibilità di una quantità aggiuntiva di dati, consente una valutazione più attenta dei flussi di potenza tra i diversi percorsi della rete. In particolare i dati a disposizione permettono di ricavare, in modo accurato, i limiti di trasmissione sui diversi percorsi, favorendo quindi una gestione più efficiente del sistema. Una maggiore frequenza di aggiornamento dei dati permette inoltre di velocizzare gli algoritmi, che devono essere eseguiti on-line, consentendo la valutazione delle effettive capacità di trasferimento in *real-time* (*Real-time Transfer Capability*, RTC). In questo modo è generalmente possibile apprezzare, sui diversi percorsi della rete, una sostanziale diminuzione dei valori di capacità di trasmissione nominale *NTC* rispetto a quelli effettivi *RTC*, riducendo ove necessario la necessità di provvedimenti di *curtailment*.

1.5.8 Individuazione dei parametri critici e ricostruzione dei modelli di sistema

La verifica dei modelli e la stima parametrica sono dei provvedimenti rivolti alla individuazione dei *parametri critici* nei modelli del sistema elettrico (rete, generatore, modelli di carico, ecc.) e, più in generale, alla valutazione accurata dei parametri di sistema.

In generale, l'implementazione dei modelli di sistema non viene realizzata con mezzi *ad hoc*, dedicati specificatamente allo scopo, ma richiede un intenso lavoro di squadra, sottoposto a giudizi ingegneristici e soggetto ad errori umani, talvolta di difficile individuazione.

Alcuni ricercatori hanno recentemente sviluppato degli algoritmi di tipo EMS (*Energy Management System*) per l'identificazione dei parametri critici di modellazione e per la loro correzione, in condizioni di funzionamento a regime. La disponibilità di misure fasoriali sincronizzate consente un miglioramento delle prestazioni degli algoritmi proposti.

L'installazione di unità PMU distribuite su più punti consente di agevolare l'individuazione degli errori e la "ricostruzione" dei parametri di modello del sistema, che troveranno successivamente impiego sia per applicazioni *on-line* che *off-line* (flussi di potenza, stabilità, corto circuito, optimal power flow, security assessment, gestione della congestione, ecc.) [29].

La valutazione dinamica dei modelli risulta invece una pratica più complessa e richiede una più attenta valutazione della risposta del sistema agli eventi transitori pianificati o non (ad esempio commutazioni) e ai disturbi di varia natura.

2 SISTEMI DI SINCRONIZZAZIONE TEMPORALE

2.1 Introduzione

La sincronizzazione rappresenta uno degli aspetti chiave nelle applicazioni che fanno uso di sistemi di misura ad architettura distribuita. Le diverse attività effettuate in un sistema di questo tipo richiedono garanzie di elevata riferibilità temporale, in quanto i risultati di misura ottenuti vengono utilizzati per attuare delle specifiche strategie di gestione e controllo nell'ambito delle applicazioni di interesse. Interessa in particolare verificare con quale accuratezza i vari nodi siano in grado di condividere un riferimento temporale comune, condizione necessaria perché gli eventi rilevati da un sistema di misura distribuito possano essere messi correttamente in relazione.

I sistemi di misura ad architettura distribuita possono raggiungere estensioni notevoli, al limite reti nazionali e continentali, ed è pertanto auspicabile che i dati a disposizione non risultino significativamente affetti da eventuali perdite di sincronizzazione tra loro. L'aspetto della sincronizzazione delle misure non è un problema di semplice soluzione data la complessità e l'estensione dei sistemi a cui si applica.

In funzione delle esigenze di misura, variabili da sistema a sistema, i requisiti di accuratezza richiesti nella sincronizzazione possono variare notevolmente: gli ordini di grandezza vanno solitamente dai millisecondi alle centinaia di nanosecondi.

Esistono delle metodologie di misura che sono basate sulla conoscenza in *real-time* di opportune grandezze, caratteristiche del sistema; in questo caso sono richieste soluzioni in grado di assicurare la riferibilità temporale dei dati (*timestamping*), con requisiti di sincronizzazione abbastanza stringenti. Non sempre però l'accuratezza dei riferimenti temporali è considerata una specifica critica. Diverse applicazioni, tra cui ad esempio il monitoraggio ambientale, sono basate sulla disponibilità di grandezze mediate nell'unità di tempo e pertanto le misure non richiedono necessariamente un elevato grado di sincronizzazione.

Nel seguito del capitolo viene effettuata una analisi comparativa tra i maggiori sistemi di

sincronizzazione attualmente impiegati, per ciascuno dei quali vengono illustrate schematicamente le principali caratteristiche funzionali ed i requisiti di accuratezza nella sincronizzazione che possono essere ottenuti.

Nella prima parte l'attenzione è riversata sui sistemi di tipo satellitare, mediante i quali è possibile in generale ottenere migliori prestazioni in termini di sincronizzazione a scapito dei costi di installazione. In particolare, viene data maggiore rilevanza al sistema satellitare GPS, utilizzato come sorgente di riferimento universale per tutte le specifiche applicazioni trattate nel seguito del lavoro in oggetto.

Successivamente vengono illustrati i sistemi basati su sincronizzazione di reti informatiche, rappresentati principalmente da NTP (*Network Time Protocol*) e PTP (*Precise Time Protocol*). Infine viene dato un cenno alle sorgenti di sincronizzazione di tipo terrestre, che in generale non risultano adeguate per applicazioni che richiedono requisiti di sincronizzazione stringenti.

2.2 Sistemi di sincronizzazione satellitare

I sistemi satellitari hanno assunto al giorno d'oggi un ruolo di fondamentale importanza in qualsiasi ambito della scienza e della tecnologia. Durante gli ultimi anni stiamo assistendo ad un incessante sviluppo e ad una crescente diffusione di applicazioni, utilizzate nella vita di tutti i giorni, basate sull'impiego di sistemi satellitari.

I sistemi di tipo satellitare, intesi più in generale come apparati di posizionamento, navigazione e sincronizzazione, consentono ad un qualsiasi utente fornito di adeguati apparati di ricezione, di usufruire dei segnali emessi dalla rete satellitare con lo scopo di determinare, con un buon grado di accuratezza, alcune importanti informazioni, quali la posizione geografica, l'altitudine rispetto al livello del mare ed il segnale di sincronizzazione temporale riferito al tempo universale UTC (*Universal Time Coordinated*).

Il consenso e l'interesse da parte della comunità scientifica verso i sistemi satellitari hanno portato allo sviluppo di innumerevoli applicazioni in ambito civile:

- monitoraggio e controllo della navigazione aerea e marittima;
- misurazioni geodetiche, geofisiche, idrografiche e cartografiche;
- applicazioni di sorveglianza medica (terapia dei pazienti a distanza);
- applicazioni nel campo della giustizia (sorveglianza attraverso braccialetti elettronici);

- controllo e comunicazione della posizione di automezzi;
- applicazioni in sistemi di antifurto e in servizi di assistenza e di protezione;
- sincronizzazione di reti di comunicazione.

Le applicazioni sopraelencate sono soltanto alcune di quelle attualmente in vigore, altre ancora sono invece in fase di sviluppo.

Prima della descrizione dettagliata dei diversi sistemi di sincronizzazione, viene illustrato il principio generale di funzionamento.

Il principio di funzionamento di massima di un qualunque sistema satellitare è basato sulla misura del tempo di percorrenza del segnale trasmesso dai satelliti e ricevuto dagli apparati di ricezione terrestri. I ricevitori sono corredati di un proprio orologio interno e risultano quindi in grado di misurare l'intervallo di tempo che intercorre fra l'istante di trasmissione del segnale e l'istante di ricezione; dalla conoscenza di questa grandezza, fissata la velocità di propagazione delle onde elettromagnetiche, è possibile ottenere in prima approssimazione il valore della distanza fra il satellite ed il ricevitore.

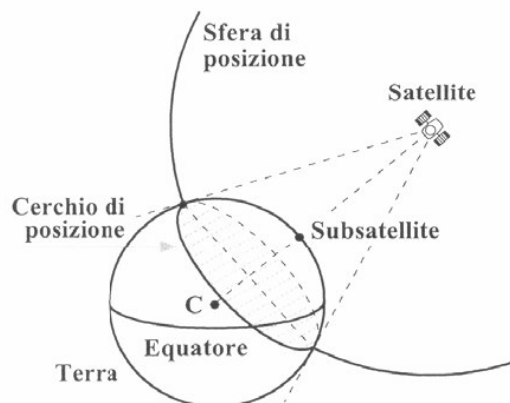


Figura 2.1 – Luogo dei punti individuato con una misura di distanza

Il luogo dei punti equidistanti dalla posizione del satellite emittitore è costituito da una sfera, la cui intersezione con la superficie terrestre forma, in prima approssimazione, una circonferenza (figura 2.1).

Mediante la trasmissione da parte di tre satelliti è possibile ricavare tre misure di distanza (D_1 , D_2 , D_3 in figura 2.2) che individuano con la superficie terrestre tre circonferenze. Nel

caso particolare in cui sia nota la quota del ricevitore, le tre misure definiscono un triangolo, la cui area è funzione delle incertezze sulle distanze. Nel caso ideale il punto di intersezione di tre sfere, aventi stesso raggio, è rappresentato da un punto.

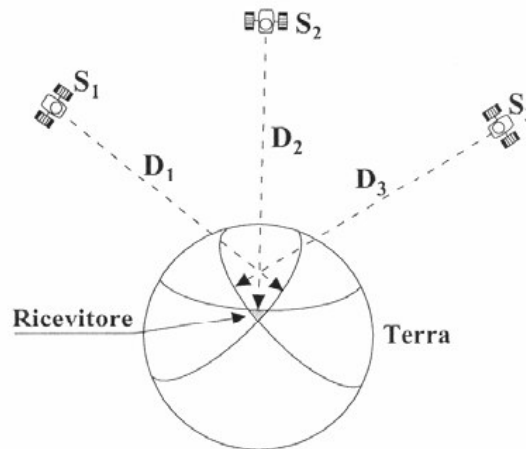


Figura 2.2 – Determinazione della posizione mediante tre misure di distanza

Ciascun satellite dispone di orologi ad elevate prestazioni in termini di accuratezza e tenuti costantemente sotto controllo dalle stazioni terrestri di monitoraggio.

Per limitare i costi degli apparati di ricezione degli utenti vengono invece utilizzati degli orologi con prestazioni nettamente inferiori rispetto a quelle degli orologi satellitari; risulta infatti possibile determinare la loro deviazione rispetto al simultaneo segnale di tempo fornito dai satelliti. Si tratta in definitiva di risolvere un sistema di quattro equazioni in quattro incognite: latitudine, longitudine, quota e segnale di tempo.

2.2.1 GLOBAL POSITIONING SYSTEM

Il sistema NAVSTAR GPS (*Navigation System Time And Ranging Global Position System*), chiamato comunemente GPS, è un sistema satellitare a copertura globale e continua, utilizzato correntemente per una moltitudine di applicazioni civili e militari [31].

La fase di progettazione del sistema satellitare GPS ha preso luogo a partire dalla prima metà degli anni '60 per scopi di carattere esclusivamente militare. Il progetto è stato finanziato dal *Department of Defense* degli Stati Uniti e per i primi quindici anni fu classificato come *top secret*. I tempi di attivazione del progetto sono stati inizialmente lenti per via delle limitate disponibilità economiche e dei tempi di sviluppo delle tecnologie, innovative per l'epoca. Per

questi motivi solamente a partire dal 1978 sono stati lanciati in orbita i primi 11 satelliti sperimentali (“*Block one*” 1978-1985).

Per rendersi conto delle ingenti risorse richieste per la realizzazione dell’intera infrastruttura GPS, si pensi che gli investimenti complessivi connessi alla progettazione e all’avvio del sistema sono stati stimati nell’ordine dei 14.5 miliardi di euro; agli investimenti iniziali vanno aggiunti altri 400 milioni di euro annui necessari per la gestione ordinaria e 7 miliardi di euro per il rinnovo della costellazione ogni sette anni e mezzo circa.

Con il completamento della seconda versione del GPS (“*Block two*” 1989-1994, nel quale vennero progressivamente sostituiti i primi obsoleti satelliti), il governo statunitense, in modo abbastanza inatteso, decise di rendere pubblici i parametri di accesso per sfruttare appieno il sistema, che inizialmente per motivi strategici veniva degradato in modo casuale, introducendo un errore variabile detto *Selective Availability* (SA). Dal maggio del 2000 questa restrizione è stata rimossa, in modo da consentire agli utenti il pieno sfruttamento della risorsa globale.

La configurazione complessiva del sistema GPS può essere vista come l’insieme di tre sottosistemi, detti segmenti:

- il segmento satellitare;
- il segmento di controllo terrestre;
- il segmento utente.

2.2.1.1 Il segmento satellitare

Il *segmento satellitare* è costituito da un insieme di 24 satelliti, con 8 unità di riserva, pronte per essere utilizzate per necessità, in caso di malfunzionamento o avaria di qualche altro satellite oppure semplicemente per garantire una migliore copertura in alcune aree terrestri in particolari occasioni.

La costellazione dei 24 satelliti è stata progettata in modo tale da consentire la “visibilità” di almeno quattro di essi da parte di una qualsiasi località terrestre avente un’inclinazione superiore ai 5°. La struttura adottata garantisce inoltre un’adeguata distribuzione dei satelliti anche nel caso in cui qualcuno di essi risulti temporaneamente fuori servizio o venga disattivato.

I satelliti sono distribuiti su sei diversi piani orbitali e risultano equispaziati tra loro di 60°,

con una inclinazione di 55° rispetto al piano equatoriale. I quattro satelliti di ciascun gruppo sono distribuiti uniformemente sul piano orbitale d'appartenenza, tuttavia tale collocazione può essere modificata, dal centro di controllo terrestre, qualora dovessero sussistere esigenze particolari. I satelliti sono collocati ad una quota di 20200 km e compiono una rivoluzione in dodici ore, ripassando sullo stesso punto visto da un osservatore terrestre ogni 24 ore circa.



Figura 2.3 – Segmento satellitare GPS

A bordo dei satelliti sono presenti quattro oscillatori, due al rubidio e due al cesio, che svolgono la funzione di orologi atomici e che vengono costantemente monitorati dal segmento di controllo terrestre. Ciascun satellite è in grado di fornire, oltre a segnali di tempo molto accurati, tutta una serie di indicatori, fra i quali i dati orbitali per la determinazione del loro posizionamento; ciascuna unità è tenuta inoltre a ricevere e memorizzare le informazioni trasmesse dalla rete di controllo.

I satelliti GPS trasmettono le informazioni su due diverse portanti nella banda L , entrambe multiple della frequenza fondamentale $f_0=10.23$ MHz, propria degli oscillatori di bordo. In particolare la portante $L_1=1575.42$ MHz trasporta il segnale per la localizzazione grossolana, mentre la portante $L_2=1227.60$ MHz trasporta il segnale per la localizzazione fine.

2.2.1.2 Il segmento di controllo terrestre

Il *segmento di controllo terrestre* ha la principale funzione di seguire il moto orbitale delle unità satellitari e di sorvegliare il funzionamento dei loro orologi, apportando, qualora ce ne

fosse bisogno, le opportune correzioni. Strutturalmente il segmento di controllo è costituito da cinque stazioni di monitoraggio (*monitor station*), posizionate in territorio statunitense presso Kwajalein, Ascension Island, Diego Garcia, Hawaii e Colorado Springs; quest'ultima località è anche sede della stazione di controllo (*master control*) e costituisce il centro operativo dell'intero segmento.

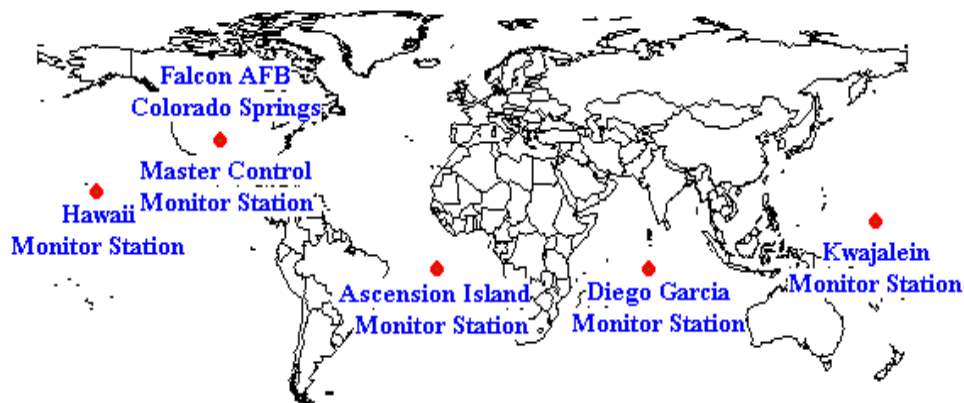


Figura 2.4 – Segmento di controllo GPS

Ciascuna stazione di monitoraggio riceve, in modo continuativo, le informazioni trasmesse dai satelliti costituite da: segnali di clock, correzioni rispetto all'UTC, segnali sullo stato e posizionamento delle unità. Queste ultime informazioni prendono il nome di effemeridi e comprendono sia le coordinate di posizione che il codice identificativo di ciascuna unità satellitare.

Le informazioni raccolte vengono trasmesse alla stazione di controllo, la quale ha il compito di eseguire delle opportune modifiche sul segmento satellitare. In particolare la *Master Control Station* si occupa di effettuare una stima quotidiana dell'orbita e dell'offset dell'orologio di ciascun satellite; in conseguenza a ciò le orbite vengono riparametrizzate ed i dati inviati ai satelliti, che a loro volta, li comunicheranno agli utenti terrestri sottoforma di effemeridi.

Per ottimizzare le prestazioni dell'intero sistema la stazione di controllo è dotata di sofisticate apparecchiature di elaborazione e di orologi atomici all'idrogeno, con alte prestazioni in termini di stabilità, che costituiscono un riferimento temporale per tutti gli altri orologi, satellitari e terrestri.

2.2.1.3 Il segmento utente

Il *segmento utente* è rappresentato dall'intera comunità militare e civile in grado di usufruire dei servizi offerti a livello globale dal GPS. Gli utenti sono dotati di dispositivi di ricezione, disponibili su diverse fasce di mercato e con prestazioni variabili da sistema a sistema, che consentono di ottenere delle indicazioni in riferimento alla localizzazione e alla temporizzazione.

Alcuni recenti cambiamenti nelle tecnologie adottate, unitamente ad una progressiva riduzione dei costi e ad una maggiore versatilità e semplicità di esercizio, hanno consentito una rapida diffusione dei ricevitori satellitari, impiegati oggi in molte più svariate applicazioni in ambito civile.

I ricevitori GPS possono essere considerati come dei particolari ricevitori radio, sintonizzati sulle frequenze usate dal sistema, dotati di sistemi di decodifica ed elaborazione dei segnali e di una memoria per l'immagazzinamento dei dati. In generale risultano composti da: un'antenna, un microprocessore di elaborazione, un oscillatore abbastanza accurato (tipicamente al quarzo), dei sistemi di decodifica del segnale, una memoria fisica interna o su supporto magnetico mobile e un software per il controllo del processo di acquisizione dei dati. Sul mercato sono diffusi numerosi software per gli utenti GPS, che comprendono principalmente dei programmi per l'elaborazione dei dati disponibili in *post-processing*.

E' possibile classificare i ricevitori satellitari secondo due principali famiglie:

- *ricevitori sequenziali*: sono dotati di un unico canale per l'inseguimento di almeno quattro satelliti, per la determinazione della posizione in modo sequenziale. Tali ricevitori sono piuttosto economici, ma non risultano utilizzabili nei casi in cui la velocità di elaborazione siano da ritenersi un requisito importante (applicazioni *real-time*);
- *ricevitori multicanale*: sono dotati di più canali per l'inseguimento dei satelliti, ciascuno dei quali demodula il segnale ed effettua la misura della distanza. Un microprocessore provvede successivamente a combinare tutte le osservazioni e a fornire le informazioni relative a posizione, velocità e direzione; tali ricevitori risultano più costosi rispetto ai precedenti e si prestano ad essere utilizzati per le applicazioni che richiedono un'alta dinamica.

2.2.2 GLONASS

GLONASS (*Global Navigation Satellite System*) è un sistema satellitare sviluppato dall'ex Unione Sovietica ed attualmente gestito dal governo russo mediante le *Russian Space Forces* [32].

Lo sviluppo di GLONASS ebbe inizio a partire dal 1976, durante il periodo della guerra fredda, per applicazioni di carattere militare. I primi satelliti furono lanciati nel 1982 e solamente nel 1997, con sei anni di ritardo rispetto alle aspettative, si è potuta completare l'intera struttura costituita da 24 unità.

Negli anni successivi a causa della grave situazione economica interna, la Russia non ha avuto la possibilità di mantenere attiva l'intera costellazione; a questo proposito basti pensare che nel 2002 solamente otto satelliti erano rimasti operativi. Attualmente è in atto un intensivo programma di ripristino del sistema, che prevede la graduale sostituzione dei satelliti non operativi con lo scopo di raggiungere nuovamente il numero di 24 satelliti entro il 2010.

Il segmento satellitare del sistema GLONASS viene gestito dal *System Control Center (SCC)* di Krasnoznamensk, mentre le stazioni di inseguimento, telemetria e controllo sono situate a San Pietroburgo, Schelkovo, Yenisseisk e Komsomolsk-Na-Amure.

I satelliti sono posizionati ad una quota di 19000 km e dislocati, a gruppi di otto, su tre piani orbitali aventi una inclinazione di $64,8^\circ$ rispetto all'equatore; per ciascun satellite il tempo necessario per il completamento dell'orbita è di 11 ore e 15 minuti.

Il funzionamento del sistema GLONASS, analogamente al sistema GPS, è basato sulla misura delle distanze e dei tempi di percorrenza dei segnali inviati dai satelliti. A differenza del sistema americano, ciascun satellite emette su proprie frequenze, determinate in base ad un fattore variabile.

Dal momento che il sistema GLONASS non ha ancora raggiunto la sua configurazione definitiva, non risulta attualmente efficiente come sistema autonomo ma può essere tuttavia integrato con il sistema GPS. L'utilizzo combinato dei due sistemi satellitari comporta la visibilità di un maggior numero di satelliti da parte di un apposito ricevitore, consentendo quindi un miglioramento dei livelli di accuratezza delle misure e riducendo al tempo stesso i tempi di acquisizione.

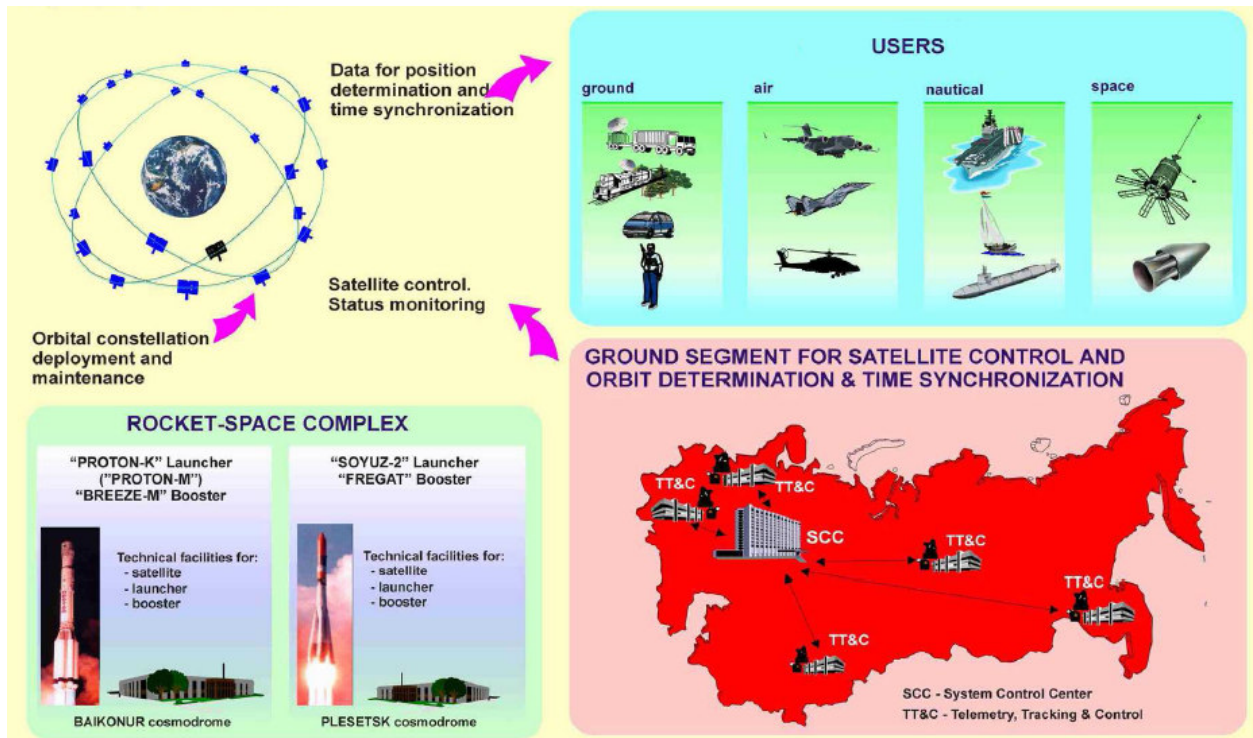


Figura 2.5 – Architettura del sistema GLONASS

Esistono in commercio appositi ricevitori combinati GPS/GLONASS in grado di fornire, con buoni livelli di affidabilità, tempi di aggancio e di rilevazione della posizione dei satelliti; tuttavia l'elaborazione contemporanea di segnali diversi fra loro, comporta un incremento della complessità del ricevitore e di conseguenza del suo costo.

2.2.3 GALILEO

GALILEO è un sistema di posizionamento satellitare sviluppato in Europa come alternativa ai sistemi GPS e GLONASS per applicazioni esclusivamente di carattere civile [33].

L'iniziativa promossa dall'Unione Europea è sorta, a partire dal 1994, con l'intento di realizzare un sistema satellitare indipendente con copertura del segnale sempre disponibile, diversamente da quanto avviene con il sistema GPS che si riserva la possibilità di ridurre, in qualsiasi momento, la copertura del segnale, l'accuratezza o sospendere del tutto il servizio. L'entrata in servizio di GALILEO prevista inizialmente per il 2011, molto probabilmente slitterà sino al 2014 a causa di molteplici problemi di natura tecnica ed economica che hanno

in questi ultimi anni interessato il progetto.

Da un punto di vista operativo GALILEO prevede nella sua configurazione finale 30 satelliti, di cui 27 operativi e 3 di riserva, posizionati su tre orbite disposte ad un'altezza di 23616 km e con un'inclinazione di 56° rispetto al piano equatoriale. La disposizione complessiva dei sistemi consente una maggiore copertura satellitare, soprattutto per le località posizionate alle alte latitudini.

I satelliti GALILEO sono stati progettati in modo da effettuare la trasmissione su quattro portanti in banda *L* di frequenza, centrate rispettivamente a 1575.42, 1278.75, 1207.14, e 1176.45 MHz, chiamate rispettivamente *L1*, *E6*, *E5B* ed *E5A*. Una volta completato, il sistema sarà in grado di gestire una vasta gamma di dati ad alte velocità di trasmissione, da un minimo di 250 bit/s fino a 1500 bit/s.

Il segmento di controllo (*Ground Control System*) è costituito da un centro di controllo del sistema di navigazione NSCC (*Navigation System Control Center*), da una rete globale di stazioni di orbitografia e di sincronizzazione OSS (*Orbitography and Synchronization System*), e da una serie di stazioni, controllate in remoto, di tracciamento, telemetria e comando TT&C (*Tracking, Telemetry and Command*).

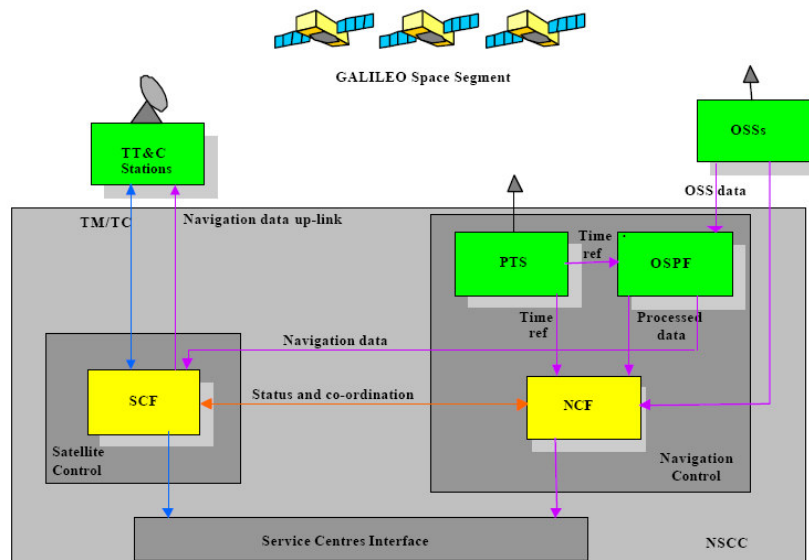


Figura 2.6 – Architettura del sistema GALILEO

Ogni stazione OSS effettua delle misure di distanza che vengono inviate al centro NSCC unitamente ai messaggi provenienti dai satelliti GALILEO, alle informazioni meteorologiche

e ad altri dati.

All'interno del NSCC sono presenti tre strutture indicate mediante le sigle SCF, OSPF, PTS. I sistemi SCF (*Satellite Control Facility*) monitorano le orbite ed effettuano la manutenzione dei satelliti mediante controllo a distanza tramite le stazioni TT&C. I sistemi OSPF (*Orbitography and Synchronisation Processing Facility*) sono adibiti al calcolo delle posizioni orbitali di ogni satellite e dell'offset degli orologi a bordo, ed effettuano una predizione di questi parametri. Le PTS (*Precision Timing Station*) infine contengono gli orologi atomici ad altissime prestazioni in grado di fornire il GST (*Galileo System Time*), riferimento temporale dell'intero sistema.

2.3 Sistemi di sincronizzazione su reti informatiche

I moderni sistemi di misura e controllo distribuiti utilizzati nell'ambito delle reti di comunicazione sono basati principalmente sull'impiego di appositi bus industriali, per la comunicazione tra diversi dispositivi (nodi) costituenti il processo. La riferibilità temporale delle attività svolte nelle reti di comunicazione *real-time* richiede di garantire una adeguata sincronizzazione tra i nodi.

In generale i bus industriali non consentono di raggiungere, in modo autonomo, le prestazioni di sincronizzazione richieste per applicazioni di misura e di controllo. Si rende pertanto necessario l'impiego di specifici protocolli di comunicazione di rete.

Nel seguito del capitolo vengono illustrate le funzionalità dei principali protocolli di comunicazione di rete attualmente disponibili: NTP e PTP.

2.3.1 Network Time Protocol

Il *Network Time Protocol* (NTP) è un protocollo per la sincronizzazione dei clock dei nodi di un sistema distribuito attraverso la rete Internet. NTP è stato sviluppato nel 1988 presso la *University of Delaware* (Stati Uniti) e costituisce uno dei più vecchi protocolli tuttora in uso, giunto recentemente alla sua quarta versione.

Questo sistema consente di mantenere la sincronizzazione tra i nodi in modo completamente automatico, continuativo e trasparente all'utente, risultando al tempo stesso adatto alla sincronizzazione di un singolo calcolatore oppure di un'intera rete. Dal momento che possiede

un unico formato per i messaggi, NTP viene facilmente implementato e utilizzato da un gran numero di sistemi operativi e di ambienti di rete, garantendo dei requisiti di accuratezza nella sincronizzazione dell'ordine dei millisecondi.

Il funzionamento di NTP si basa fondamentalmente su una struttura di calcolatori disposti a strati, come mostrato in figura 2.7.

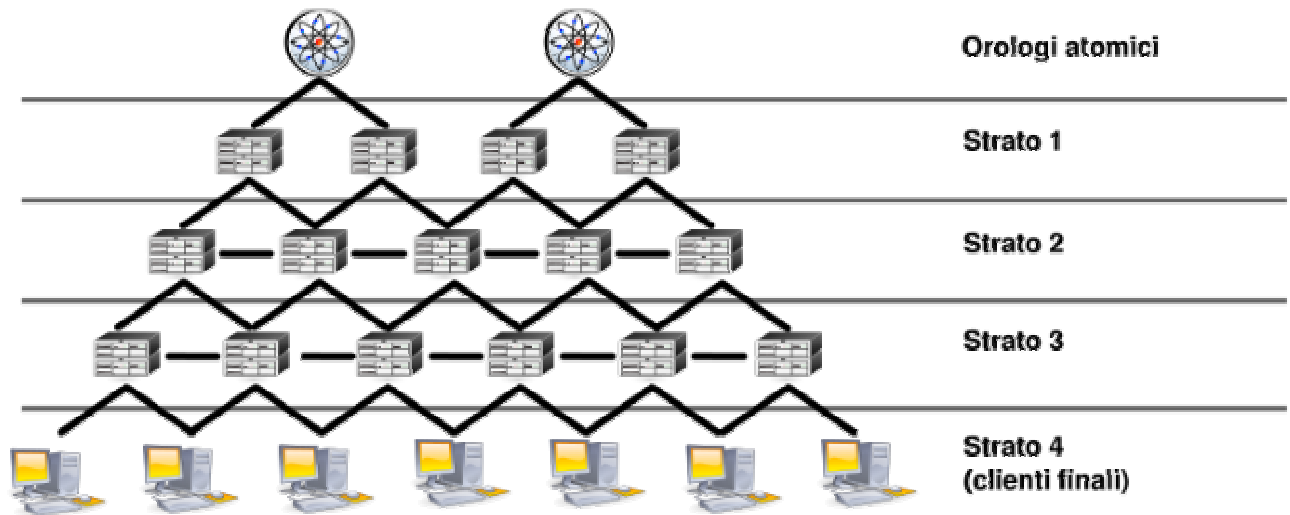


Figura 2.7 – Architettura NTP

Da un punto di vista operativo i server primari (*strato 1*) risultano collegati direttamente agli orologi atomici di riferimento e sono in grado di trasmettere il segnale orario ad una rete di dispositivi (*strato 2*), dotati dell'apposito software per supportare il protocollo. I calcolatori dello *strato 2* possono a loro volta trasmettere il segnale a un altro strato di calcolatori (*strato 3*) e così via, fino a un totale di 16 strati.

Uno stesso dispositivo può essere considerato sia come client, rispetto al server di strato superiore verso cui si sincronizza, che come server, in riferimento ai calcolatori di strato inferiore. Ogni server primario può essere collegato a centinaia di client, pertanto il numero di calcolatori (*host*) che ricevono il segnale di sincronizzazione è praticamente illimitato.

Intuitivamente, la sincronizzazione risulta tanto meno accurata quanto più ci si allontana dallo *strato 1*: andando dagli strati di livello più alto a quelli di livello più basso aumenta il tempo di trasmissione del segnale sulla rete. Di conseguenza, per rendere il sistema più affidabile, è necessario collegare il calcolatore a diversi server di strato superiore; dal confronto tra i diversi segnali viene determinato il server più affidabile.

In presenza di *host* guasti o irraggiungibili, la rete stessa si autoconfigura in modo tale che

nessun dispositivo funzionante rimanga isolato, comportando al limite anche dei mutamenti sugli strati iniziali di appartenenza. Per allestire un server o un client non primario è necessario installare e configurare in modo opportuno degli specifici applicativi per NTP; nel caso invece in cui si voglia realizzare un server primario è essenziale, oltre all'apposito software, anche un clock di riferimento esterno.

In figura 2.8 è schematicamente mostrato il funzionamento di un client NTP che scambiando messaggi col server, riesce ad effettuare una stima della distanza del clock locale rispetto a quello del server stesso. L'operazione si basa sullo scambio di informazioni temporali (*timestamp*) tra il server *S* ed il client *C*, indicate con $c(t_1)$, $s(t_2)$, $s(t_3)$ e $c(t_4)$.

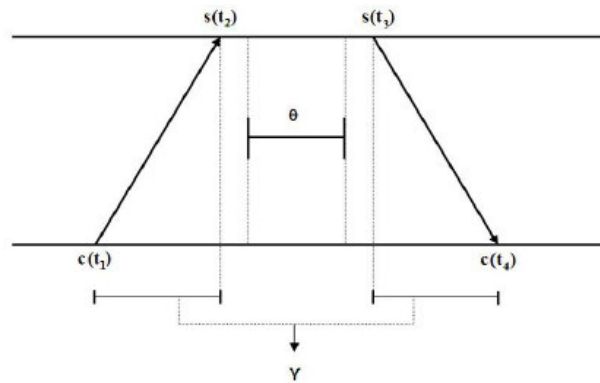


Figura 2.8 – Scambio di messaggi tra client e server NTP

Dalla rappresentazione è possibile osservare che $c(t_1) < c(t_4)$ ed $s(t_2) < s(t_3)$. Se gli intervalli di tempo (detti *differential delay*) $s(t_2) - c(t_1)$ e $c(t_4) - s(t_3)$ risultano trascurabili è possibile definire la grandezza γ , indicata come tempo di round-trip:

$$\gamma = (s(t_2) - c(t_1)) - (s(t_3) - c(t_4)) = (c(t_4) - s(t_3)) - (s(t_2) - c(t_1)) \tag{2.1}$$

e l'offset θ , proporzionale alla differenza dei *differential delay*:

$$\theta = \frac{(s(t_2) - c(t_1)) + (s(t_3) - c(t_4))}{2} \tag{2.2}$$

Ciascun pacchetto NTP contiene gli ultimi tre timestamp, mentre il quarto viene calcolato al momento della ricezione del messaggio. La stabilità dei clock del client e del server è

un'assunzione che può tranquillamente essere sempre mantenuta, in quanto il tempo dell'operazione completa è molto breve.

Il protocollo NTP effettua una stima della distanza del clock direttamente dalla sorgente di tempo reale. Questo parametro, che prende il nome di *dispersione*, è calcolato tenendo in considerazione l'errore accumulato attraverso i vari livelli della struttura complessiva.

E' possibile distinguere tra il parametro ϵ , ovvero l'errore massimo stimato sull'offset in condizioni nominali, e la distanza di sincronizzazione λ , che rappresenta l'errore massimo sull'offset in qualunque condizione di operatività.

La distanza di sincronizzazione è ottenuta mediante la seguente relazione:

$$\lambda = \epsilon + \frac{\gamma}{2} \quad (2.3)$$

mentre per la valutazione di ϵ intervengono molteplici fattori tra cui: l'incertezza nella lettura dei clock dei dispositivi in rete, l'incertezza dovuta alla stabilità dei clock, le variazioni nei tempi di trasmissione e le latenze dei processori.

2.3.2 Precise Time Protocol

Lo standard IEEE 1588, denominato “*Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*”, permette la sincronizzazione di dispositivi connessi in rete con accuratezze inferiori al microsecondo. Lo standard definisce in particolare il protocollo *PTP (Precision Time Protocol)* per la sincronizzazione su reti locali.

Gli oggetti di una rete sincronizzata tramite PTP possono essere:

- *ordinary clock*: sono costituiti dai componenti che possono comunicare con gli altri clock tramite un singolo percorso;
- *boundary clock*: sono costituiti dai componenti in grado di comunicare con più reti diverse.

Ogni dispositivo è caratterizzato dal livello di accuratezza del proprio clock, che risulta massimo nel caso in cui vengano impiegati orologi atomici o ricevitori GPS. Su ogni rete viene scelto il cosiddetto *master clock*, che distribuisce il proprio riferimento agli altri dispositivi, *slave clock*.

La sincronizzazione PTP si basa sullo scambio di quattro messaggi identificati come *Sync*, *Follow-Up*, *Delay-Request* e *Delay-Response* (figura 2.9).

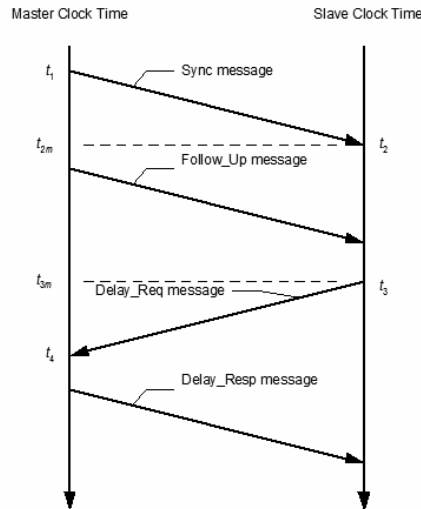


Figura 2.9 – Scambio di messaggi tra master e slave PTP

All'istante t_1 il master invia il messaggio di sincronizzazione (*Sync message*) allo slave, che lo riceve all'istante t_2 ; se il master non può inserire nel messaggio *Sync* l'istante esatto di invio t_1 , allora manda un secondo messaggio (*Follow Up message*) contenente la medesima informazione. I messaggi *Sync* si succedono a intervalli regolari, si parla in questo caso di veri e propri intervalli di sincronizzazione. Lo slave saltuariamente invia un messaggio (*Delay Request message*) all'istante t_3 che il master riceve all'istante t_4 ; in seguito quest'ultimo risponde allo slave con un messaggio (*Delay Response message*) contenente l'informazione t_4 . Indicando con O lo sfasamento tra i riferimenti temporali del master e dello slave e con $D_{M \rightarrow S}$ il loro ritardo di trasmissione, è possibile ricavare le seguenti relazioni:

$$t_2 = t_1 + O + D_{M \rightarrow S} \tag{2.4}$$

$$t_4 = t_3 + O + D_{S \rightarrow M} \tag{2.5}$$

Nel caso in cui il ritardo di trasmissione venga considerato simmetrico ($D_{M \rightarrow S} = D_{S \rightarrow M} = D$), è possibile particularizzare le espressioni dello sfasamento e del ritardo:

$$D = \frac{(t_2 - t_1) + (t_4 - t_3)}{2} \tag{2.6}$$

$$O = (t_2 - t_1) - D \tag{2.7}$$

Mentre il ritardo D si può considerare praticamente statico, in assenza di particolari condizioni di traffico (congestioni), lo sfasamento O è un parametro che viene continuamente aggiornato mediante l'invio, da parte del master, di un messaggio di sincronizzazione seguito eventualmente dal *Follow Up message*.

Il numero e la tipologia degli switch che operano tra master e slave incide fortemente sul ritardo di trasmissione D . Per ovviare a questo problema lo standard IEEE 1588 prevede che gli switch possano disporre di un proprio clock in modo da poter agire verso l'esterno come sistemi *boundary*. In pratica ciò consiste nel non propagare i messaggi PTP (*Sync*, *Delay Request*, *Follow Up*, *Delay Response*), ma agire analogamente a uno slave rispetto ai messaggi provenienti dal master clock e apparire come master clock per gli slave a valle.

Anche ricorrendo ad implementazioni hardware e all'utilizzo di switch aderenti allo standard, possono permanere delle fluttuazioni sulla stima di D e di O . Per ottenere sincronizzazioni nell'ordine di 100 ns è necessario filtrare in modo statistico; ciò può rallentare la convergenza e richiedere un più frequente invio del messaggio *Sync* da parte del master.

Per la riduzione dei ritardi vengono proposte alcune soluzioni che si avvalgono di nuove tipologie di switch in grado di gestire le diverse fasi operative del ciclo di comunicazione. Questi switch sono definiti *bypass* dal momento che riescono a interpretare e a correggere i messaggi di tipo IEEE 1588 per la sincronizzazione del sistema, eliminando di fatto i problemi legati alle asimmetrie e all'uso dei *boundary clock*.

2.4 Sorgenti di sincronizzazione terrestre

In generale, le sorgenti di sincronizzazione terrestre includono i segnali diffusi attraverso l'atmosfera (propagazione irradiata) o tramite l'impiego di opportuni mezzi controllati come le fibre ottiche (propagazione condotta). I sistemi basati su trasmissione di segnali radio sono probabilmente i meno costosi, ma allo stesso tempo risultano maggiormente suscettibili alle interferenze e forniscono bassi valori di accuratezza. Mediante l'impiego di segnali ad onde corte e di sistemi a fibre ottiche è possibile invece ottenere migliori accuratezze di sincronizzazione a scapito di maggiori costi di implementazione.

Vengono di seguito brevemente illustrate le principali caratteristiche delle più diffuse sorgenti di sincronizzazione terrestre.

2.4.1 Sincronizzazione DCF77

Il segnale DCF77 è un segnale di sincronizzazione radio trasmesso da Mainflingen in Germania utilizzato per la sincronizzazione oraria negli stati dell'Europa centrale. Il segnale, disponibile in formato CET (*Central European Time*), è derivato da un orologio al cesio situato a Braunschweig che consente di apprezzare anche variazioni di meno di un milionesimo di secondo all'anno.

L'emittente ha un range di circa 1500-2000 km e modula in ASK, sulla frequenza portante di 77,5 kHz, un segnale impulsivo che contiene le informazioni sul minuto successivo in una sorta di codifica BCD. L'accuratezza di sincronizzazione conseguibile è dell'ordine dei millisecondi.

Ogni minuto vengono trasmesse completamente l'ora e la data in 59 bit (da 0 a 58). All'inizio di ogni secondo viene trasmesso un bit riducendo al 25% (-6dB) la portante per 100ms (il bit vale 0) oppure per 200ms (il bit vale 1). Il sessantesimo bit non viene trasmesso: in questo modo è possibile individuare l'inizio del codice successivo (figura 2.10).

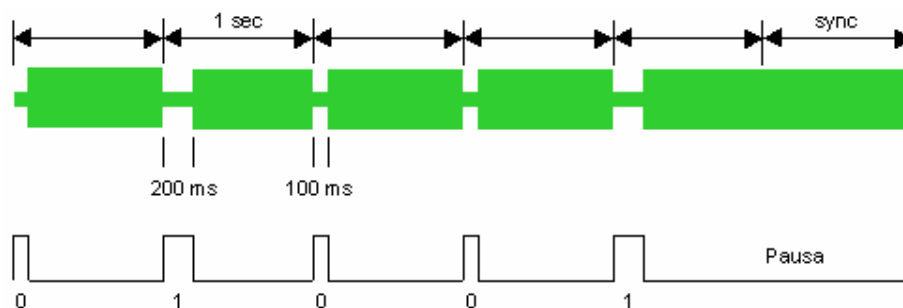


Figura 2.10 – Segnale di sincronizzazione DCF77

A volte il segnale viene ricevuto in modo discontinuo e la sua copertura non è garantita in tutte le località a causa di zone d'ombra provocate dal territorio, specie nei paesi abbastanza lontani dall'emittente. Il segnale generalmente è buono ma la presenza di tralicci dell'alta tensione o di edifici di grandi dimensioni può rendere la ricezione discontinua durante il giorno. Per migliorare le prestazioni con riferimento alla continuità di servizio vengono impiegati due trasmettitori da 50 kW indipendenti.

2.4.2 Sincronizzazione SRC

In Italia la scala nazionale di tempo UTC(IT) è realizzata mediante cinque campioni atomici a fascio di cesio e due maser all'idrogeno. La disseminazione in tempo reale della scala UTC(IEN) avviene attraverso il segnale SRC (*Segnale RAI Codificato*) ed è gestita dal *Laboratorio di Tempo e Frequenza Campione* dell'INRIM (*Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica*) [34].

Una volta al minuto vengono diffusi dei segnali orari codificati che, mediante un'opportuna modulazione, contengono l'informazione di ora e data e consentono la sincronizzazione di dispositivi remoti a livello del millisecondo; tale attività è regolata da una convenzione con la RAI. Il servizio SRC è sottoposto in tempo reale a controlli continui ed automatici per evitare anomalie sul contenuto dell'informazione di ora e data trasmesse.

Il segnale orario diffuso dalla RAI è costituito da un codice suddiviso in due segmenti di informazione, generati in corrispondenza dei secondi 52 e 53, e di sei impulsi acustici sincroni con i secondi 54, 55, 56, 57, 58 e 00. Nella figura 2.11 è riportato lo schema temporale delle emissioni dei vari elementi che costituiscono il SRC. I sei impulsi acustici del segnale orario sono formati da 100 cicli sinusoidali di una nota a 1000 Hz; la durata di ciascun impulso è di 100 millisecondi.

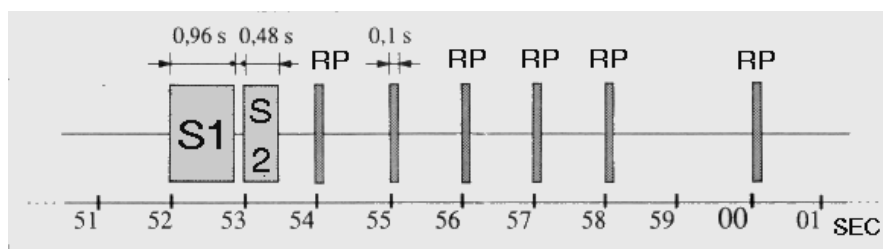


Figura 2.11 – Sincronizzazione SRC

2.4.3 Segnali radio WWV e WWVH

Il segnali WWV e WWVH sono dei segnali orari di sincronizzazione gestiti dal NIST (*National Institute of Standards and Technology*) [35], l'organizzazione statunitense che si occupa della gestione delle tecnologie. Le stazioni WWV e WWVH trasmettono

rispettivamente da Fort Collins, Colorado, e da Kauai, Hawaii, sulle frequenze di 2.5, 5, 10, 15 e 20 MHz, una serie di messaggi vocali (toni e beep) sincronizzati una volta al secondo.

Le stazioni di trasmissione diffondono continuamente il segnale di timing, che viene utilizzato, per via delle limitate tecnologie di trasmissione, solamente dagli utenti del nord America.

Dal momento che la propagazione delle onde corte varia in funzione di molteplici fattori (localizzazione geografica, attività solare e geomagnetica, condizioni metereologiche, tipologia delle antenne di ricezione), si è reso necessario l'impiego di frequenze multiple. In generale, durante le ore notturne i segnali vengono trasmessi alle frequenze di 2.5 e 5 MHz, mentre durante le ore diurne vengono utilizzati i valori di 15 e 20 MHz.

Nelle rispettive stazioni di trasmissione i segnali di riferimento WWV e WWVH presentano degli scostamenti all'interno del μs rispetto all'UTC, ma entrambi risentono pesantemente dei ritardi introdotti nella trasmissione, che variano in funzione della distanza tra le stazioni coinvolte ed in base alle condizioni atmosferiche. Complessivamente, per via delle latenze di trasmissione, l'accuratezza di sincronizzazione ottenibile con i segnali WWV e WWVH risulta nell'ordine dei millisecondi.

2.4.4 Segnali radio WWVB

La stazione WWVB, gestita anch'essa dal NIST, è localizzata nella stessa ubicazione di WWV, nei pressi di Fort Collins e diffonde in modo continuo dei segnali di tempo e frequenza a 60 kHz verso gli utenti.

Differentemente da WWV e WWVH non viene fatto impiego di segnali vocali, bensì mediante impiego di tecniche di modulazione a larghezza di impulso (*pulse width modulation*, PWM) viene trasmesso un *timing code* (contenente informazioni sull'anno, mese, giorno, ora, minuto, secondo, unitamente ad ulteriori indicatori, detti *flag*).

Complessivamente WWVB può fornire un riferimento temporale con una incertezza rispetto all'UTC inferiore a 100 μs ; in questo caso per ridurre le latenze di trasmissione vengono utilizzate delle opportune tecniche di ricezione. Come per WWV e WWVH, questo segnale risulta disponibile solamente per gli utilizzatori situati nel nord America.

2.4.5 LORAN-C

LORAN-C è un sistema di radionavigazione e sincronizzazione sviluppato, dal *Department of Defense* (DoD) degli Stati Uniti, per applicazioni militari ed in seguito utilizzato, tra l'altro, come servizio di radionavigazione dalla guardia costiera statunitense.

Dalle stazioni terrestri LORAN-C viene trasmessa una serie di impulsi uniformemente intervallati tra loro. Gli utenti possono utilizzare i segnali provenienti da almeno tre stazioni per determinare la posizione bidimensionale e la velocità. In pratica il sistema è costituito da un stazione principale (*master*) e da almeno due stazioni ausiliarie (*secondary*). Le informazioni sul posizionamento si ottengono mediante la misura dei tempi di ricezione degli impulsi da parte di ciascuna coppia *master-secondary*.

LORAN-C diffonde i segnali a 100 kHz in una banda riservata esclusivamente alla radionavigazione marittima. L'accuratezza del riferimento temporale, ottenibile mediante questo sistema di navigazione, risente particolarmente delle latenze di propagazione e degli effetti sul segnale dovuti alle irregolarità delle superfici terrestri, e risulta complessivamente dell'ordine dei microsecondi.

Per il suo funzionamento LORAN-C richiede la ricezione dei segnali da parte dei trasmettitori terrestri, aventi una copertura limitata solamente alle regioni provviste delle opportune stazioni. Questo aspetto costituisce il principale limite del sistema, che ne ha impedito la diffusione su larga scala.

3 FASORI SINCRONIZZATI

3.1 Introduzione

Nei capitoli precedenti sono stati introdotti i sistemi PMU utilizzati, nell'ambito dei sistemi elettrici, per effettuare la misura di grandezze sincronizzate provenienti dalle diverse stazioni di un sistema di misura distribuito. Sono state, inoltre, ampiamente esposte le varie motivazioni che rendono auspicabile il ricorso a tali sistemi nell'ambito delle più svariate applicazioni di gestione, protezione e controllo che si presentano nelle moderne reti elettriche.

Le unità PMU costituiscono oggi uno dei più interessanti approcci per affrontare lo studio e l'analisi dei sistemi elettrici e, per questo motivo, nel corso degli ultimi anni si va assistendo ad un loro progressivo sviluppo e diffusione sul mercato. Per la valutazione delle grandezze fasoriali vengono attualmente utilizzati i più svariati algoritmi, basati per lo più sull'impiego dell'analisi di Fourier. Sebbene infatti gli elementi base per la valutazione dei fasori risultino essere gli stessi, l'implementazione dell'algoritmo di misura può subire notevoli variazioni, a seconda del particolare sistema considerato [36].

Sino a pochi anni fa i costruttori di PMU erano completamente liberi di scegliere, oltre che le procedure per la valutazione dei sincrofasori, anche tutta una serie di parametri di interesse come la larghezza delle finestre di osservazione, le velocità di computazione fasoriale, le velocità di campionamento, adeguando queste caratteristiche alle specifiche configurazioni hardware utilizzate.

Lo standard IEEE 1344 [37], introdotto per la prima volta nel 1995 ed in vigore sino al 2005, stabiliva delle prescrizioni da adottare al fine di assicurare l'interoperabilità tra unità PMU di diversi produttori. Lo standard tuttavia forniva solamente poche linee guida, per lo più in riferimento ad un numero limitato di aspetti, come ad esempio la sincronizzazione dei campioni e il formato dei dati in uscita, lasciando ancora un'ampia libertà ai costruttori per quanto concerne la scelta delle tecniche di misura da adottare, i limiti di accuratezza, le velocità di computazione fasoriale ed i tempi di risposta.

La definizione stessa di fasore sincronizzato fornita dallo standard [37] risultava carente dal momento che non veniva praticamente contemplata la possibilità, tutt'altro che remota, di

valutare grandezze di tipo *off-frequency*, caratterizzate da valori di frequenza diversi da quelli nominali. In particolare, al di fuori delle condizioni di funzionamento specificate (50 o 60 Hz), la norma suggeriva unicamente ai produttori di PMU di sviluppare delle proprie definizioni.

Diversi lavori presenti in letteratura mostrano i rischi derivanti da tale scelta. In alcuni lavori vengono comparati i risultati di misura ottenuti mediante l'impiego di unità PMU fornite da diversi produttori, in riferimento ad uno stesso segnale di ingresso e considerando una fissata sorgente di riferimento temporale [36].

I risultati delle prove effettuate sulle diverse unità in condizioni di funzionamento *off-frequency* evidenziavano un differente comportamento di tali dispositivi in riferimento sia ai valori di ampiezza che ai valori di fase. Anche prendendo in considerazione i soli dispositivi che impiegavano algoritmi di correzione non si riscontravano miglioramenti nei risultati: le stesse tecniche impiegate per la compensazione variavano da costruttore a costruttore.

Al fine di evitare i problemi di misura derivanti dalla mancanza di una completa definizione del misurando e dalla assunzione di specifiche di misura non adeguate, lo standard IEEE 1344 è stato recentemente sostituito dallo standard IEEE C37.118 [38]. La nuova normativa, specifica per i sistemi elettrici, consente di ottenere notevoli miglioramenti in riferimento sia alle prestazioni di misura che alla interoperabilità tra dispositivi PMU provenienti da diversi produttori.

3.2 Standard C37.118

Lo standard C37.118, denominato "*IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*", fornisce una trattazione esaustiva della grandezza *fasore sincronizzato* (indicato nel prosieguo anche come *sincrofasore*). Questa norma, oltre a fornirne una definizione organica del misurando, descrive dettagliatamente le specifiche di sincronizzazione, le verifiche di conformità, il formato dei dati in uscita e soprattutto i requisiti di misura necessari per garantire un'adeguata correlazione tra le grandezze provenienti da sistemi PMU di diverso tipo.

3.2.1 Definizione di sincrofasore

La definizione di *fasore sincronizzato* fornita dallo standard IEEE C37.118 è la seguente: “un fasore calcolato dai campioni di dati utilizzando un segnale standard di sincronizzazione come riferimento per la misura”.

Dato il segnale sinusoidale $x(t)$ nella seguente forma:

$$x(t) = X_m \cos(2\pi ft + \varphi) \tag{3.1}$$

è possibile esprimere la sua rappresentazione fasoriale X mediante il numero complesso:

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \varphi + j \sin \varphi) \tag{3.2}$$

dove $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$, f e φ rappresentano rispettivamente il valore efficace (rms), la frequenza e l'angolo di fase del segnale $x(t)$. Questa ultima grandezza è ottenuta in corrispondenza dell'istante di tempo $t = 0$ della sinusoidale considerata; la particolare convenzione assunta per definire l'angolo φ (*fase assoluta*) è mostrata in figura 3.1:

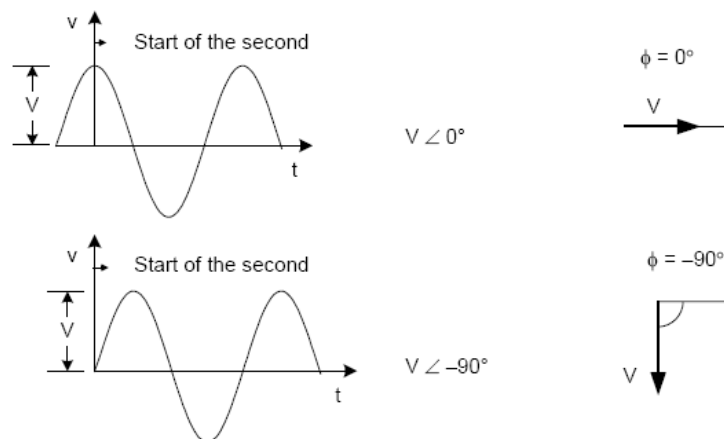


Figura 3.1 – Convenzione per la rappresentazione fasoriale dell'angolo di fase φ

La rappresentazione fasoriale del segnale $x(t)$ è indipendente dal valore della frequenza.

Infatti, osservando la sinusoide in corrispondenza di intervalli di tempo multipli interi dell'intervallo base T_0 $\{0, T_0, 2T_0, 3T_0, \dots, nT_0, \dots\}$, è possibile ricavare i corrispondenti fasori $\{X_0, X_1, X_2, X_3, \dots\}$, valutati prendendo come istante di osservazione l'inizio di ciascun intervallo di tempo multiplo di T_0 . Se il periodo di osservazione T_0 viene scelto come multiplo intero del periodo nominale T_n del segnale (ad esempio $T_n = 0,20$ s per sistemi a 50 Hz), la rappresentazione fasoriale si mantiene costante in ciascuna osservazione. Se invece il valore T_0 non risulta multiplo intero di T_n , il fasore osservato sarà soggetto a continui cambiamenti di fase con passo $2\pi \frac{(f_n - f_0)}{f_0}$, per ogni istante di osservazione multiplo di T_0 .

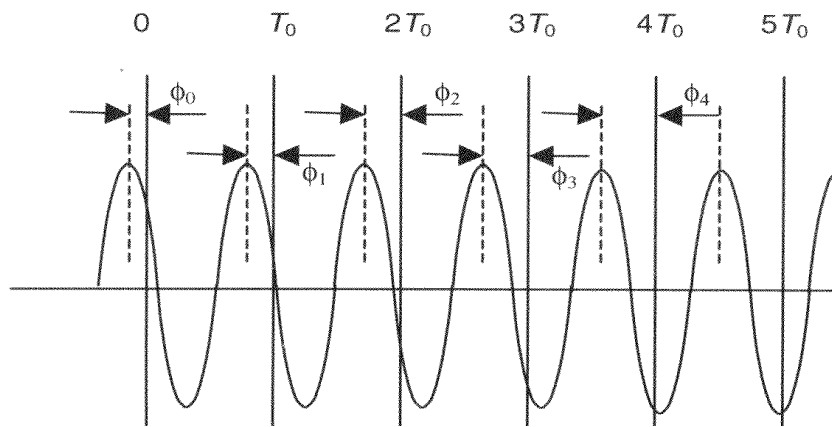


Figura 3.2 – Valutazione della fase ϕ in corrispondenza degli intervalli di osservazione T_0

3.2.2 Sincronizzazione temporale

Il segnale di riferimento temporale al quale lo standard fa riferimento per la valutazione dei fasori sincronizzati è l'UTC (*Universal Time Coordinated*). In particolare il segnale di sincronizzazione deve avere livelli di affidabilità e di accuratezza idonei al soddisfacimento dei requisiti di misura richiesti nei sistemi elettrici. A questo proposito è bene osservare che un aspetto di fondamentale importanza per tali sistemi, caratterizzati da un funzionamento continuativo nel tempo, è rappresentato dalla *disponibilità* della sorgente sincronizzante. Una ulteriore specifica di interesse è costituita dalla *accessibilità* di tale sorgente da parte dei dispositivi PMU che possono in generale essere posizionati su aree geografiche di notevole estensione.

La sorgente di sincronizzazione UTC può essere fornita direttamente da un sistema di

trasmissione globale (come ad esempio il sistema GPS) oppure tramite l'impiego di un clock locale, esterno o interno allo stesso dispositivo di misura. A questo proposito, nel caso in cui l'unità PMU utilizzi un clock di misura interno, lo standard stabilisce il massimo "errore di temporizzazione" (*timing error*, E_t), ottenibile secondo la seguente relazione:

$$E_t = E_s + R_i A_c \quad (3.3)$$

dove il parametro E_s rappresenta il "massimo errore" del segnale sincronizzante, R_i l'intervallo di ripetizione e A_c l'*accuracy* relativa del clock di misura. Per esempio, utilizzando un ricevitore GPS con segnale di sincronizzazione 1 PPS avente errore massimo $E_s=1\mu\text{s}$ in combinazione con un clock di misura avente $A_c=10^{-6}$ ricevitore, si ottiene un massimo errore di temporizzazione pari a $E_t=2\mu\text{s}$.

Considerando i livelli di disponibilità, affidabilità e accuratezza richiesti per le applicazioni nelle reti elettriche, è senza dubbio possibile affermare che, al momento, l'unico sistema di sincronizzazione effettivamente utilizzabile sia costituito dal sistema globale GPS.

Come discusso nel capitolo 2, i sistemi satellitari di nuova generazione, tra cui GALILEO, diventeranno pienamente operativi solamente tra qualche anno; le prestazioni ottenibili mediante questi sistemi dovranno inoltre essere attentamente valutate. Potenzialmente la sincronizzazione potrebbe essere ottenuta anche mediante l'ausilio di sistemi di tipo terrestre, in particolare tramite trasmissioni radio, conseguendo notevoli riduzioni nei costi di sistema. Tuttavia, le accuratezze dei segnali di sincronizzazione ottenibili mediante l'impiego di tali sistemi (ad esempio trasmissioni AM di tipo WWV, WWVB e WWVH) risultano sicuramente limitate; in aggiunta i livelli di affidabilità e di disponibilità risultano attualmente modesti, non idonei pertanto ad applicazioni nei sistemi elettrici.

L'aspetto dell'affidabilità è particolarmente sentito dallo standard stesso che, in modo da garantire la consistenza delle misure effettuate, impone ai sistemi PMU la segnalazione, mediante un opportuno sistema di visualizzazione, dell'eventuale perdita di sincronizzazione del sistema stesso.

Lo standard infine, pur non imponendo dei limiti specifici, stabilisce che i livelli di *accuracy* del segnale di sincronizzazione siano tali da garantire il mantenimento, all'interno di opportuni limiti, del parametro TVE, definito nel seguito.

3.2.3 Limiti di accuratezza e verifiche di conformità

Per la caratterizzazione del processo di misura dei sincrofasori la norma IEEE C37.118 definisce il parametro TVE (*Total Vector Error*), definito mediante la seguente relazione:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (3.4)$$

dove $X_r(n)$ e $X_i(n)$ rappresentano rispettivamente le componenti reale ed immaginaria fornite dal dispositivo di misura in associazione ad un segnale di ingresso valutato in un dato istante di tempo; X_r e X_i indicano invece le corrispondenti componenti teoriche (reale ed immaginaria) dello stesso segnale.

Se la frequenza valutata dall'unità PMU coincide con quella teorica, la rappresentazione fasoriale risulterà essere di tipo stazionario (tempo invariante) e le coordinate del fasore si manterranno costanti nel tempo. In questo caso è immediato osservare che il parametro $TVE=0$.

Nei casi pratici, caratterizzati da uno scostamento tra il valore teorico della frequenza del segnale e quello misurato, sarà invece possibile osservare continue oscillazioni del fasore sul piano complesso. Il parametro TVE rappresenta un indice caratteristico di queste oscillazioni ed il suo valore risulta proporzionale all'entità di questi scostamenti.

Nella tabella 3.1 vengono mostrati i valori limite del parametro TVE, in riferimento sia alle diverse grandezze di influenza che alle differenti condizioni di riferimento.

Le verifiche di conformità vengono realizzate misurando, in condizioni di regime, le componenti fasoriali $X_r(n)$ e $X_i(n)$ e confrontandone i valori con le corrispondenti grandezze teoriche X_r e X_i al fine di calcolare il parametro TVE.

I dispositivi di calibrazione utilizzati devono risultare riferibili rispetto agli standard nazionali e devono garantire, in base alle specifiche condizioni di prova, un valore TAR (*Test Accuracy Ratio*) ≥ 4 . Nei casi in cui non sia presente uno standard nazionale di riferimento, la conformità può essere documentata mediante l'effettuazione di una dettagliata analisi sugli errori.

Influence quantity	Reference condition	Range of influence quantity change with respect to reference and maximum allowable TVE in percent (%) for each compliance level			
		Level 0		Level 1	
		Range	TVE (%)	Range	TVE (%)
Signal frequency	F_{nominal}	± 0.5 Hz	1	± 5 Hz	1
Signal magnitude	100% rated	80% to 120% rated	1	10% to 120% rated	1
Phase angle	0 radians	$\pm \pi$ radians	1	$\pm \pi$ radians	1
Harmonic distortion	<0.2% (THD)	1%, any harmonic up to 50th	1	10%, any harmonic up to 50th	1
Out-of-band interfering signal, at frequency f_i where $ f_i - f_0 > F_s/2$, F_s = phasor reporting rate, $f_0 = F_{\text{nominal}}$	<0.2% of input signal magnitude	1.0% of input signal magnitude	1	10% of input signal magnitude	1

Tabella 3.1 – Valori limite del parametro TVE per l’ottenimento dei livelli di conformità

Tutti i test vengono realizzati in riferimento alle diverse condizioni di misura e alle specifiche grandezze di influenza, come mostrato in tabella 3.1. Gli effetti delle grandezze di influenza devono essere considerati cumulativi e i valori TVE non devono comunque eccedere i limiti fissati per un dato livello di conformità.

I livelli di conformità sono di due tipi: il *livello 1* è inteso come livello di conformità “standard”; per tutte quelle applicazioni in cui non risulti adeguato tale livello è necessario considerare i valori limite di conformità stabiliti per il *livello 0*.

3.2.4 Valutazione dei sincrofasori

E’ innanzitutto necessario precisare che lo standard non fornisce alcuna precisazione riguardo gli algoritmi per la valutazione dei fasori sincronizzati, delegando indirettamente tale compito ai singoli produttori. Tuttavia, la norma stabilisce delle precise indicazioni riguardo la gestione e la trasmissione dei dati, in modo da garantire la correlazione di grandi quantità di dati provenienti da differenti unità PMU.

La norma IEEE C37.118 fissa il numero delle valutazioni fasoriali F_s , che devono essere

effettuate in un secondo (*frame per second*); tali valutazioni devono risultare equamente spaziate all'interno di ciascun secondo di osservazione. I possibili valori di F_s sono riportati in tabella 3.2, compatibilmente ai valori di frequenza nominale del sistema considerato (50 o 60 Hz).

System frequency	50 Hz		60 Hz				
Reporting rates (F_s —frames per second)	10	25	10	12	15	20	30

Tabella 3.2 – Valori ammissibili del numero di osservazioni F_s

Stabilito il numero N di osservazioni da effettuare in un secondo, è necessario associare a ciascun dato in uscita dalle PMU uno specifico *time tag* (etichetta temporale), in modo da caratterizzare univocamente la grandezza misurata. I *time tag* associati a ciascun sincrofasore vengono identificati mediante un numero (*frame number*) che va da 0, in corrispondenza del fronte di salita del segnale PPS, sino ad $N-1$.

Time	Fractional time		Synchrophasor—60 Hz		Synchrophasor—61 Hz	
	Frame number	Fractional second	Synchrophasor (0°)	Synchrophasor (-90°)	Synchrophasor (0°)	Synchrophasor (-90°)
k-1	9	0.900000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -126^\circ$
k	0	0.000000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$
k	1	0.100000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -54^\circ$
k	2	0.200000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 72^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -18^\circ$
k	3	0.300000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 108^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 18^\circ$
k	4	0.400000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 144^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 54^\circ$
k	5	0.500000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 180^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 90^\circ$
k	6	0.600000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -144^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 126^\circ$
k	7	0.700000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -108^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 162^\circ$
k	8	0.800000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -72^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -162^\circ$
k	9	0.900000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -126^\circ$
k+1	0	0.000000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$

Tabella 3.3 – Rappresentazione delle grandezze fasoriali (valori di frequenza costanti)

In tabella 3.3 viene mostrato un esempio di rappresentazione fasoriale, in termini di ampiezza e fase, di una grandezza sinusoidale con valore efficace $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$ osservata per $N = 10$ volte al secondo. I risultati riportati sono relativi al caso di segnali caratterizzati da un valore di frequenza (rispettivamente $f=60$ Hz e $f=61$ Hz) che si mantiene costante per tutto l'intervallo di osservazione.

3.3 Considerazioni sulla fase assoluta dei sincrofasori

Ferma restando la necessità di procedere alla valutazione dei sincrofasori in totale conformità con quanto stabilito dallo standard IEEE C37.118 è possibile effettuare alcune considerazioni di carattere generale sulla grandezza *fase assoluta* rappresentativa del sincrofasore.

In riferimento alla relazione (3.1) precedentemente introdotta, si consideri l'argomento $\vartheta(t)$ della funzione cosinusoidale:

$$\vartheta(t) = 2\pi ft + \varphi \quad (3.5)$$

Nel caso reale in cui la frequenza f del segnale differisca dal valore nominale f_n , la funzione $\vartheta(t)$ può essere scomposta nel seguente modo:

$$\vartheta(t) = \pi f_n t + 2\pi \Delta f t + \varphi \quad \text{dove } \Delta f = f - f_n \quad (3.6)$$

Sebbene lo standard specifichi che come *fase assoluta*, rappresentativa del fasore, sia da intendersi unicamente la quantità φ , in alcune applicazioni [39] viene considerata la quantità β , così definita:

$$\beta(t) = 2\pi \Delta f t + \varphi \quad (3.7)$$

In questo caso, supponendo che il sistema operi in condizioni di regime e che il valore di frequenza f coincida con il valore nominale f_n , è possibile constatare la assoluta

corrispondenza tra i valori di fase assoluta β e φ . Nel caso invece in cui il valore di frequenza f differisca dal valore nominale f_n è possibile osservare valori di β e di φ differenti tra loro [40]. Questa incongruenza, imputabile alla differente convenzione utilizzata per la *fase assoluta*, comporta delle differenti valutazioni della fase in riferimento ad una stessa grandezza di ingresso.

Il problema può comunque essere evitato qualora si faccia riferimento alla grandezza *fase relativa*, definita come differenza tra le *fasi assolute* rappresentative di due grandezze misurate simultaneamente. Se ad esempio si considerano due grandezze A e B , caratterizzate rispettivamente dalle *fasi assolute* $\beta_A(t) = 2\pi\Delta ft + \varphi_A$ e $\beta_B(t) = 2\pi\Delta ft + \varphi_B$, è possibile valutarne la *fase relativa*:

$$\Delta\beta = \beta_A(t) - \beta_B(t) = \varphi_A - \varphi_B = \Delta\varphi \quad (3.8)$$

Il risultato ottenuto mostra chiaramente come il valore della *fase relativa* risulti indipendente dalla particolare convenzione utilizzata per definire la *fase assoluta*.

3.4 Fasori armonici sincronizzati

Il contenuto armonico di grandezze acquisite simultaneamente può essere fornito in termini di *fasori armonici sincronizzati* ottenuti estendendo il concetto di fasore sincronizzato a condizioni di funzionamento in regime non sinusoidale.

E' bene precisare che lo standard IEEE C37.118 si occupa esclusivamente di grandezze di tipo sinusoidale e non contiene alcuna indicazione circa le modalità di rappresentazione dei segnali caratterizzati da un contenuto armonico non trascurabile. Per affrontare un'analisi di questo tipo è comunque possibile estendere la definizione di sincrofatore, data in (3.2), al caso di segnali caratterizzati da un determinato contenuto armonico.

A tale scopo si consideri un segnale periodico $x(t)$ costituito da H componenti armoniche:

$$x(t) = \sum_{h=0}^H x_h(t) = X_0 + \sum_{h=1}^H \sqrt{2} X_h \cos(2\pi h f t + \varphi_h) \quad (3.9)$$

dove con X_0 viene indicata l'eventuale componente continua del segnale, mentre con X_h e φ_h i rispettivi valori di ampiezza (rms) e fase associati alla h -esima componente armonica.

Risulta intuitivo fornire una rappresentazione del segnale $x(t)$ in termini di H fasori sincronizzati, ciascuno dei quali è rappresentabile nella seguente forma:

$$\mathbf{X}_h = X_h \cdot e^{i\varphi_h} = X_h \cdot (\cos \varphi_h + j \sin \varphi_h) \quad (3.10)$$

in cui l'indice di armonicità $h=1,2,\dots,H$.

Nel seguito della trattazione si farà riferimento anche alla misura dei sincrofasori relativi a grandezze armoniche provenienti da sistemi elettrici di tipo trifase. In questo caso è possibile estendere la (3.10) a ciascuna grandezza di fase del sistema.

4 MISURA DEI FASORI SINCRONIZZATI PER APPLICAZIONI IN RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE

4.1 Introduzione

Da quanto esposto nei capitoli precedenti emerge la necessità di sviluppare delle metodologie di misura da impiegare nelle moderne reti elettriche di distribuzione per affrontare lo studio e l'analisi dei vari aspetti di gestione, controllo e monitoraggio che si possono presentare nell'esercizio ordinario e straordinario di tali sistemi.

Nel corso degli ultimi anni i recenti progressi ed avanzamenti tecnologici hanno in particolare consentito lo sviluppo di sistemi di misura distribuiti su larga scala in grado di operare misure sincronizzate sui diversi nodi di una rete di distribuzione. Tra i diversi apparati di misura introdotti trovano oggi giorno larga applicazione i sistemi per la misura dei fasori sincronizzati, utilizzati prevalentemente nelle reti di trasmissione dell'energia elettrica.

In una strategia basata sull'impiego di unità dislocate su lunga distanza è necessario definire delle opportune procedure di misura tali da garantire l'affidabilità e la riferibilità dei risultati ottenuti. E' bene osservare che le indicazioni fornite da tali sistemi possono essere utilizzate sia per aspetti di gestione e protezione del sistema che per fini tariffari, dal momento che il processo di liberalizzazione e deregolamentazione del mercato dell'energia richiede l'identificazione dei soggetti del sistema elettrico responsabili per i disturbi prodotti in rete.

L'esperienza mostra che le tecniche di misura adottate per la valutazione dei fasori sincronizzati possono differire, anche significativamente, in riferimento ai diversi sistemi PMU considerati ed in funzione delle applicazioni in oggetto. Spesso, tuttavia, non viene dedicata particolare attenzione alla qualificazione metrologica di tali misure.

A questo proposito bisogna osservare che ciascuna specifica applicazione (individuazione dei guasti, indagini statistiche, applicazioni contrattuali, ecc.) influisce sulla strumentazione e sulle procedure di misura da adottare. La diversa natura dei disturbi che possono verificarsi in una rete di distribuzione rende problematica la definizione di metodologie di misura e di monitoraggio che assumano validità generale. La particolare tipologia di fenomeno considerato infatti influenza in modo significativo le caratteristiche del sistema di misura

stesso.

Nello scenario descritto emerge la necessità di disporre di strumenti versatili, in grado di cambiare la propria configurazione in modo rapido. A questo scopo è auspicabile il ricorso a procedure di misura caratterizzate da una notevole flessibilità, in quanto il loro impiego potrà essere adattato alle diverse esigenze che si possono manifestare in un sistema di distribuzione mediante semplici modifiche nella implementazione degli algoritmi di misura richiesti.

In questo contesto si inserisce l'attività di ricerca affrontata ed illustrata nel presente capitolo. Da un punto di vista operativo il lavoro si pone come obiettivo quello di definire e sviluppare delle metodologie di misura, basate sull'impiego di accurate sorgenti di sincronizzazione, per l'acquisizione continua e simultanea di grandezze elettriche presenti nelle reti di distribuzione, in termini di fasori sincronizzati. Le tecniche impiegate permettono di ottenere informazioni sulle grandezze, sia in riferimento alla sola componente fondamentale che alle sue componenti armoniche.

Nella prima parte del capitolo vengono illustrate due differenti procedure di misura flessibili che impiegano delle tecniche di *signal processing*, basate su algoritmi di tipo *DFT (Discrete Fourier Transform)*. Le procedure illustrate sono caratterizzate da una particolare scelta della finestra di osservazione.

Nel prosieguo del capitolo vengono presentate delle tecniche di misura dei sincrofasori più specifiche, che possono trovare impiego per applicazioni in cui è richiesta la conoscenza continuativa e prolungata nel tempo delle quantità presenti nei diversi punti di una rete di distribuzione trifase. Le tecniche sviluppate possono essere impiegate per l'implementazione di prototipi PMU da impiegare nell'ambito di campagne di misura di lunga durata per la valutazione simultanea di molteplici grandezze di rete.

4.2 Procedure per la misura dei fasori sincronizzati

Nel presente paragrafo vengono illustrate delle procedure caratterizzate da un elevato grado di flessibilità e che ben si adattano alle diverse applicazioni di misura richieste nei moderni sistemi di distribuzione.

La necessità di acquisire misure distribuite su larga scala e, allo stesso tempo, l'esigenza di riferire temporalmente queste grandezze tra loro impone l'utilizzo di sorgenti di sincronizzazione accurate, tipicamente ricevitori satellitari GPS, in modo tale da consentire il

raggiungimento dei livelli di riferibilità temporale richiesti nelle pratiche realizzazioni sulle reti di distribuzione.

Differentemente dagli algoritmi implementati nei dispositivi PMU presenti in commercio, le tecniche descritte nel seguito sono pensate per implementazioni su sistemi di misura che fanno uso di tecnologie hardware di tipo *general-purpose*, anche nelle configurazioni *low-cost*, utilizzate per l'acquisizione dei segnali elettrici, preliminarmente trasdotti ed opportunamente condizionati. I sistemi considerati sfruttano inoltre la versatilità dei comuni pacchetti software impiegati per la gestione ed il controllo dei processi di misura.

I sistemi *general-purpose*, pur non essendo dedicati all'adempimento delle specifiche implementazioni di misura che si presentano sulle reti elettriche, ben si adattano alle diverse esigenze di utilizzo imposte. In particolare i vantaggi conseguibili mediante il loro impiego sono rappresentati dalla possibilità di riconfigurare le parti hardware del sistema e dall'opportunità di riprogrammare agevolmente le parti software, in funzione delle specifiche applicazioni.

L'impiego di sistemi di acquisizione *general-purpose* rende tuttavia necessaria l'implementazione di alcune procedure atte al conseguimento di livelli di accuratezza complessivi, per le misure dei sincrofasi, comparabili a quelli ottenibili con i dispositivi PMU e quindi tali da soddisfare i requisiti di misura imposti sulle reti di distribuzione.

In figura 4.1 viene mostrato un diagramma a blocchi riassuntivo delle procedure per la misura dei fasori sincronizzati sulle reti di distribuzione. Le tecniche sviluppate permettono di valutare le ampiezze e le fasi rappresentative dei segnali acquisiti, sia in riferimento alla sola componente fondamentale del segnale che alle sue componenti armoniche.

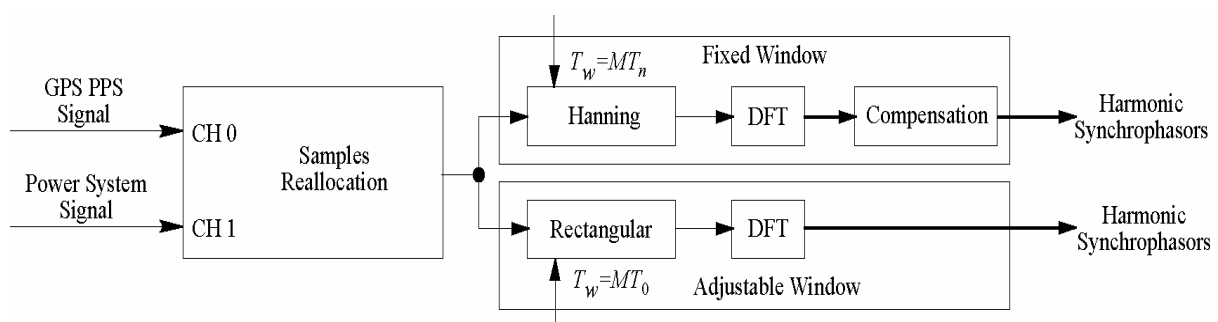


Figura 4.1 – Diagramma a blocchi complessivo delle procedure di misura flessibili

Per semplicità di trattazione, gli algoritmi illustrati sono riferiti all'acquisizione di due segnali analogici (indicati in figura 4.1 come CH0 e CH1): il segnale di sincronizzazione temporale ed il segnale elettrico monitorato. E' comunque immediato estendere le tecniche di misura dei sincrofasori al caso generale di più segnali in ingresso.

Analogamente le procedure descritte fanno tutte riferimento ad un segnale di sincronizzazione PPS (*Pulse Per Second*) ricavabile mediante l'impiego di ricevitori satellitari GPS. Anche in questo caso è possibile considerare sorgenti di sincronizzazione di tipo alternativo, compatibilmente con i requisiti di accuratezza imposti dallo standard [38], ampiamente illustrati nel precedente capitolo.

Nel seguito della trattazione vengono introdotte e sviluppate nel dettaglio le diverse procedure di misura adottate.

4.2.1 Riallocazione dei campioni

Nella pratica odierna, nella maggior parte delle unità PMU disponibili in commercio (ad esempio [41]), il processo di campionamento risulta agganciato in fase ad un accurato riferimento temporale fornito da una sorgente di sincronizzazione, tipicamente di tipo GPS, mediante l'impiego di opportuni circuiti di tipo PLL (*Phase Locked Loop*). Diversamente, nei sistemi di misura basati sull'impiego di schede di acquisizione tradizionali, il processo di campionamento dei segnali viene generalmente gestito da un clock interno alla scheda stessa. Il campionamento risulta pertanto totalmente scorrelato dal segnale di riferimento sincronizzante o dalla frequenza del sistema locale.

Nei sistemi di acquisizione *general-purpose* l'accuratezza del clock interno, il cui valore relativo nominale risulta generalmente dell'ordine di 10^{-4} , può influire significativamente sull'accuratezza complessiva del posizionamento temporale dei campioni acquisiti. Questo aspetto riveste particolare importanza in tutte quelle applicazioni che richiedono l'identificazione temporale (*timestamping*) degli eventi che si verificano sul sistema monitorato.

Inoltre, le incertezze sugli intervalli di campionamento possono essere considerate quasi totalmente correlate tra loro. Questo significa che, considerando i campioni acquisiti immediatamente prima del successivo fronte di salita PPS, è possibile stimare una incertezza temporale, rispetto al precedente impulso PPS, dell'ordine di 10^{-4} s. Questa evenienza

vanificherebbe gli eccellenti livelli di accuratezza nella sincronizzazione conseguibili mediante l'impiego dei ricevitori GPS presenti in commercio, che garantiscono generalmente dei valori di accuratezza sulla sincronizzazione dell'ordine delle centinaia di nanosecondi.

In base a quanto esposto risulta necessario definire una routine per la riallocazione dei segnali monitorati. La procedura consiste nel "riposizionare" i campioni, rappresentativi dei segnali elettrici acquisiti, opportunamente trasdotti e condizionati, rispetto al segnale di sincronizzazione esterno. In figura 4.2 viene mostrato un diagramma a blocchi esplicativo dell'algoritmo di riallocazione dei campioni, impiegato immediatamente a valle del processo di acquisizione dei segnali.

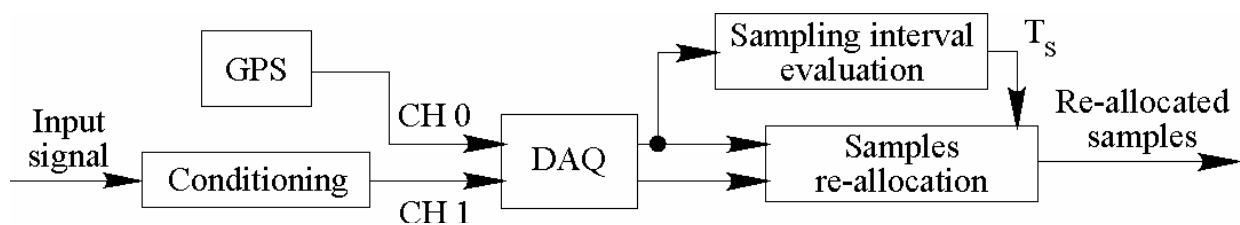


Figura 4.2 – Procedura di riallocazione dei campioni

La procedura di riallocazione proposta sfrutta le elevate velocità di campionamento conseguibili con i moderni sistemi di acquisizione dati. Al contrario dei sistemi PMU tradizionali, che impiegano normalmente basse velocità di campionamento (difficilmente superiori ad un decina di kilosample al secondo), le moderne schede di acquisizione raggiungono massimi valori di frequenza di campionamento variabili, in base ai diversi modelli considerati, all'interno di un range compreso tra le centinaia di kilosample al secondo e qualche megasample al secondo. Un utilizzo adeguato di tali velocità consente di ovviare alle limitazioni introdotte dalla mancanza di un campionamento di tipo *phase-locked*.

La routine di riallocazione sfrutta la conoscenza dell'effettivo numero N di campioni presenti tra due riferimenti temporali consecutivi, tipicamente di tipo PPS. La disponibilità aggiornata di N permette di valutare, in modo continuativo, l'effettivo periodo di campionamento $T_s = \frac{1}{N}$ e di utilizzarlo, in luogo del valore nominale $T_{s0} = \frac{1}{f_{s0}}$, in riferimento alle computazioni effettuate sui record dei dati acquisiti.

Per illustrare i vantaggi conseguibili mediante l'adozione della routine di riallocazione è

possibile considerare un pratico esempio. Impiegando una scheda DAQ caratterizzata da una velocità di campionamento $f_{s0} = 500$ kSamples/s e considerando una accuratezza relativa del clock di 10^{-4} si ottiene un numero effettivo N di campioni variabile tra 499950 e 500050. L'incertezza nella valutazione di T_s , ottenuta in assenza di riallocazione, non consente in generale di determinare in modo accurato i riferimenti temporali dei sincrofasori e pertanto i risultati complessivi delle misure fasoriali risultano affetti da notevole incertezza.

L'applicazione della routine di riallocazione e quindi la conoscenza aggiornata del parametro N consente di calcolare l'intervallo di campionamento effettivo $T_s = \frac{1}{N}$, permettendo in tal modo di individuare l'effettivo posizionamento del riferimento rispetto al quale vengono riallocati i campioni del record dei dati.

La routine di riallocazione viene eseguita nello stadio di ingresso di entrambe le procedure di misura sviluppate per la valutazione delle ampiezze e delle fasi delle grandezze fasoriali, come illustrato nel seguito.

4.2.2 Valutazione dei fasori sincronizzati

Le procedure qui introdotte trovano applicazione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica per la misura di grandezze (tensioni, correnti) caratterizzate, per loro natura, dalla presenza di un determinato contenuto armonico, solitamente non trascurabile.

La tecniche di misura devono quindi consentire di valutare le ampiezze e le fasi del sincrofasore, sia in riferimento alla sola componente fondamentale che alle diverse componenti armoniche. La stima dell'entità di queste grandezze presuppone l'impiego di opportune tecniche di *signal processing*, basate sull'analisi di Fourier al fine di estrapolare le informazioni di specifico interesse.

In modo da consentire una maggiore flessibilità, in funzione delle diverse applicazioni di misura, sono state implementate due differenti procedure per la valutazione dei fasori armonici sincronizzati, contraddistinte ciascuna da una particolare scelta della durata della finestra di osservazione considerata per il processamento DFT del segnale.

4.2.2.1 Finestra di osservazione di durata fissa

L'algoritmo sviluppato permette di valutare i sincrofasori mediante l'implementazione di una analisi di Fourier applicata su una finestra temporale di durata fissa. La DFT sul segnale acquisito è applicata su un record di durata T_w , scelto come multiplo intero M del periodo nominale T_n del sistema considerato (figura 4.3).

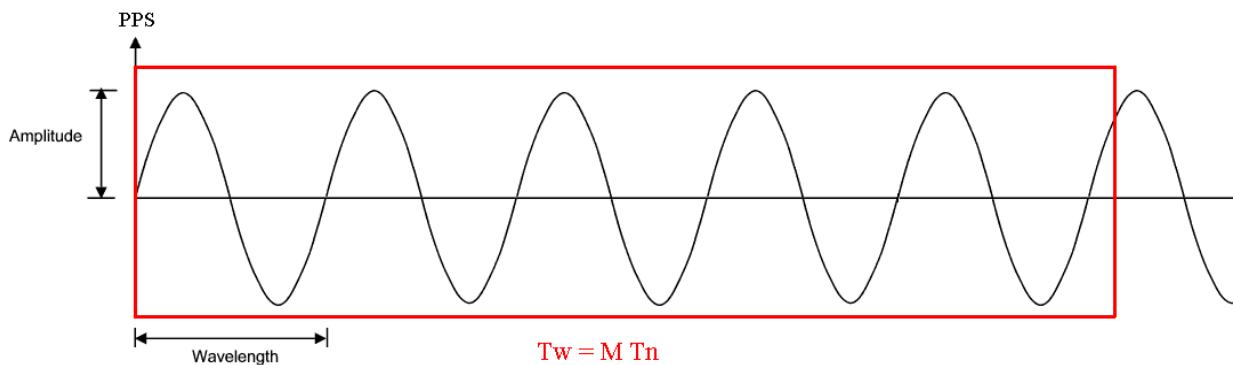


Figura 4.3 – Finestra di osservazione di durata fissa

Considerando ad esempio sistemi che operano alla frequenza nominale di 50 Hz, ossia $T_n = 20$ ms, è possibile utilizzare dei record di osservazione di durata $T_w = 100$ ms (in tal caso $M=5$). E' bene notare che in ogni caso la risoluzione in frequenza della trasformata DFT dipende proprio dalla durata della finestra di osservazione (ovvero del parametro arbitrario M) e risulta

$$\text{pari a } f_w = \frac{1}{T_w}.$$

Nelle condizioni di funzionamento ideale, ovvero per un valore di frequenza f coincidente con il valore nominale f_n , l'algoritmo di Fourier agisce sulle componenti DFT caratterizzate dall'ordine $\frac{f}{f_w}$. Nel caso in cui sia necessario valutare le ampiezze e le fasi delle eventuali H

componenti armoniche, l'elaborazione interviene sulle generiche componenti DFT di ordine $h \frac{f}{f_w}$, dove $h = 1, 2, \dots, H$ rappresenta l'ordine di armonicità.

E' bene considerare che nel normale esercizio dei sistemi di distribuzione la frequenza effettiva f può differire, anche abbastanza significativamente, rispetto al valore nominale f_n . A questo proposito è possibile fare riferimento allo standard EN 50160 [9] che stabilisce i valori

medi di frequenza, misurati su intervalli di 10 secondi, che possono essere tollerati:

- per un sistema interconnesso: $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (cioè $49.5 \div 50.5 \text{ Hz}$) per il 99.5% di un anno, $50 \text{ Hz} + 4\% / -6\%$ (cioè $47 \div 52 \text{ Hz}$) per il 100% del tempo;
- per un sistema non interconnesso (ad esempio isole): $50 \text{ Hz} \pm 2\%$ (cioè $49.5 \div 50.5 \text{ Hz}$) per il 99.5% di un anno, $50 \text{ Hz} \pm 15\%$ (cioè $42.5 \div 57.5 \text{ Hz}$) per il 100% del tempo.

Come è noto l'analisi di Fourier è un metodo che consente di ottenere informazioni sullo spettro di un segnale a partire dalla conoscenza dei dati campionati. Affinché l'analisi nel dominio della frequenza risulti corretta è necessario che il record di dati osservati comprenda un numero intero di periodi del segnale considerato.

Se invece, come nel caso considerato in figura 4.3 (condizione di funzionamento *off-frequency*), la finestra di osservazione contiene un numero di campioni non rappresentativo di un numero intero di periodi, allora la sua ripetizione nel tempo non coincide con il segnale effettivo e quindi la DFT fornisce risultati non corretti. In particolare si avranno degli effetti di discontinuità agli estremi dell'intervallo di osservazione, che causano un fenomeno di dispersione (*leakage*) delle righe spettrali nel dominio della frequenza.

La soluzione a questo problema consiste nell'utilizzare delle funzioni di "finestratura" (*smoothing*), che pesano differenzialmente i vari campioni, assumendo valore nullo agli estremi del record e massimo al suo interno.

Esistono diversi tipi di finestre di *smoothing*, ciascuna delle quali si dimostra più adatta di altre in determinate situazioni. Nel caso di segnali caratterizzati da un andamento continuo viene diffusamente utilizzata la finestra di Hanning che presenta un andamento di tipo cosinusoidale (massimo al centro e nullo agli estremi); la trasformata di Fourier di tale funzione ha un lobo unico, ma di larghezza doppia rispetto a quello della finestra rettangolare. Mediante l'applicazione di tali finestre è possibile ridurre gli effetti di leakage, introdotti per via del campionamento non sincro. In ogni caso l'accuratezza delle valutazioni di ampiezza e fase, sia in corrispondenza della sola componente fondamentale del segnale che delle altre componenti armoniche, può essere significativamente migliorata mediante l'utilizzo di adeguati algoritmi di compensazione, come mostrato nello schema di figura 4.4.

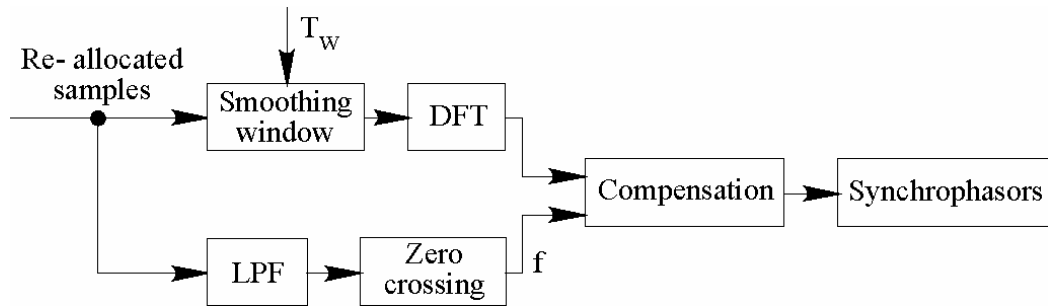


Figura 4.4 – Procedura di misura dei sincrofasori (finestra fissa)

In particolare nelle procedure in oggetto sono state implementate delle tecniche di compensazione, proposte in [42-43], utilizzate in modo da consentire una sostanziale riduzione degli errori sistematici introdotti dall’analisi di Fourier.

Un generico segnale periodico $a(t)$ costituito da H componenti armoniche può essere scomposto nella somma di H funzioni:

$$a(t) = \sum_{h=0}^H a_h(t) = A_0 + \sum_{h=1}^H \sqrt{2}A_h \cos(2\pi hft + \varphi_h) \quad (4.1)$$

dove con A_0 viene indicata l’eventuale componente continua del segnale, mentre con A_h e φ_h i rispettivi valori di ampiezza (rms) e fase associati alla h -esima componente armonica.

La rappresentazione fasoriale del segnale $a(t)$ è la seguente :

$$\mathbf{A}_h = A_h \cdot e^{i\varphi_h} = A_h \cdot (\cos \varphi_h + j \sin \varphi_h) \quad (4.2)$$

dove l’indice di armonicità $h = 1, 2, \dots, H$.

Analogamente, il generico campione k -esimo del segnale $a(t)$, campionato alla frequenza

$f_s = \frac{1}{T_s}$, può essere scomposto nella seguente sommatoria:

$$a(k) = \sum_{h=0}^{H-1} \sqrt{2}A_h \cos(2\pi f_h kT_s + \varphi_h) \quad (4.3)$$

La frequenza f_h , definita per ciascuna delle H componenti armoniche, può essere scomposta in due parti:

$$f_h = i_h f_w + \delta_h f_w \quad (4.4)$$

dove $f_w = \frac{1}{T_w}$, i_h rappresenta un valore intero (rappresentativo della componente della DFT più vicina alla effettiva h -esima componente armonica di interesse) e δ_h ($-0.5 < \delta_h < 0.5$) rappresenta l' h -esimo termine di spostamento (*displacement term*) causato dal campionamento non sincrono.

Per chiarire le idee è possibile analizzare il seguente esempio. Si consideri un segnale avente un valore effettivo di frequenza di 51.5 Hz che presenta componenti armoniche di ordine 3 e 5, osservato su un intervallo $T_w = 100$ ms (ossia $f_w = 10$ Hz).

In riferimento alla componente fondamentale ($h=1$) del segnale in ingresso è possibile ottenere i valori $i_1 = 5$ e $\delta_1 = 0.15$. Particolarizzando invece per la terza componente armonica ($h=3$) si ricava $f_3 = 154.5$ Hz, $i_3 = 15$ e $\delta_3 = 0.45$, mentre per la quinta armonica ($h=5$): $f_5 = 257.5$ Hz, $i_5 = 26$ e $\delta_5 = -0.25$.

In base alla rappresentazione introdotta è possibile illustrare gli algoritmi di compensazione applicabili alle ampiezze e alle fasi delle componenti armoniche del segnale, nel caso in cui vengano utilizzate, come dichiarato precedentemente, delle finestre di Hanning sui record di dati acquisiti.

In particolare la generica ampiezza armonica \hat{A}_h può essere stimata in funzione delle ampiezze dell' i_h -esimo bin DFT (A_i) e delle ampiezze dei bin adiacenti (A_{i_h-1} e A_{i_h+1}), in accordo con la seguente relazione:

$$\hat{A}_h = \frac{\pi \delta_h (1 - \delta_h^2) (4 - \delta_h^2) [|A_{i_h-1}| + 2|A_{i_h}| + |A_{i_h+1}|]}{3 \sin(\pi \delta_h)} \quad (4.5)$$

Analogamente la generica fase armonica $\hat{\phi}_h$ può essere valutata in riferimento alla fasi dell' i_h -esimo bin DFT (ϕ_{i_h}) e dei bin ad esso adiacenti (ϕ_{i_h-1} o ϕ_{i_h+1} , in base al segno del termine $f_h - i_h f_w$), come mostrato nelle seguenti espressioni:

1° caso: $f_h - i_h f_w > 0$

Se $\phi_{ih} > \phi_{ih+1}$ allora:

$$\varphi_h = \frac{(2 - \delta_h)\phi_{i_h} + (1 + \delta_h)\phi_{i_h+1} + a(1 - 2\delta_h)}{3} \quad (4.6)$$

dove $a = \pi(N-1)/N$, essendo N il numero dei campioni acquisiti.

Altrimenti, se $\phi_{ih} < \phi_{ih+1}$, risulta:

$$\varphi_h = \frac{(2 + \delta_h)\phi_{i_h} + (1 - \delta_h)\phi_{i_h-1} - a(1 + 2\delta_h)}{3} \quad (4.7)$$

2° caso: $f_h - i_h f_w < 0$

Se $\phi_{ih} > \phi_{ih-1}$, allora risulta:

$$\varphi_h = \frac{(2 - \delta_h)\phi_{i_h} + (1 + \delta_h)\phi_{i_h+1} + a(1 - 2\delta_h)}{3} \quad (4.8)$$

Altrimenti, se $\phi_{ih} < \phi_{ih-1}$, risulta:

$$\varphi_h = \frac{(2 + \delta_h)\phi_{i_h} + (1 - \delta_h)\phi_{i_h-1} - a(1 + 2\delta_h)}{3} \quad (4.9)$$

La tecnica di compensazione della fase richiede la conoscenza dell'effettivo valore di frequenza f del sistema. A questo scopo, è possibile considerare un algoritmo di *zero crossing* applicato sul segnale di ingresso preliminarmente filtrato.

4.2.2.2 Finestra di osservazione di durata adattabile

La seconda procedura implementata permette di misurare i sincrofasi mediante l'impiego dell'analisi di Fourier applicata su una finestra di una durata adattabile (figura 4.5). La durata della finestra DFT varia in funzione dell'effettiva frequenza f del segnale acquisito ed è, in particolare, scelta come un multiplo intero M del periodo attuale $T_0 = \frac{1}{f}$.

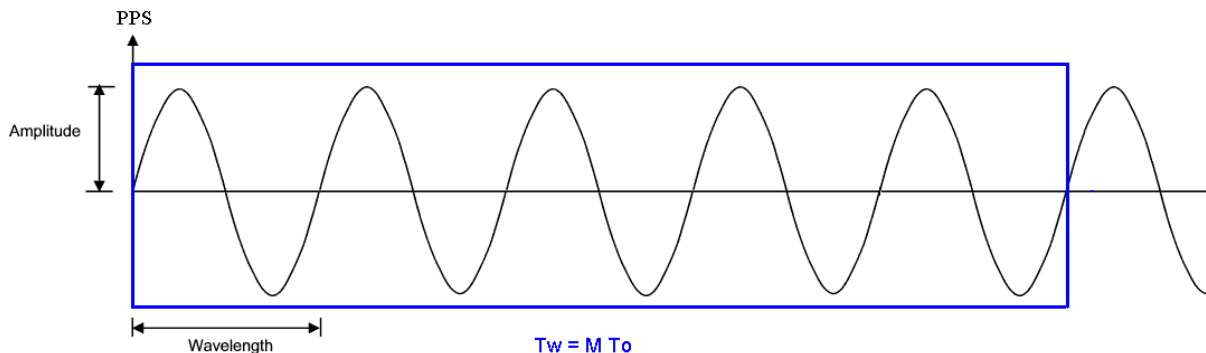


Figura 4.5– Finestra di osservazione di durata adattabile

Questa particolare scelta della durata della finestra di osservazione risulta adeguata qualora si voglia affrontare lo studio e l'indagine dei diversi fenomeni di *power quality* che vanno ad interessare i sistemi di distribuzione.

A questo proposito è possibile fare riferimento allo standard EN 61000-4-30 [11]. In riferimento agli strumenti di classe A, lo standard stabilisce che: “L'intervallo temporale di misura base per l'ampiezza dei parametri (tensione di alimentazione, armoniche, interarmoniche e squilibrio) deve essere pari a 10 periodi per i sistemi di potenza a 50 Hz o 12 periodi per i sistemi di potenza a 60 Hz”. Inoltre, la stessa norma prescrive l'utilizzo esclusivo di finestre rettangolari per il processo di acquisizione dei segnali.

La flessibilità delle procedure permette comunque di considerare differenti scelte del parametro M e quindi della durata T_w della finestra di osservazione, in base alle particolari esigenze di misura. Ad esempio, qualora si renda necessario indagare su fenomeni ad alta dinamica (eventi, disturbi di tipo transitorio) può risultare vantaggiosa la conoscenza delle grandezze in riferimento a ciascun periodo del segnale: in questo caso è possibile impostare il parametro $M=1$.

Nella pratica implementazione assume particolare rilevanza la misura del periodo T_0 del

segnale. Questo aspetto incide infatti sulla corretta valutazione della durata del record T_w ; una accurata stima del periodo T_0 permette di minimizzare, teoricamente annullare, gli effetti residui della distorsione di leakage, presenti nel caso in cui il numero dei campioni all'interno della finestra di osservazione considerata non sia rappresentativo di un numero intero di periodi.

Anche in questo caso per la misura del frequenza f è possibile impiegare un algoritmo di *zero-crossing* sul segnale preliminarmente filtrato (LPF), come illustrato in figura 4.6. Una volta noto il periodo $T_0 = \frac{1}{f}$ del segnale in ingresso, risulta immediato valutare la lunghezza del record come $T_w = M T_0$.

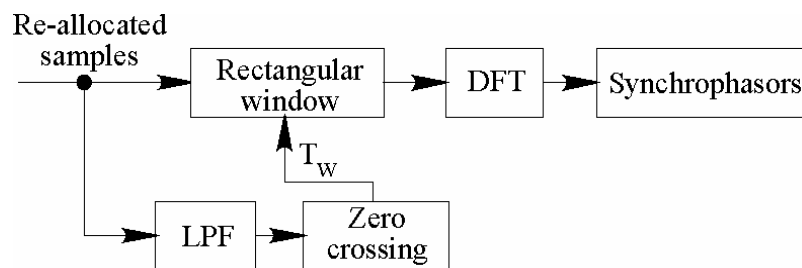


Figura 4.6 – Procedura di misura dei sincrofasori (finestra adattabile)

La valutazione del contenuto armonico del segnale è affidata ancora una volta alla trasformata discreta di Fourier, applicata direttamente sulla finestra rettangolare. Dal momento che in questo caso la finestra di osservazione risulta sincronizzata con la frequenza fondamentale del segnale da analizzare non è più necessario utilizzare le finestre di troncamento sul segnale e gli annessi algoritmi di compensazione.

4.3 Procedure di misura dei fasori sincronizzati per applicazioni su sistemi trifase

Le metodologie descritte nel prosieguo della trattazione vengono introdotte specificatamente per applicazioni di misura in cui sia richiesta una valutazione continuativa e prolungata delle grandezze elettriche presenti nelle reti di distribuzione trifase. Queste tecniche possono trovare largo impiego nell'ambito di campagne di misura di lunga durata per il monitoraggio simultaneo di molteplici grandezze presenti nel sistema elettrico. Ad esempio, nel caso in cui

si consideri una pratica applicazione su una rete di distribuzione trifase, si rende necessaria l'acquisizione simultanea di almeno sei grandezze, rappresentate dalle tensioni stellate (V_a , V_b , V_c) e dalle correnti (I_a , I_b , I_c) su ciascuna fase del sistema considerato.

Le procedure sviluppate possono essere impiegate per l'implementazione di prototipi PMU di tipo flessibile. Le applicazioni di misura richieste suggeriscono l'impiego di tecnologie hardware di acquisizione più robuste, specificatamente sistemi di tipo modulare. Sistemi basati su tradizionali schede di acquisizione potrebbero risultare inadeguati o addirittura inapplicabili in riferimento alle applicazioni di misura previste. Le diverse architetture per i sistemi di acquisizione modulare utilizzano *chassis* standardizzati e meccanicamente robusti su cui è possibile inserire diversi moduli, permettendo di implementare configurazioni con un numero di canali molto elevato.

La differente natura dei fenomeni da osservare comporta la necessità di considerare una logica di gestione "intelligente", capace di adattare alle diverse condizioni operative le funzioni di immagazzinamento dei dati, la frequenza di campionamento, la durata dell'intervallo di osservazione. E' pertanto richiesto l'utilizzo di pacchetti software (*strumentazione virtuale*) in grado di offrire numerose funzionalità di misura, tra cui: controllo dei sistemi di acquisizione dati, gestione remota delle misure, analisi ed elaborazione dei risultati.

Uno schema a blocchi rappresentativo delle tecniche di misura sviluppate è mostrato in figura 4.7:

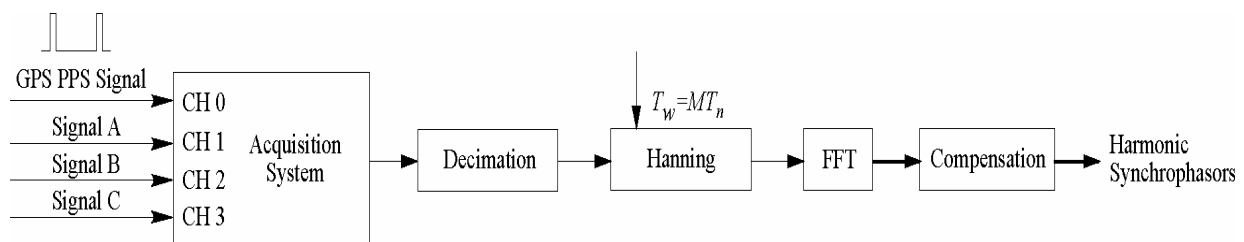


Figura 4.7 – Procedure di misura per applicazioni su sistemi trifase

La procedura descritta è basata sull'acquisizione di quattro segnali analogici, costituiti dal segnale di sincronizzazione temporale, tipicamente di tipo PPS, e dai tre segnali elettrici (tensioni o correnti) acquisiti dalla rete trifase, dopo opportuna trasduzione e condizionamento.

Le tecniche di misura descritte possono essere comunque estese ad un maggior numero di segnali in ingresso, qualora ad esempio sia necessario monitorare, su ciascuna fase del

sistema, sia le tensioni stellate che le correnti. Nel seguito della trattazione vengono illustrate le singole routine di misura sviluppate.

4.3.1 Decimazione dei campioni

In accordo con quanto descritto in precedenza, l'utilizzo esclusivo di sistemi di acquisizione di tipo *general-purpose* non garantisce il raggiungimento dei livelli di accuratezza previsti per le pratiche implementazioni nelle reti di distribuzione. Per conseguire valori di accuratezza accettabili si rende necessario il ricorso alle elevate velocità di campionamento f_s (tipicamente dell'ordine di almeno 500 ksample/s) ottenibili mediante l'ausilio delle tecnologie di acquisizione *general-purpose*.

Le procedure di misura flessibili illustrate in precedenza non risultano adeguate per applicazioni nell'ambito di campagne di monitoraggio a lunga durata, dal momento che in queste circostanze assume fondamentale importanza l'aspetto costituito dal carico computazionale. In considerazione delle elevate velocità di campionamento utilizzate, unitamente alla necessità di monitorare un considerevole numero di grandezze (tipicamente tre segnali di tensione e/o di corrente, unitamente al segnale di sincronizzazione), è richiesta l'acquisizione di un elevato numero di campioni da processare ed accumulare nel sistema stesso.

In particolare l'implementazione diretta dell'elaborazione DFT su un tale quantitativo di dati acquisiti comporterebbe l'attuazione di processi *time-consuming*, con possibili ritardi nell'esecuzione delle operazioni richieste e conseguenti malfunzionamenti dell'intero sistema (interruzioni, congestioni, saturazione dei *buffer* di memoria). E' bene osservare che in questo caso al crescere delle dimensioni dei dati processati, aumenta considerevolmente il numero di operazioni richieste dall'elaborazione DFT. In particolare, l'analisi tradizionale di Fourier su una finestra costituita da N campioni in ingresso richiede normalmente l'esecuzione di un numero di operazioni complesse pari a N^2 .

Per mettere in luce l'entità del problema è possibile considerare il seguente esempio. Si supponga di voler acquisire tre segnali (ad esempio le tensioni di fase V_a , V_b , V_c) alla frequenza di campionamento $f_c=500$ ksample/s e di valutare la DFT su una finestra di osservazione di durata $T_w=0,100$ s. In questo caso, l'analisi DFT su ciascuno dei tre segnali in ingresso viene realizzata su un numero di campioni in ingresso pari a $N = 500000 \cdot 0,100 = 50000$ campioni, con conseguenti $N^2 = 2,5 \cdot 10^9$ operazioni complesse.

Anche supponendo, per assurdo, nulli gli effetti di tale carico computazionale, l'elaborazione DFT su un numero così elevato di campioni in ingresso risulterebbe praticamente inutile dal momento che la larghezza di banda dei segnali esistenti negli attuali sistemi elettrici viene solitamente limitata a qualche kilohertz. A questo proposito è possibile considerare lo standard IEC 61000-4-7 [44] che fissa come valore limite nell'analisi armonica il valore di 2 kHz. In questa eventualità, velocità di campionamento dell'ordine di alcune decine di kilosample per secondo sono in grado di soddisfare abbondantemente i requisiti di misura richiesti.

In virtù di queste considerazioni, risulta necessario ridurre il numero dei campioni considerati nell'elaborazione di Fourier e quindi al contempo, incrementare l'efficienza computazionale dell'applicazione. A questo scopo possono essere considerati degli algoritmi di decimazione (*downsampling*): tali tecniche consentono di ridurre di un fattore R , arbitrario ed intero, il numero iniziale N dei campioni considerati nel record DFT al valore $N_d = \frac{N}{R}$, in modo da garantire una maggiore funzionalità ed affidabilità del sistema.

In riferimento all'esempio precedente, scegliendo un fattore di decimazione $R = 50$, il record di dati sottoposto ad analisi di Fourier viene decimato al valore $N_d = 1000$ campioni, con una notevole riduzione del numero di operazioni complesse, specificatamente pari a $N^2 = 1 \cdot 10^6$. In questo modo nel processo di elaborazione DFT su ciascuno dei diversi segnali di ingresso acquisiti è possibile conseguire una riduzione del carico computazionale di alcuni ordini di grandezza.

Per incrementare ulteriormente le velocità computazionale, garantendo quindi una maggiore efficienza dell'algoritmo, è possibile agire sulla dimensione D del record DFT. Esistono infatti algoritmi ottimizzati di Fourier che consentono di minimizzare il numero di operazioni da implementare, in funzione alla particolare scelta del parametro D .

Gli algoritmi di questo tipo, ampiamente diffusi nella pratica, prendono il nome di FFT (*Fast Fourier Transform*). Il più diffuso algoritmo di tipo FFT è quello di tipo "Radix 2", impiegato nelle più svariate applicazioni ed utilizzabile per valori del parametro D che risultino una potenza intera di 2: in questo caso il numero totale di computazioni è dell'ordine di $D \log_2(D)$. Velocità computazionali comparabili possono essere ottenute considerando algoritmi di tipo "mixed-radix Cooley-Tukey" [45] applicabili qualora la dimensione D del record DFT sia fattorizzabile come di seguito:

$$D = 2^a 3^b 5^c \quad (4.10)$$

con indici $a, b, c = 0, 1, 2, 3, \dots$

E' bene infine osservare che l'adozione di tecniche di decimazione comporta la necessità di prestare una maggiore attenzione verso i processi di acquisizione dei segnali in ingresso. Come l'esperienza mostra, i segnali in ingresso ai sistemi di acquisizione risultano generalmente affetti da un rumore di tipo random sovrapposto, di entità variabile in funzione del particolare hardware considerato. L'analisi di Fourier, effettuata su un record decimato, può esaltare le componenti di rumore alterando quindi l'effettivo contenuto armonico dei segnali.

In modo da minimizzare la rilevanza di questi effetti, è stata implementata una routine che realizza la media, centrata sul campione effettivamente impiegato nell'algoritmo di decimazione, di un numero limitato di campioni ad esso adiacenti (figura 4.8, con $R=10$ e media su tre campioni adiacenti).

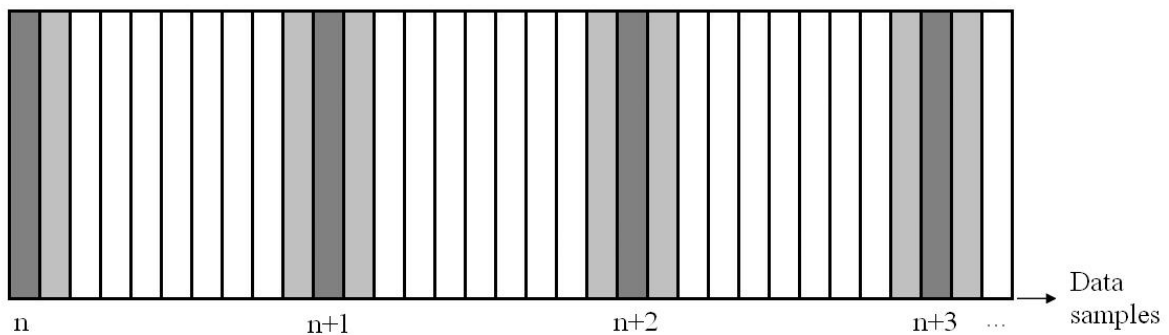


Figura 4.8 – Algoritmo di decimazione sul record dei campioni acquisiti

4.3.2 Valutazione dei fasori armonici sincronizzati e routine di compensazione

La valutazione dei fasori sincronizzati nelle reti di distribuzione trifase deve essere coerente con quanto prescritto dallo standard [38] per la misura dei sincrofasori sui sistemi elettrici. Come mostrato nel capitolo precedente, la norma impone la necessità di effettuare un numero costante F_s di valutazioni fasoriali, in funzione della frequenza nominale f_n del sistema

considerato (50 o 60 Hz); le valutazioni devono inoltre risultare equamente spaziate all'interno di ciascun secondo di osservazione. Queste esigenze impongono implicitamente l'adozione di finestre di osservazione di durata fissa, riferibili al fronte di salita della sorgente di sincronizzazione PPS. La valutazione dei fasori sincronizzati, in riferimento ad ognuna delle tre fasi del sistema di distribuzione, viene realizzata su finestre DFT aventi periodo T_w multiplo intero M del periodo nominale T_n . E' inoltre possibile estendere le misure fasoriali anche al caso di segnali caratterizzati da un determinato contenuto armonico, sebbene la norma in questione non faccia esplicito riferimento a tale eventualità.

Le condizioni nominali di esercizio delle reti elettriche prevedono un valore di frequenza $f = 50$ Hz a cui corrisponde un periodo $T_n = \frac{1}{f_n} = 20$ ms. In questo caso è possibile effettuare un numero F_s di valutazioni fasoriali al secondo pari a 10 o 25; risulterà immediato quindi considerare valori del parametro M , rispettivamente, di 5 e 2.

Nel pratico esercizio dei sistemi elettrici, il valore di frequenza effettivo f del segnale differisce dal valore nominale f_n . In questo caso la finestra di osservazione (di durata fissa) contiene un numero di campioni che non costituisce un numero intero di periodi del segnale: l'applicazione dell'analisi di Fourier su un tale record di dati fornisce risultati non corretti.

Per ciascuna grandezza del sistema trifase, la valutazione delle componenti armoniche di ampiezza e fase può essere ottenuta considerando delle opportune finestre di *smoothing*, utilizzate per limitare gli effetti di *leakage* spettrale dovuti al campionamento non sincro. Possibili miglioramenti nella stima dei sincrofasori possono essere riscontrati mediante l'applicazione di adeguati algoritmi di compensazione, come quelli illustrati nel paragrafo 5.2.2.1. L'attuazione degli algoritmi di compensazione sulla fase del segnale richiede anche in questo caso la conoscenza aggiornata dell'effettivo valore della frequenza f , ottenibile mediante l'applicazione dei tradizionali algoritmi di rilevamento *zero crossing*.

Nella procedura applicata il "riposizionamento" dei campioni, rispetto al riferimento di sincronizzazione temporale, non è legato alla conoscenza dell'effettivo periodo di campionamento. Questa scelta si rende necessaria dal momento che è opportuno impostare, su ciascun record DFT, un numero N_d di campioni fissato e tale da soddisfare le condizioni imposte dagli algoritmi di *downsampling*. Questa evenienza non sarebbe invece possibile qualora si considerasse l'algoritmo di riallocazione, dal momento che in questo caso il valore del numero N_d di campioni subirebbe notevoli oscillazioni, in funzione dell'instabilità del clock interno all'hardware di acquisizione.

Per migliorare l'accuratezza sulla stima delle fasi è comunque possibile implementare una ulteriore compensazione di tipo *post-processing*. La frequenza di campionamento effettiva f_s differisce infatti dal valore nominale f_{s0} utilizzato: di conseguenza in corrispondenza dell'istante iniziale di ciascuna finestra di osservazione (valutata come multiplo intero del periodo nominale $T_{s0} = \frac{1}{f_{s0}}$) è presente un offset di fase.

Per chiarire questo aspetto è possibile esaminare un caso pratico, costituito dalle schede di acquisizione *general-purpose*. In questi sistemi un valore nominale di accuratezza relativa del clock dell'ordine di 10^{-4} può comportare un massimo errore di temporizzazione sull'istante di riferimento dell'ultima finestra DFT antecedente il PPS dell'ordine di 0,1 ms (corrispondente ad un errore di fase di circa 30 mrad nel caso di sistemi a 50 Hz). Un tale errore vanificherebbe i vantaggi derivanti dall'impiego di accurate sorgenti di sincronizzazione, che generalmente possono garantire un errore E_s del segnale di sincronizzazione nell'ordine di 100 ns.

Sfruttando le elevate velocità di campionamento delle schede di acquisizione è possibile valutare l'effettivo valore della frequenza di campionamento f_s , ovvero il numero N di campioni contenuti tra due PPS consecutivi. La conoscenza aggiornata di tale quantità permette di effettuare la compensazione *post-processing*: su ciascuna delle $N_w = \frac{1}{T_w}$ finestre di osservazione, in riferimento alle diverse componenti armoniche, è possibile sottrarre l'offset di fase $\hat{\Delta\phi}_h$, ottenuto applicando la seguente espressione:

$$\hat{\Delta\phi}_h = \pi f h j \frac{(T_{s0} - T_s) N}{N_w} \quad \text{con } h = 1, 2, \dots, H \quad \text{e} \quad j = 1, 2, \dots, N_w \quad (4.11)$$

dove l'indice h rappresenta l'ordine di armonicità e l'indice j indica la finestra di osservazione considerata.

5 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI MISURA DEI FASORI SINCRONIZZATI

5.1 Introduzione

Nel capitolo precedente sono state presentate delle metodologie di misura dei fasori sincronizzati caratterizzate da un elevato grado di flessibilità e che ben si adattano alle diverse applicazioni di misura richieste nei moderni sistemi di distribuzione.

La riferibilità delle misure prodotte da strumenti basati sull'implementazione di tali metodologie ha una importanza fondamentale, anche in virtù del fatto che le decisioni basate sull'analisi dei risultati di misura possono assumere importanti implicazioni di carattere gestionale ed economico.

Da un punto di vista gestionale le indicazioni fornite dai sistemi di misura possono essere utilizzate per apportare delle correzioni in *real-time* sui limiti di funzionamento del sistema, in modo da ottimizzare al meglio le risorse presenti. Allo stesso tempo i risultati delle misure consentono di identificarne eventuali anomalie che si manifestano sul sistema stesso.

Inoltre, in presenza di un regime concorrenziale nel mercato dell'energia, le informazioni ottenute da metodologie di questo tipo possono essere utilizzate in sede di attribuzione delle responsabilità per la degradazione della qualità dell'energia o per il mancato rispetto dei vincoli di contratto. I "*contratti per la qualità*", introdotti dall' *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas* [10], costituiscono un esempio significativo di tale esigenza.

Alla luce di quanto esposto emerge la necessità di valutare l'affidabilità dei risultati ottenuti dall'applicazione delle procedure di misura, in riferimento alle pratiche realizzazioni sui sistemi di distribuzione dell'energia. L'attività di caratterizzazione e di ingegnerizzazione delle tecniche implementate è un passo molto importante nello sviluppo dei sistemi di misura. Tramite queste operazioni è possibile valutare se le informazioni che il sistema è in grado di ottenere possono essere ritenute consone per le finalità previste.

A questo scopo, le metodologie di misura dei fasori sincronizzati sono state applicate ad un sistema di misura ad architettura distribuita. L'implementazione software degli algoritmi è stata realizzata mediante l'impiego di strumentazione virtuale.

Una descrizione accurata dei diversi sistemi considerati è riportata in dettaglio nel seguito del capitolo. In particolare vengono fornite sia le caratteristiche delle configurazioni hardware utilizzate, sia le principali funzionalità degli strumenti virtuali appositamente progettati per le misure fasoriali nei sistemi elettrici di distribuzione.

5.2 Sistema di misura distribuito per la misura dei fasori sincronizzati

Il sistema di misura distribuito è costituito da un insieme di stazioni di misura, ciascuna delle quali comprende un dispositivo di acquisizione dati ed impiega una sorgente di sincronizzazione esterna. In figura 5.1 è riportata una rappresentazione schematica dell'architettura considerata.

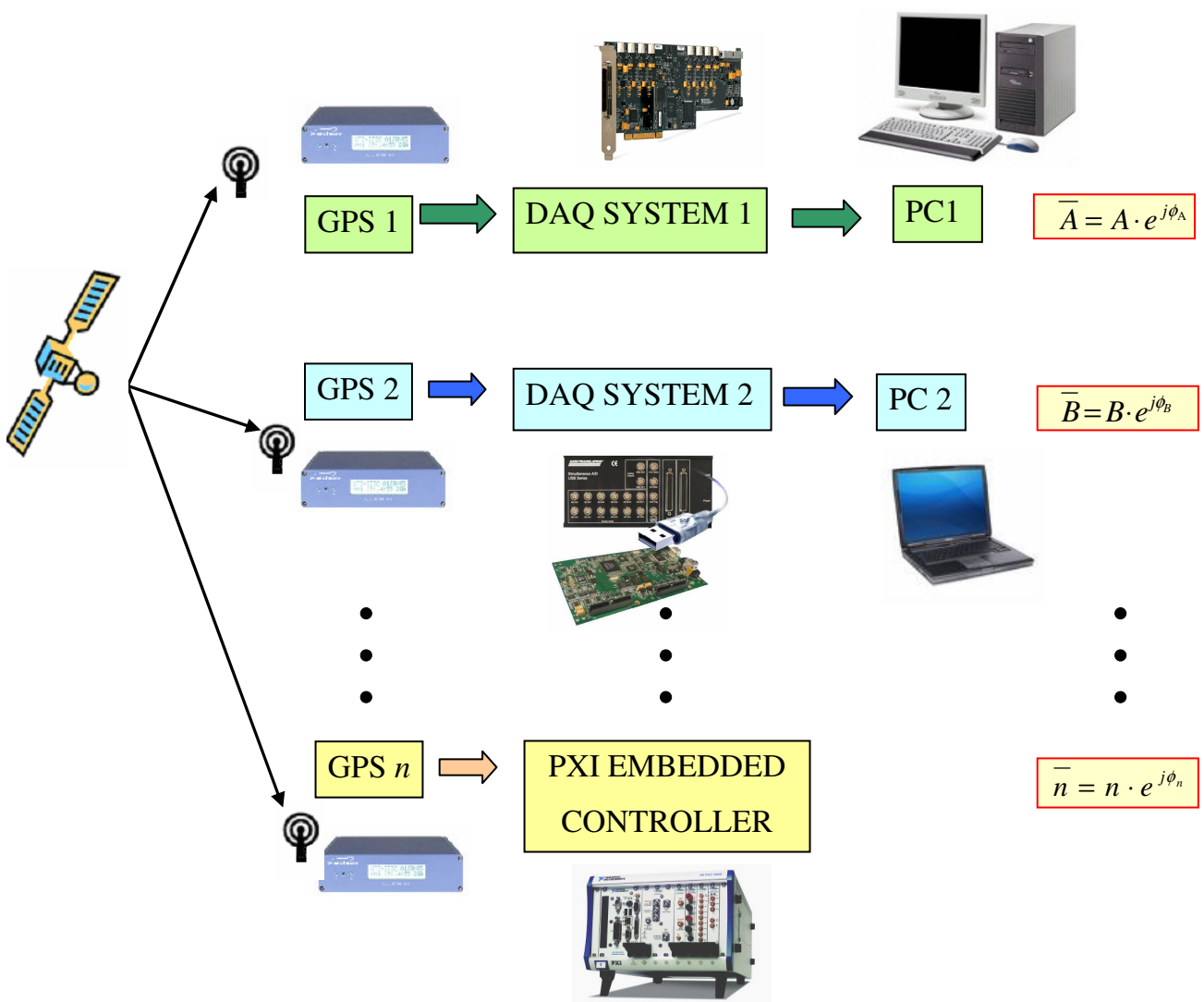


Figura 5.1 – Sistema di misura distribuito per la misura dei fasori sincronizzati

Ciascuna unità è dotata di un ricevitore GPS che fornisce un accurato riferimento temporale rispetto all'UTC, permettendo in questo modo la sincronizzazione delle misure, che possono essere effettuate anche a notevole distanza tra loro. I ricevitori GPS forniscono un segnale di tipo PPS che viene impiegato come segnale di trigger esterno e acquisito, unitamente ai segnali di ingresso da monitorare, da un opportuno sistema di acquisizione dati.

In una siffatta architettura di misura possono essere considerate differenti configurazioni hardware di acquisizione. Le tecnologie adottate sono di tipo *general-purpose*: il loro impiego permette di riconfigurare in modo agevole le diverse parti del sistema, in funzione delle specifiche applicazioni.

Per esempio nel caso in cui siano richieste valutazioni prolungate nel tempo (ad esempio campagne di misura di lunga durata) in ambienti ostili e impraticabili diventa prioritario l'utilizzo di dispositivi di acquisizione di tipo modulare, meccanicamente robusti ed in grado di garantire adeguati livelli di affidabilità. Nell'eventualità invece in cui sia richiesto l'utilizzo di sistemi *ad hoc* per effettuare specifiche misure in loco (individuazioni guasti, strategie di pianificazione, verifiche sui limiti di *power quality*) è preferibile impiegare schede di acquisizione esterne che presentano caratteristiche avanzate di interfacciabilità con i PC portatili di nuova generazione.

La gestione del setup sperimentale viene realizzata mediante l'impiego di strumentazione virtuale. In particolare gli algoritmi di misura sono stati implementati su calcolatore mediante l'impiego di due strumenti virtuali realizzati in ambiente LabVIEW. Lo stesso software permette anche di configurare i sistemi di acquisizione dati e di elaborare e visualizzare i risultati ottenuti.

5.3 Sistemi di acquisizione

In questo paragrafo vengono espone le principali caratteristiche dei sistemi di acquisizione dati utilizzati per il setup sperimentale.

Le applicazioni di misura richieste nelle reti di distribuzione prevedono un campionamento simultaneo, dal momento che è necessario acquisire simultaneamente diverse grandezze in ingresso.

Qualora infatti non si consideri un campionamento di tipo simultaneo dei diversi segnali è

necessario fare riferimento a configurazioni che fanno uso di circuiti multiplexer che commutano alternativamente tra i diversi canali considerati. In questo modo, ciascuna sequenza di campioni rappresentativi di un determinato segnale risulta spostata, rispetto alle altre sequenze dei campioni, di un certo ritardo temporale.

Per ottenere un campionamento simultaneo su più canali è possibile ricorrere a sistemi veloci di acquisizione. Questa configurazione presenta per ciascun canale di ingresso un circuito *S&H* ed un convertitore *ADC*; il flusso dei dati viene gestito da un multiplexer digitale.

Sistemi di acquisizione dati di questo tipo possono presentarsi sotto forme molto differenti fra loro. Per questo motivo, in modo da testare il comportamento delle metodologie di misura su diverse piattaforme hardware, sono state considerate differenti tipologie di acquisizione.

Nel seguito del paragrafo vengono descritte le diverse configurazioni hardware utilizzate.

5.3.1 Schede di acquisizione *plug-in*

Una delle più diffuse configurazioni hardware per sistemi di acquisizione dati è costituita dalle schede *plug-in*, progettate per essere installate negli *slot* di espansione dei computer. Questi dispositivi sfruttano per l'elaborazione le risorse hardware e software dei comuni PC, in modo da garantire una notevole varietà di funzioni di misura, con caratteristiche e prestazioni variabili in un ampio range. Le configurazioni *plug-in* attualmente disponibili, compatibili con i bus standard di tipo *PCI* (*Peripheral Component Interconnect*) e *ISA* (*Industry Standard Architecture*), possono costituire un'alternativa economica agli strumenti tradizionali autonomi.



Figura 5.2 – Scheda di acquisizione PCI-6132 - National Instruments

Nel caso specifico è stata impiegata una scheda di acquisizione dati PCI-6132 della National Instruments (figura 5.2) [46]. Il sistema presenta quattro canali di acquisizione analogici simultanei e può raggiungere una frequenza di acquisizione di 2,5 MSample/s, con una risoluzione di 14 bit. Questa scheda può gestire segnali di trigger esterni sfruttando i propri ingressi analogici, perché non è dotata di ingressi dedicati.

5.3.2 Schede di acquisizione esterne

I recenti progressi conseguiti sul bus USB, rappresentati da una massima velocità di trasmissione dei dati di 480 Mbit/s, hanno consentito lo sviluppo di schede di acquisizione dati di tipo esterno.

Attualmente questi sistemi sono caratterizzati da velocità di acquisizione inferiori (tipicamente 2 MSample/s) rispetto a quanto ottenibile mediante l'impiego di configurazioni di acquisizione di tipo interno. Le schede con interfaccia USB hanno il vantaggio di poter essere facilmente spostate da un computer ad un altro e si adattano particolarmente ad impieghi sui computer portatili di moderna generazione.

Nell'applicazione considerata è stata impiegata una scheda di acquisizione esterna di tipo DT 9832 della Data Translation (figura 5.3) [47], collegabile al computer tramite bus USB 2.0. Il dispositivo presenta quattro canali di acquisizione analogici simultanei e può raggiungere una frequenza di acquisizione di 1,25 MSample/s, con una risoluzione di 16 bit.



Figura 5.3 – Scheda di acquisizione esterna DT 9832 – Data Translation

5.3.3 Sistemi modulari di acquisizione

Rispetto ai dispositivi precedentemente considerati i sistemi di acquisizione di tipo modulare costituiscono delle soluzioni autonome finalizzate ad applicazioni di tipo industriale, per le quali i sistemi basati su schede *plug-in* e su schede esterne possono risultare inadeguati o addirittura inapplicabili. Le configurazioni di tipo modulare richiedono, per il funzionamento e la memorizzazione dei dati, un processore che può essere realizzato su una scheda e incorporato direttamente nel modulo.

Le diverse architetture per i sistemi di acquisizione modulari utilizzano *chassis* standardizzati e meccanicamente robusti su cui è possibile inserire diversi moduli, con una gran varietà di funzioni di misura disponibili. La disponibilità di diversi *slot* nello stessa struttura permette di implementare diverse configurazioni con un numero di canali molto elevato; allo stesso tempo l'utilizzo di connessioni standard con i PC consente la realizzazione di sistemi di misura complessi, che possono estendersi anche su notevoli distanze.

Per l'implementazione di un prototipo PMU che sfrutta le metodologie di misura descritte nel paragrafo 4.2 viene impiegata una piattaforma hardware PXI-1042Q della National Instruments (figura 5.4) [48]. Il sistema rende disponibili otto slot PXI ed è fornito di un processore *embedded dual-core* (modello PXI-8106). Il modulo di acquisizione è del tipo PXI-6133, e comprende otto canali analogici in ingresso, con una risoluzione di 14 bit ed una massima velocità di campionamento di 2,5 MSample/s.



Figura 5.4 – Chassis PXI-1042Q con modulo di acquisizione PXI-6133 – National Instruments

5.4 Sistema di sincronizzazione

La misura dei sincrofasi richiede la presenza di un'accurata sorgente di sincronizzazione. In riferimento ai livelli di disponibilità, affidabilità e accuratezza richiesti per le applicazioni nei sistemi di distribuzione si rende necessario l'impiego di ricevitori satellitari GPS. Le prestazioni ottenibili da altre sorgenti di sincronizzazione, di cui è stata fornita una descrizione nel capitolo 2, non sono tali da consentire una immediata applicazione in virtù delle notevoli estensioni e della complessità dei sistemi a cui si applica.

I sistemi di misura implementati sfruttano le prestazioni offerte dai ricevitori GPS XL-750 della Symmetricom (figura 5.5) [49]. Ciascuna unità GPS fornisce in uscita una serie di impulsi e di codici di vario tipo, e con i suoi 12 canali fornisce un continuo riferimento temporale con un'accuratezza nella sincronizzazione di 100 ns rispetto all'UTC. I ricevitori XL-750 possono sincronizzare una grande varietà di sistemi basati su microprocessore come: sistemi di supervisione e controllo (*SCADA*), unità terminali remote (*RTU*), relè di protezione, registratori di eventi ed altri dispositivi elettronici intelligenti (*IED*).

Sfruttando il software per la configurazione del sistema è possibile definire formati di codice temporali, impulsi e durata delle uscite, oltre ad una grande varietà di parametri operativi. I segnali di temporizzazione sono resi disponibili in uscita su quattro porte. In particolare una delle uscite fornisce un segnale IRIG B modulato in ampiezza, mentre le altre tre porte possono fornire impulsi con valori di frequenza di tipo *1PPS* (*Pulse Per Second*), *1PPM* (*Pulse Per Minute*), o *1PPH* (*Pulse Per Hour*). E' inoltre possibile selezionare i livelli dei segnali, specificatamente del tipo TTL o RS422.

Ciascun ricevitore XL-750, alimentato ad un livello di tensione di 12-36 VDC, è munito di una antenna esterna in grado di garantire elevate prestazioni in fase di ricezione.



Figura 5.5 – Ricevitore satellitare GPS XL-750 - Symmetricom

5.5 Strumenti virtuali per l'implementazione delle procedure di misura

Le metodologie per la misura dei fasori sincronizzati sono state implementate su calcolatore mediante l'ausilio del pacchetto software LabVIEW [50]. In particolare sono stati sviluppati due strumenti virtuali (*virtual instruments*, VIs) appositamente progettati per le applicazioni di misura nei sistemi elettrici di distribuzione.

Nello strumento virtuale "*Synchrophasor Measurement System*" sono state implementate due procedure flessibili per la valutazione dei fasori sincronizzati, contraddistinte ciascuna da una particolare scelta della durata della finestra di osservazione (fissa o adattabile) considerata per l'elaborazione di Fourier sul record di dati acquisito.

Il secondo strumento virtuale, denominato "*PMU prototype for three-phase distribution systems*", rappresenta una estensione dello strumento precedentemente realizzato che ben si adatta ad applicazioni di misura in cui è richiesta la valutazione continuativa e prolungata (campagne di monitoraggio) di molteplici grandezze presenti sulle reti trifase.

5.5.1 Lo strumento virtuale "*Synchrophasor Measurement System*"

In figura 5.6 è mostrato il pannello frontale del VI "*Synchrophasor Measurement System*", che fornisce una rappresentazione intuitiva dello strumento realizzato. In esso sono presenti tutti gli elementi di controllo (manopole, pulsanti, interruttori) con un aspetto simile a quello degli strumenti reali.

Nel pannello dello strumento è possibile visualizzare la sezione contenente i diversi parametri di acquisizione come la selezione dei canali di ingresso, la frequenza di campionamento e la larghezza del buffer, ovvero l'area di memoria del calcolatore riservata all'allocazione temporanea dei dati prima che questi siano processati. E' importante configurare al meglio tali parametri in funzione dei requisiti del processore impiegato ed in riferimento alla complessità di elaborazione dei dati.

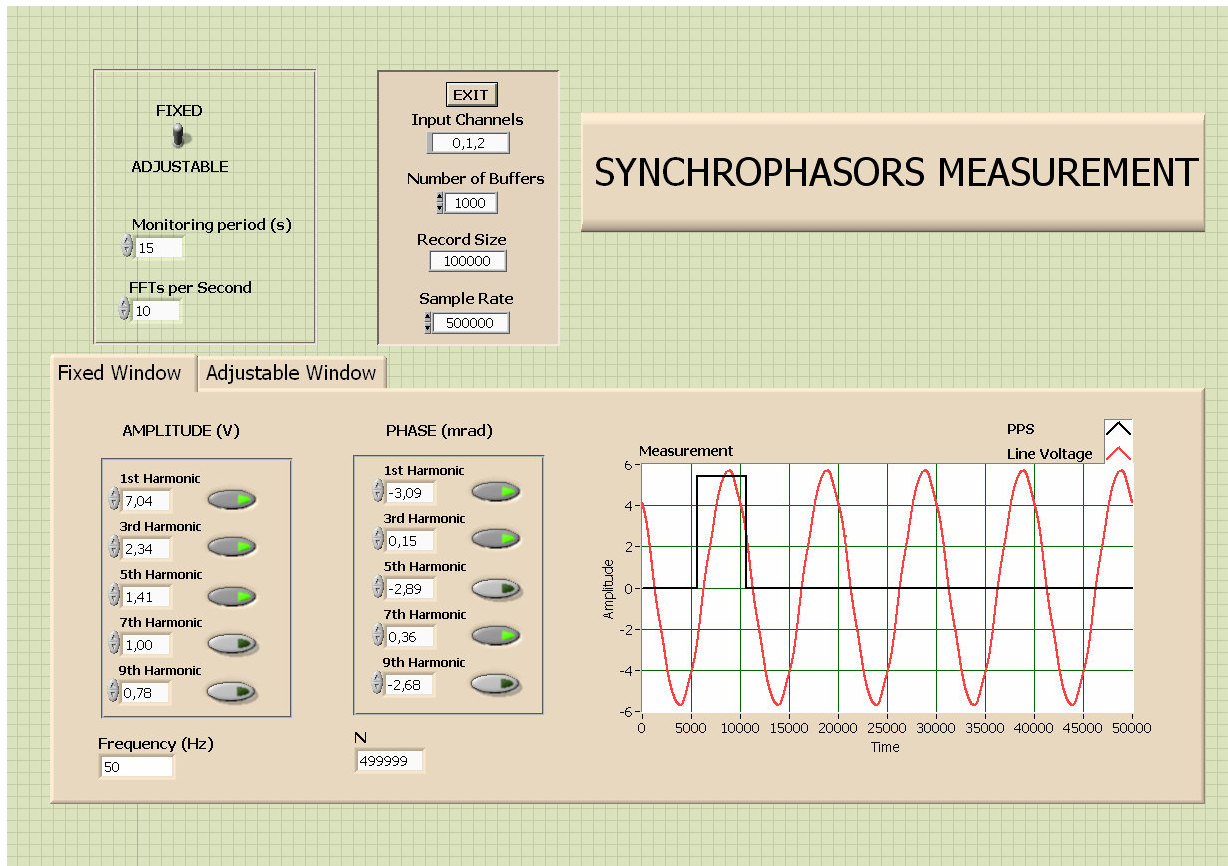


Figura 5.6 – Pannello frontale del VI “Synchrophasor Measurement System”

Dal pannello frontale è possibile impostare il periodo di monitoraggio del segnale acquisito e selezionare, in base alle applicazioni di interesse, il tipo di finestra da utilizzare per l’elaborazione di Fourier. Per applicazioni che richiedono l’adeguamento agli standard di misura dei sincrofasi è necessario considerare finestre di osservazione di durata fissa. Viceversa qualora si voglia affrontare l’indagine dei problemi di *power quality* è preferibile considerare finestre di durata adattabile, in funzione dell’effettiva frequenza f del segnale acquisito.

La sezione dei risultati è suddivisa in due pagine, specifiche a seconda della particolare procedura considerata. In particolare l’utente può decidere se utilizzare lo strumento per monitorare contemporaneamente tutte le ampiezze e le fasi armoniche del segnale oppure se monitorarne solo alcune di esse.

L’interfaccia grafica permette inoltre di osservare il segnale di tensione acquisito, unitamente al segnale di sincronizzazione PPS. Su ciascuna pagina è possibile visualizzare le ampiezze e le fasi di ciascuna componente armonica del segnale considerato. L’elaborazione fornisce

informazioni sulla frequenza effettiva f del segnale monitorato e sull'effettivo numero N di campioni presenti tra due fronti di salita PPS consecutivi, indicazione utilizzata per la procedura di riallocazione dei campioni.

Il diagramma a blocchi dello strumento è realizzato mediante l'impiego di strutture di tipo *sequence*, data la complessità delle funzionalità implementate. Tale struttura consente di avere sotto controllo l'ordine di esecuzione delle diverse istruzioni del programma (gestione del flusso di controllo). Il diagramma a blocchi relativo alla struttura *sequence* è costituito da quattro *frame*.

Nella prima finestra viene acquisito il segnale PPS ed in corrispondenza del fronte di salita di tale segnale (considerato come un vero e proprio *trigger*) viene attivata una variabile che effettua il conteggio del numero N dei campioni che intercorrono sino al successivo fronte di salita. In questo modo è possibile valutare, in modo continuativo, l'effettivo periodo di campionamento $T_s = \frac{1}{N}$, utilizzato per le computazioni effettuate sui record di dati.

Nel secondo *frame* viene eseguito il filtraggio del segnale di ingresso acquisito, utilizzato in seguito per valutare la frequenza effettiva f . Dal momento che in generale tale segnale presenterà un certo contenuto armonico è necessario l'impiego di un filtro; nello strumento considerato è stato adottato un filtro di Butterworth del quarto ordine.

Nella stessa finestra vengono inoltre "riposizionati", rispetto al fronte di salita del segnale di sincronizzazione PPS, i campioni temporali relativi al segnale acquisito. Per ogni osservazione che intercorre tra due PPS è quindi possibile accumulare i dati e raccogliarli in un unico record di grande dimensione.

Nel terzo *frame* è implementato un algoritmo per il rilevamento dei passaggi per lo zero della funzione "filtrata" (*zero crossing*). Questa informazione è necessaria per valutare sia il numero di campioni su cui deve effettivamente agire la FFT applicata sulla funzione "originaria" (specificatamente per la procedura a finestra adattabile), sia per la routine di compensazione della fase (specificatamente per la procedura a finestra fissa).

Nel quarto e ultimo *frame* vengono implementati gli algoritmi per la stima della ampiezza e della fase di ciascuna componente armonica del segnale. Il record precedentemente creato viene suddiviso in sottofinestre di osservazione, in base alla particolare procedura considerata (finestra fissa o finestra adattabile). In particolare in figura 5.7 è mostrata la realizzazione

della procedura di misura dei sincrofasi qualora si considerino sottofinestre di durata adattabile. Mediante l'applicazione di blocchi di processamento DFT su finestre di durata nota, in funzione dell'effettiva frequenza del segnale (determinata nel passaggio precedente), è possibile ottenere informazioni di ampiezza e fase sino alla quarantesima componente armonica.

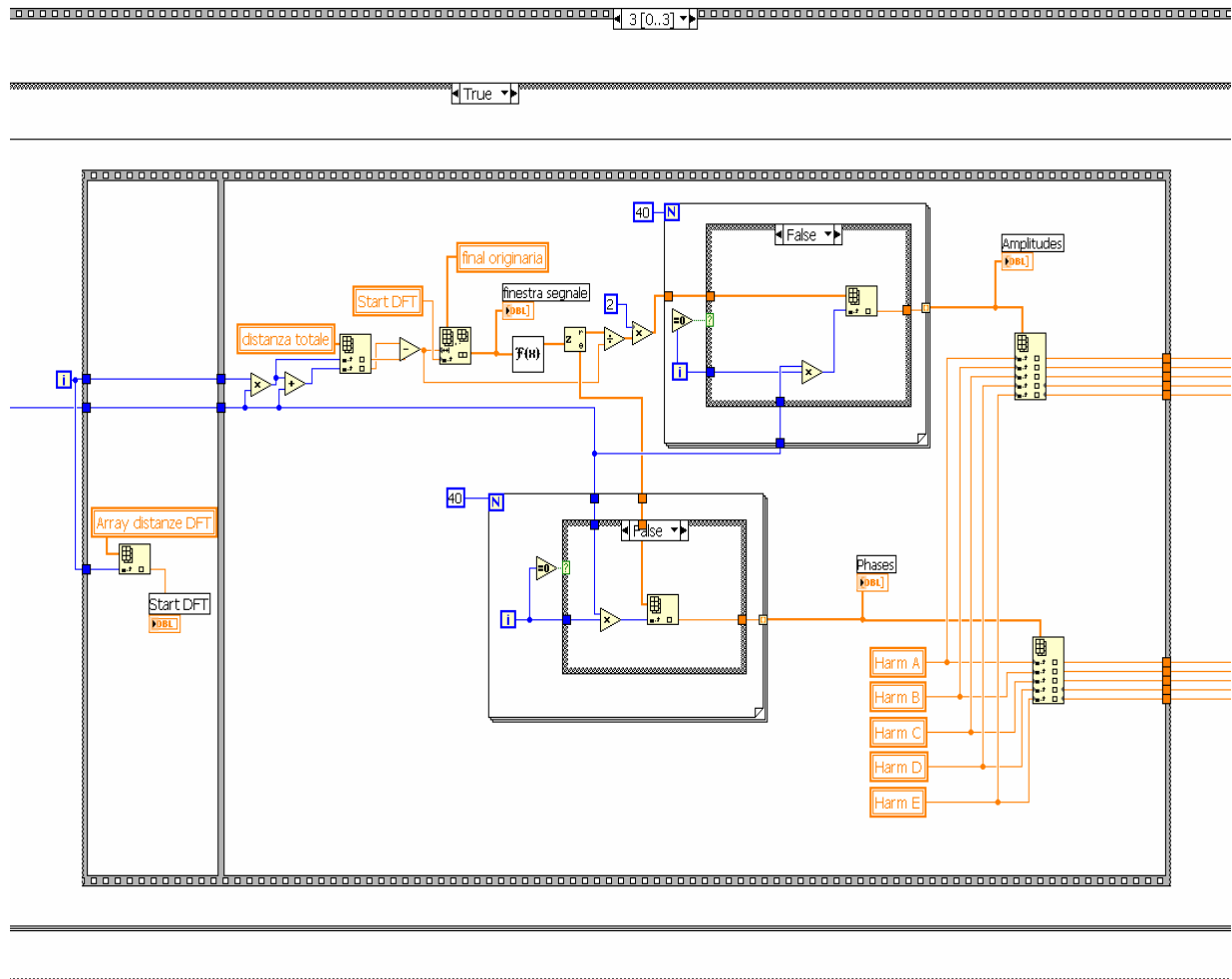


Figura 5.7 – Particolare del diagramma a blocchi del VI “Synchrophasor Measurement System”

5.5.2 Lo strumento virtuale “PMU prototype for three-phase distribution systems”

In figura 5.8 è riportato il pannello frontale dello strumento virtuale “PMU prototype for three-phase distribution systems”.

Anche in questo caso l'interfaccia consente di selezionare i parametri di acquisizione dei segnali considerati. Nel caso in esame vengono considerati quattro canali di ingresso (indicati

in figura come 0,1,2,3) rappresentati rispettivamente dalla sorgente di sincronizzazione PPS e dalla terna delle tensione acquisite, dopo opportuna trasduzione e condizionamento, dalla rete di distribuzione. L'andamento temporale delle tre forme d'onda in ingresso può essere visualizzato su un apposito grafico.

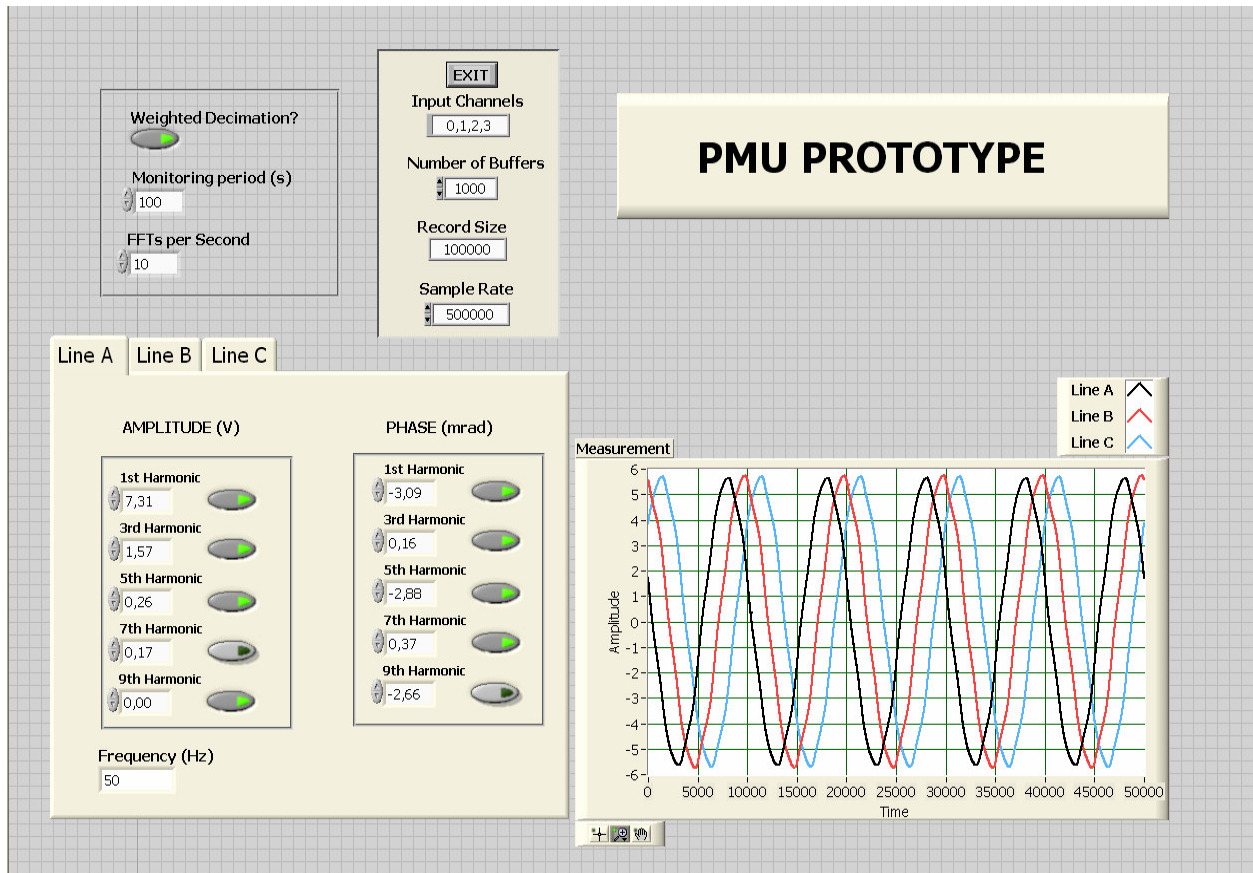


Figura 5.8 – Pannello frontale del VI “PMU prototype for three-phase distribution systems”

Nella parte alta del pannello sono presenti alcuni elementi di controllo, costituiti dal numero delle valutazioni fasoriali per secondo che devono essere effettuate (selettore “*FFTs per Second*”). L'utente ha inoltre la possibilità di specificare la durata dell'acquisizione e l'esecuzione o meno della routine che realizza l'algoritmo di “media pesata” (selettore “*Weighted Decimation?*”), in riferimento alla procedura di decimazione sul record dei dati.

La sezione dei risultati è suddivisa in tre pagine, in base alla particolare grandezza del sistema considerato (ad esempio le tre tensioni di fase V_a , V_b , V_c). Su ciascuna pagina vengono riportati i risultati dell'elaborazione, costituiti dalla stima delle ampiezze e delle fasi, in

riferimento alle prime cinque componenti armoniche di ordine dispari. In considerazione delle particolari esigenze di misura l'utente ha la possibilità di selezionare, nel modo più opportuno, le componenti armoniche di ciascuno dei tre segnali.

Per quanto concerne il diagramma a blocchi, analogamente allo strumento descritto in precedenza, sono state implementate le funzionalità per la misura della frequenza e per la valutazione dell'effettivo periodo di campionamento (utilizzabile nel seguito per la compensazione *post-processing* sulla fase).

In questo caso si rende necessaria la creazione di tre record di dati (uno per ogni componente del sistema trifase), su ciascuno dei quali vengono accumulati i campioni del segnale acquisito, opportunamente riposizionati rispetto al fronte di salita PPS.

In figura 5.9 è mostrato un particolare del diagramma a blocchi, specifico delle funzionalità per la misura dei fasori armonici sincronizzati. In particolare è possibile notare come i tre record di osservazione precedentemente definiti vengano suddivisi in sottofinestre di durata fissa e selezionabile dal pannello frontale.

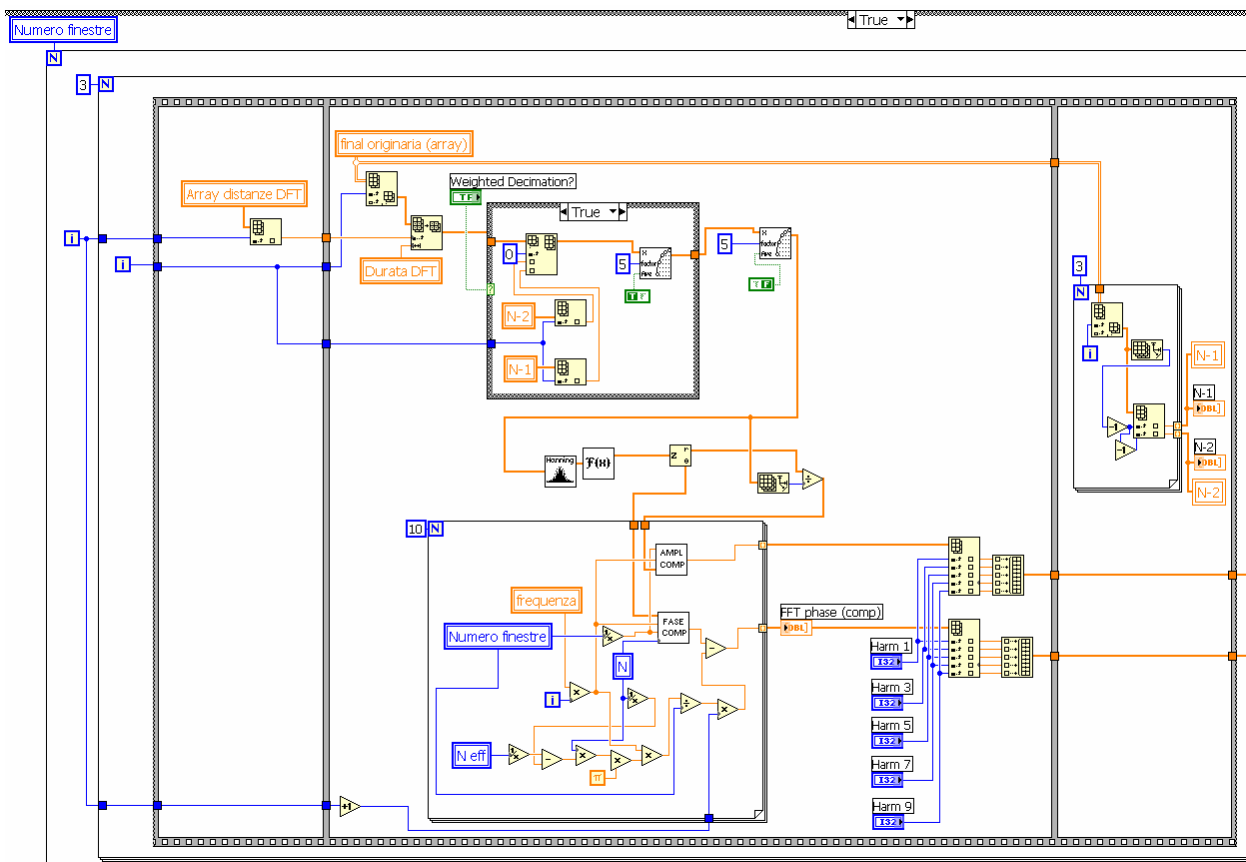


Figura 5.9 – Particolare del diagramma a blocchi del VI “PMU prototipe for three-phase distribution systems”

Su ciascuna sottofinestra viene implementato l'algoritmo di decimazione, in modo da ridurre di un fattore arbitrario il numero iniziale dei campioni. Per ridurre gli effetti di leakage, introdotti in presenza di campionamento non sincrono (condizione *off-frequency*), sono state utilizzate delle finestre di Hanning applicate sul segnale.

In figura 5.9 è possibile osservare la presenza di due sottostrumenti, denominati "*Amplitude Compensation*" e "*Phase Compensation*", che realizzano la compensazione di ampiezza e fase su ciascuna componente armonica dei tre segnali considerati.

Infine, per migliorare l'accuratezza sulla stima delle fasi è stata implementata una compensazione *post-processing*. Una strategia di questo tipo si rende necessaria per tener conto della presenza di offset sistematici sulle fasi introdotti dal fatto che la frequenza di campionamento nominale utilizzata (propria del sistema di acquisizione) differisce in generale dalla frequenza di campionamento effettiva, ottenuta considerando il numero effettivo di campioni occorrenti tra due riferimenti PPS consecutivi.

6 PROVE SPERIMENTALI E ANALISI DEI RISULTATI

6.1 Validazione delle procedure per la misura dei fasori sincronizzati

Per la validazione delle procedure di misura dei sincrofasi è stato realizzato un setup sperimentale *ad hoc* costituito da due stazioni di prova. Ciascuna stazione è formata da un ricevitore satellitare GPS e da un sistema per l'acquisizione dei segnali; la gestione dei processi viene affidata a strumenti virtuali appositamente sviluppati, descritti nel capitolo 5.

Nelle prove realizzate le due stazioni vengono utilizzate per misurare la fase assoluta della componente fondamentale e delle armoniche di uno stesso segnale applicato in ingresso. In ogni test lo stesso segnale di ingresso è stato applicato alle due unità di misura per un tempo di 20 secondi (corrispondente a 200 valutazioni di fase assoluta per ogni prova). In seguito viene effettuata un'analisi statistica, attraverso il calcolo del valor medio e della deviazione standard, della differenza tra le fasi ottenute sui singoli sistemi (fase relativa).

Su ciascuna unità di misura è disponibile un segnale di sincronizzazione PPS ricavato dall'impiego di ricevitori satellitari GPS (XL-750 della Symmetricom).

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche dei sistemi considerati.

La stazione di misura A comprende:

- computer desktop PC A (AMD Athlon XP 1800+ / 1.53 GHz, 512 MB di RAM)
- scheda di acquisizione National Instruments PCI-6132 (DAQ A).

La stazione di misura B è costituita da:

- computer desktop PC B (AMD Athlon 64 3500+ / 2.00 GHz, 2 GB di RAM)
- scheda di acquisizione Data Translation DT-9832 (DAQ B).

Le caratteristiche dei sistemi di acquisizione impiegati sono state illustrate nel capitolo precedente.

In figura 6.1 è fornita una rappresentazione schematica del setup sperimentale realizzato per la validazione delle procedure di misura.

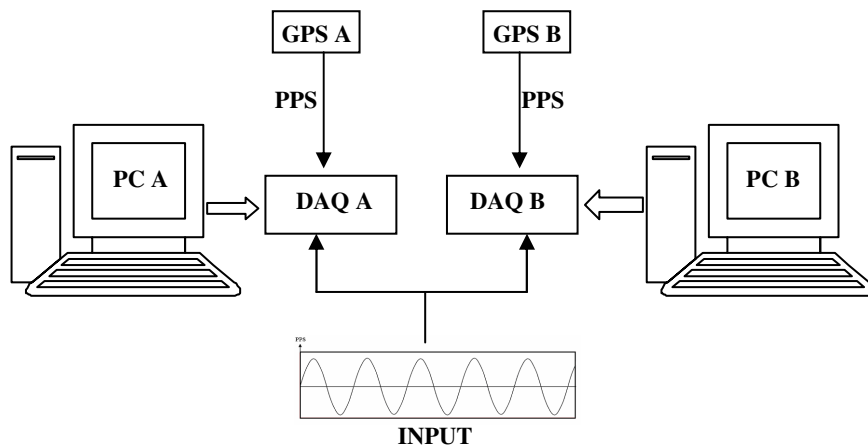


Figura 6.1 – Setup sperimentale per la validazione delle procedure di misura dei fasori sincronizzati

Per entrambe le schede di acquisizione viene considerata una frequenza di campionamento, su ogni canale, di 500 kSamples/s, selezionabile mediante le funzionalità offerte dalla strumentazione virtuale in ambiente LabVIEW.

La valutazione dei fasori armonici sincronizzati è stata effettuata considerando sia la procedura con finestra di osservazione di durata fissa che quella con finestra di durata variabile.

Le prove sperimentali condotte hanno riguardato:

- a) segnali forniti da generatore di funzioni;
- b) segnali acquisiti da una rete di distribuzione in bassa tensione.

6.1.1 Prove sperimentali con segnale fornito da generatore di funzioni

Nella prima serie di prove la tensione in ingresso è stata fornita da un generatore di funzioni di tipo Agilent 33120. Le prime prove sono state effettuate prendendo in considerazione segnali di ingresso con forma d'onda triangolare, caratterizzati quindi da un considerevole contenuto armonico.

La tabella 6.1 mostra i risultati delle prove effettuate alla frequenza nominale (50 Hz) utilizzando entrambe le procedure di misura.

Ordine armonico	Durata fissa		Durata adattabile	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.0	0.4	0.2	0.4
3	0.1	0.9	0.5	0.9
5	0.3	1.4	0.7	1.5
7	0.4	1.9	0.9	2.1
9	0.4	2.5	1.0	2.6
11	0.6	3.3	1.5	3.3

Tabella 6.1 – Differenze di fase con segnale triangolare a 50 Hz

I valori medi e le deviazioni standard delle differenze di fase risultano molto bassi, in accordo alle specifiche dei sistemi di misura, e crescono quasi linearmente all'aumentare dell'ordine armonico dal momento che essi possono essere attribuiti, in prima approssimazione, agli offset temporali presenti nelle stazioni di misura.

Per garantire una maggiore aderenza alle pratiche condizioni di funzionamento sono state eseguite delle prove variando la frequenza rispetto al valore nominale. In particolare, la tabella 6.2 mostra i risultati relativi all'acquisizione di un segnale triangolare di frequenza $f=50.1$ Hz.

Ordine armonico	Durata fissa		Durata adattabile	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.1	0.4	0.2	0.5
3	0.3	0.9	0.5	1.0
5	0.4	1.4	0.8	1.5
7	0.6	2.1	1.1	2.1
9	0.8	2.7	1.4	2.7
11	0.9	3.3	1.6	3.4

Tabella 6.2 – Differenze di fase con segnale triangolare a 50.1 Hz

L'accuratezza dei risultati conseguiti mediante l'impiego di entrambe le procedure di misura (finestra fissa e finestra adattabile) non cambia significativamente: i sistemi sviluppati mostrano un comportamento affidabile in riferimento alle pratiche applicazioni nei sistemi di distribuzione.

Prestazioni dello stesso livello sono ottenute considerando un segnale triangolare alla frequenza $f=51.465$ Hz (tabella 6.3). I risultati evidenziano il corretto comportamento dei sistemi di misura anche per valori di frequenza che si discostano considerevolmente da quelli nominali. E' bene osservare che in riferimento allo standard [9] nelle condizioni peggiori possono essere tollerate variazioni di frequenza, rispetto al valore nominale, del $\pm 15\%$ (42.5 Hz $\div 57.5$ Hz).

Ordine armonico	Durata fissa		Durata adattabile	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.1	0.5	0.1	0.6
3	0.2	1.0	0.3	1.5
5	0.3	1.5	0.5	2.5
7	0.4	2.1	0.7	3.5
9	0.6	2.8	0.9	4.5
11	0.7	3.5	1.2	5.4

Tabella 6.3 – Differenze di fase con segnale triangolare a 51.465 Hz

In modo da sottolineare l'importanza della strategia di compensazione di fase sviluppata per la procedura di misura con finestra di durata fissa, le stesse prove sono state ripetute disabilitando su una delle due stazioni di misura la routine di compensazione. I risultati ottenuti alla frequenza nominale ($f=50$ Hz) sono dello stesso ordine di grandezza di quelli ottenuti precedentemente in tabella 6.1: questo comportamento è prevedibile dal momento che per grandezze a frequenza nominale (quindi con numero intero di periodi nel record di osservazione) non è richiesta alcuna compensazione.

Per contro, già per piccoli scostamenti ($f=50.1$ Hz) è possibile avvertire sostanziali differenze

tra i risultati ottenuti utilizzando le due configurazioni di misura (tabella 6.4). Al crescere della frequenza ($f=51.465$ Hz) viene ulteriormente esaltato il diverso comportamento delle configurazioni di misura.

Ordine armonico	Con compensazione		Senza compensazione	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.1	0.4	32.7	0.5
3	0.3	0.9	94.2	0.9
5	0.4	1.4	157.0	1.4
7	0.6	2.1	219.8	2.0
9	0.8	2.7	282.6	2.5
11	0.9	3.3	345.5	3.1

Tabella 6.4 – Differenze di fase con onda triangolare a 50.1 Hz: su una stazione è disabilitata la compensazione

Per mostrare l'efficacia della procedura di riallocazione dei campioni sulla valutazione dei sincrofasi (descritta in dettaglio nel paragrafo 4.2.1) sono stati realizzati altri test disabilitando su ciascuna delle stazioni di misura tale funzionalità, come illustrato in tabella 6.5.

Ordine armonico	Con riallocazione	Senza riallocazione
	Valore medio (mrad)	Valore medio (mrad)
1	0.0	0.5
3	0.1	1.8
5	0.3	3.0
7	0.4	4.1
9	0.4	5.3
11	0.6	6.5

Tabella 6.5 – Differenze di fase con onda triangolare a 50 Hz: su una stazione è disabilitata la riallocazione dei campioni

Nelle prove condotte su un segnale triangolare a 50 Hz è possibile riscontrare un sostanziale incremento degli scarti di fase tra le stazioni. In questo caso vengono riportati solamente i valori medi delle fasi relative, dal momento che lo scostamento di fase introdotto, su ciascuna stazione, dal clock interno delle schede di acquisizione ha principalmente una natura sistematica.

Ulteriori test possono essere realizzati al fine di verificare le prestazioni di misura conseguibili adottando differenti algoritmi di misura sulle diverse unità. Specificatamente nella stazione A è applicata la procedura a finestra fissa, mentre nella stazione B è applicata la procedura a finestra adattabile. Come mostrato in tabella 6.6 (onda triangolare a 51.465 Hz) i valori medi e le deviazioni standard delle differenze di fase si mantengono molto bassi, anche all'aumentare dell'ordine armonico.

In conclusione è possibile affermare che l'accuratezza dei risultati conseguiti è compatibile con quanto richiesto nelle pratiche applicazioni di monitoraggio, gestione e controllo nei sistemi di distribuzione.

Ordine armonico	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.1	0.6
3	0.1	1.3
5	0.2	2.0
7	0.2	2.8
9	0.3	3.7
11	0.4	4.4

Tabella 6.6 – Differenze di fase con onda triangolare a 51.465 Hz: procedura a finestra fissa su una stazione e procedura a finestra adattabile sull'altra

6.1.2 Prove sperimentali con segnale acquisito su rete di distribuzione

Una seconda serie di prove è stata effettuata attraverso l'acquisizione del segnale da rete elettrica di distribuzione in bassa tensione. E' bene osservare che durante la sperimentazione le tensioni presentano un contenuto armonico limitato (indice di distorsione armonica THD di

circa il 4 %) rispetto a quello imposto, nelle precedenti prove, dai segnali ad onda triangolare. Questa evenienza rende più difficile la valutazione della fase assoluta delle componenti armoniche dei segnali acquisiti. Per questo motivo la seguente analisi è limitata alla nona armonica, dal momento che il contributo delle componenti di ordine superiore risulta praticamente trascurabile.

In una prima fase sono stati utilizzati due trasduttori di tensione attivi ad alta prestazione del tipo LEM CV 3-1000 (massima tensione di picco $U_p = 1$ kV; larghezza di banda di 500 kHz a -1 dB; accuratezza 0.2% U_p). Nelle diverse situazioni esaminate, di cui un esempio è mostrato in tabella 6.7, le deviazioni standard si mantengono limitate, risultando sicuramente accettabili per la maggior parte delle applicazioni nei sistemi elettrici di distribuzione.

Ordine armonico	Durata fissa		Durata adattabile	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.4	0.5	0.6	0.6
3	2.4	0.8	1.6	1.4
5	0.9	1.3	-0.4	2.3
7	1.0	3.7	-0.8	4.6
9	0.7	2.3	-1.8	4.3

Tabella 6.7 – Differenze di fase con tensione acquisita su rete elettrica in bassa tensione attraverso trasduttori attivi

Nella pratica usuale, specialmente per le reti di distribuzione in media tensione, vengono comunemente impiegati trasformatori di tensione e corrente a nucleo magnetico, indicati rispettivamente come TV e TA. Pertanto, in modo da valutare il comportamento dei sistemi di misura in riferimento a sistemi di traduzione di questo tipo, i dispositivi LEM CV 3-1000 sono stati sostituiti con due TV a nucleo magnetico del tipo IME TVVB (rapporto nominale 400 V/100 V; classe 0.5). Questi trasduttori di tensione sono utilizzati in combinazione con partitori resistivi per adeguare la tensione di uscita all'ingresso dei sistemi di acquisizione.

In tabella 6.8 sono riportati i risultati delle prove sperimentali che mostrano come, sebbene i due trasduttori siano identici (pertanto nella valutazione delle differenze si dovrebbe verificare

una sorta di “compensazione” degli errori), le prestazioni complessive dei sistemi di misura peggiorano sensibilmente, soprattutto al crescere dell’ordine armonico del segnale. In particolare è possibile osservare un incremento del valor medio, piuttosto che della deviazione standard, dal momento che il differente comportamento dei due trasduttori presenta una natura sistematica.

Ordine armonico	Durata fissa		Durata adattabile	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	2.8	0.6	3.1	0.6
3	-9.9	2.3	-6.5	1.2
5	-16.6	1.9	-14.2	2.8
7	3.3	2.1	13.3	2.7
9	53.7	4.6	46.4	3.4

Tabella 6.8 – Differenze di fase con tensione acquisita su rete elettrica in bassa tensione attraverso trasformatori di tensione a nucleo magnetico

In tabella 6.9 sono mostrati i risultati delle prove effettuate utilizzando trasduttori attivi di tensione su una stazione e trasformatori di tensione a nucleo magnetico sull’altra. La situazione diventa ancora più critica dal momento che in questo caso il comportamento armonico dei due dispositivi è senz’altro differente.

Ordine armonico	Durata fissa		Durata adattabile	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	12.5	0.8	15.8	1.1
3	63.3	1.8	74.3	2.1
5	-76.9	3.0	-78.8	2.3
7	-11.7	7.6	-13.8	3.9
9	-209.5	8.1	-194.1	7.6

Tabella 6.9 – Differenze di fase con tensione acquisita su rete elettrica in bassa tensione attraverso un TV su una stazione ed un trasduttore attivo sull’altra

6.2 Caratterizzazione di un prototipo PMU per applicazioni su sistemi trifase

Le tecniche di misura dei fasori armonici sincronizzati per applicazioni su sistemi trifase (trattate nel paragrafo 4.3) sono state impiegate per l'implementazione di un prototipo PMU, da utilizzare nell'ambito di campagne di misura di lunga durata per la valutazione delle grandezze (tensioni e correnti) presenti in rete.

Da un punto di vista pratico il prototipo PMU è costituito da due principali componenti hardware: un ricevitore GPS (XL-750 della Symmetricom) ed una piattaforma modulare PXI (1042Q della National Instruments) dotata di processore *embedded* e di un modulo di acquisizione (PXI-6133). Maggiori dettagli sulle caratteristiche di tali sistemi sono state fornite nel capitolo precedente.

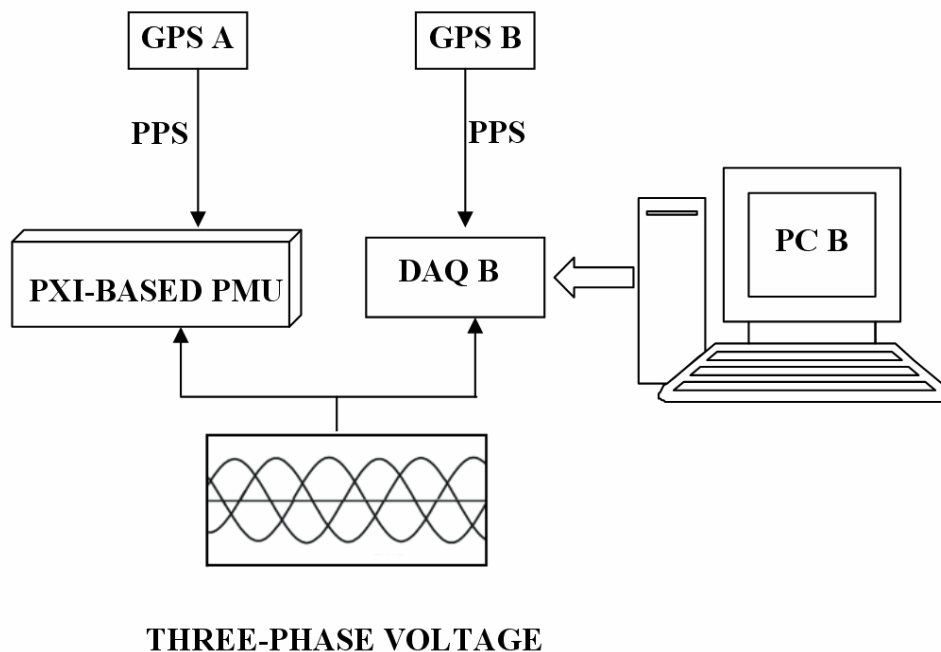


Figura 6.2 – Setup sperimentale per la caratterizzazione di un prototipo PMU per applicazioni su sistemi trifase

Il prototipo PMU è gestito mediante strumentazione virtuale implementata in ambiente LabVIEW, consentendo quindi di modificare, in modo semplice, le procedure di misura in accordo con i requisiti delle differenti applicazioni su campo.

Al fine di verificare le prestazioni conseguibili dall'unità PMU sviluppata sono state eseguite delle prove sperimentali su due stazioni di misura (figura 6.2) rappresentate, rispettivamente,

dallo stesso prototipo PMU e da un sistema da laboratorio munito di scheda di acquisizione esterna (DT 9832 della Data Translation).

Le due stazioni misurano le fasi delle componenti armoniche delle tensioni concatenate provenienti da una rete elettrica di distribuzione in bassa tensione. Analogamente alle prove effettuate in precedenza è stata effettuata un'analisi statistica delle fasi relative, attraverso il calcolo del valore medio e della deviazione standard.

Durante le prove la terna di tensioni acquisita è caratterizzata da un contenuto armonico limitato, rendendo quindi difficile la valutazione dei sincrofasori armonici. Per questa ragione l'analisi è stata limitata alla componente fondamentale del segnale e alle armoniche di ordine 5 e 7.

In una prima fase le tensioni concatenate sono state acquisite tramite trasduttori attivi di tensione ad alta prestazione (LEM CV 3-1000). Nei test condotti (di cui tabella 6.10 mostra un esempio) sia i valori medi che le deviazioni standard delle differenze di fase si mantengono limitati e tali da soddisfare i requisiti richiesti per la maggior parte delle applicazioni nei sistemi elettrici di distribuzione.

Ordine armonico	Tensione concatenata U_{ab}		Tensione concatenata U_{bc}	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	0.7	0.3	0.1	0.3
5	2.7	1.7	2.9	1.6
7	3.7	4.6	3.4	8.8

Tabella 6.10 – Differenze di fase con tensione acquisita su un sistema di distribuzione trifase attraverso trasduttori attivi su entrambe le stazioni

Nelle pratiche condizioni di funzionamento sulle reti di distribuzione è necessario considerare la presenza di trasduttori di diverso tipo, con differenti caratteristiche metrologiche. Per tener conto di questa esigenza sono state realizzate delle ulteriori prove, sostituendo su una delle due stazioni di misura i trasduttori attivi con i TV a nucleo magnetico (IME TVVB).

I risultati, riportati in tabella 6.11, mostrano considerevoli scostamenti tra le fasi, soprattutto

in riferimento ai valori medi. L'accuratezza complessiva nella misura dei fasori sincronizzati sulle reti di distribuzione risente sensibilmente del comportamento metrologico dei trasduttori in ingresso.

Ordine armonico	Tensione concatenata U_{ab}		Tensione concatenata U_{bc}	
	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)	Valore medio (mrad)	Deviazione standard (mrad)
1	5.4	0.4	3.7	0.4
5	25.1	7.0	35.2	7.7
7	47.5	5.5	47.4	11.4

Tabella 6.11 - Differenze di fase con tensione acquisita su un sistema di distribuzione trifase attraverso trasduttori attivi su una stazione e TV a nucleo magnetico sull'altra

6.3 Considerazioni

Le prove di caratterizzazione effettuate mostrano la validità delle procedure di misura implementate, che permettono di conseguire valori di accuratezza in linea con quanto richiesto nella maggior parte delle applicazioni di controllo e gestione sui sistemi di distribuzione.

E' tuttavia possibile osservare come l'impiego di trasformatori di tensione e corrente a nucleo magnetico, comporti un notevole abbassamento delle prestazioni di misura. La accuratezza di tali dispositivi è infatti generalmente limitata alla classe 0.5, in base a quanto prescritto dallo standard IEC 60044-2 [51], il quale stabilisce un massimo errore di fase di 6 mrad in corrispondenza della frequenza industriale. Anche se non vengono fornite ulteriori indicazioni sugli errori di fase relativi alla presenza di componenti armoniche, diversi lavori presenti in letteratura [52] mostrano chiaramente come gli errori di fase dei trasformatori di tensione crescano tanto più significativamente quanto più il valore della frequenza si discosta dal valore nominale.

I risultati ottenuti dalle prove di caratterizzazione condotte mediante l'impiego di tali dispositivi evidenziano come l'accuratezza complessiva della misura dei fasori sincronizzati

nelle reti di distribuzione risenta sensibilmente del comportamento metrologico dei trasduttori in ingresso, che rappresentano pertanto l'aspetto cruciale nella valutazione dell'incertezza di misura [39, 56] .

Per minimizzare gli effetti degli errori di fase e degli errori di rapporto introdotti dai trasformatori a nucleo magnetico, nelle PMU commerciali vengono generalmente implementate delle routine di compensazione in corrispondenza della frequenza fondamentale [41]. E' possibile estendere tali accorgimenti anche al caso dei fasori armonici sincronizzati; tuttavia una caratterizzazione accurata dei trasformatori sotto condizioni di funzionamento non sinusoidale non è facilmente praticabile [19]. Pertanto, anche dopo aver implementato una tale compensazione, è ragionevole attendersi una incertezza residua nei risultati di misura.

CONCLUSIONI

I recenti cambiamenti nella configurazione dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica comportano l'esigenza di sviluppare sistemi di misura distribuiti su larga scala per affrontare lo studio e l'analisi di problematiche di gestione, monitoraggio e controllo differenti da quelle tradizionalmente considerate.

In questo lavoro di tesi è stata affrontata la definizione e lo sviluppo di metodologie di misura finalizzate al monitoraggio delle reti elettriche di distribuzione. L'analisi condotta ha riguardato prevalentemente i sistemi di misura per i fasori sincronizzati, che oggi trovano larga diffusione per molteplici applicazioni di gestione e controllo nei sistemi elettrici di potenza.

Per la valutazione delle grandezze fasoriali vengono attualmente utilizzati i più svariati algoritmi, basati per lo più sull'impiego dell'analisi di Fourier. Sebbene, infatti, gli elementi base per la valutazione dei fasori risultino essere gli stessi, l'implementazione dell'algoritmo di misura può subire notevoli variazioni a seconda del particolare sistema considerato.

E' inoltre necessario osservare che ciascuna specifica applicazione influisce sulla strumentazione e sulle procedure di misura da adottare. La diversa natura dei disturbi che possono verificarsi in una rete di distribuzione rende problematica la definizione di metodologie di misura che assumano validità generale. E' pertanto auspicabile il ricorso a procedure caratterizzate da una notevole flessibilità, in modo tale che il loro impiego possa essere adattato alle diverse esigenze che si possono manifestare in un sistema di distribuzione.

Nel lavoro presentato sono state definite e sviluppate delle metodologie di misura, basate sull'impiego di accurate sorgenti di sincronizzazione, per il monitoraggio continuativo delle grandezze elettriche provenienti da diversi punti di un sistema di distribuzione, in termini di fasori sincronizzati.

Le procedure di misura proposte, diversamente da quelle implementate nei dispositivi presenti in commercio, sono basate su hardware e software di tipo *general-purpose*; in tal modo il sistema di misura realizzato può essere facilmente riconfigurato e riprogrammato, in base alle specifiche esigenze ed in relazione agli sviluppi futuri. L'impiego di sistemi di

acquisizione *general-purpose* ha reso necessaria l'implementazione di alcune procedure finalizzate a conseguire livelli di accuratezza per la sincronizzazione così come richiesto dallo Standard IEEE C37.118.

Le metodologie di misura dei fasori sincronizzati sono state applicate ad un sistema di misura ad architettura distribuita costituito da un insieme di stazioni di misura (PMU), sincronizzate tra loro, che utilizzano differenti configurazioni hardware di acquisizione.

Per la validazione delle procedure di misura dei sincrofasori sono state considerate delle stazioni di prova utilizzate per misurare la fase assoluta delle componenti armoniche di uno stesso segnale applicato in ingresso. La caratterizzazione delle procedure di misura è stata condotta mediante analisi statistica sui risultati delle prove sperimentali ripetute.

Le prove di caratterizzazione effettuate mostrano la validità delle procedure di misura implementate. I risultati sperimentali forniscono valori di accuratezza in linea con quanto richiesto nella maggior parte delle applicazioni di controllo e gestione sui sistemi di distribuzione. Dalle prove realizzate è tuttavia possibile osservare come l'impiego dei trasformatori di tensione e corrente a nucleo magnetico comporti un notevole abbassamento delle prestazioni di misura.

In conclusione è possibile affermare che l'accuratezza complessiva nella misura dei fasori sincronizzati nelle reti di distribuzione risente sensibilmente del comportamento metrologico dei trasduttori in ingresso. Come dimostrato più volte, l'accuratezza dei trasduttori rappresenta la principale causa di incertezza di misura sulle reti di distribuzione.

In bassa tensione il problema può essere risolto con l'utilizzo di trasduttori elettronici di tensione e corrente, che, diversamente dai normali trasformatori di misura a nucleo magnetico, garantiscono sufficiente accuratezza e larghezza di banda per i tipi di segnali distorti di interesse.

Per la media tensione è invece necessario implementare delle opportune compensazioni sugli errori di fase e sugli errori di rapporto introdotti dai trasformatori a nucleo magnetico. Tuttavia un'accurata caratterizzazione dei trasformatori in condizioni di funzionamento di regime non sinusoidale non è facilmente praticabile. E' quindi ragionevole attendersi una incertezza residua nei risultati di misura.

Ulteriori sviluppi della attività illustrata sono attualmente in corso. A breve le stazioni di misura basate su PXI verranno utilizzate nell'ambito di una campagna di monitoraggio di lunga durata su reti di distribuzione in media e bassa tensione.

BIBLIOGRAFIA

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Grossley, D. Kirschen, G. Strbac: "*Embedded generation*", IEE Power and Energy Series, 2000.
- [2] McDermott, T.E.; Dugan, R.C.: "*PQ, reliability and DG*", IEEE Industry Applications Magazine, Volume 9 , Issue: 5 , Sept.-Oct.2003, pp. 17 - 23.
- [3] P. P. Barker, R. W. de Mello: "*Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1- Radial Distribution Systems*", IEEE PES Summer Power Meeting, Seattle, WA, July 2000.
- [4] G. Celli, R. Cicoria, B. Colombo, R. Faranda, M. Lissandrin, F. Pilo, S. Poretta, L. Sfondrini, E. Tironi, G. Valtorta: "*La generazione distribuita e le tendenze dell'evoluzione della rete di distribuzione*", Atti della Giornata di Studio AEI La generazione distribuita: evoluzione e prospettive, Milano 8 maggio 2003, pp. 25-46.
- [5] J.C. Gómez, M.M. Morcos: "*Coordinating Overcurrent Protection and Voltage Sag in Distributed Generation Systems*", IEEE Power Engineering Review, February 2002, pp. 16-19.
- [6] S. M. Brahma, A. A. Girgis: "*Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation*", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, n. 1, 2004, pp. 56-63.
- [7] M. E. Baran, I. M. El-Markabi: "*A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders*", Power Systems, IEEE Transactions on Volume 22, Issue 1, Feb. 2007 Page(s):52 - 59
- [8] A. P. J. Rens, P. H. Swart: "*On techniques for the localization of multiple distortion sources in three-phase networks: time-domain verification*", ETEP, Vol. 11, No. 5, 2001, pp. 317-322.
- [9] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC 1994.
- [10] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in materia di qualità di servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, Milano, Dicembre 2004.
- [11] IEC 61000-4-30 - Power Quality Measurement Standard. Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.

- [12] IEEE Std. 1459-2000: "*Trial-Use Standard: definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced or unbalanced conditions*", January 2000.
- [13] E. J. Davis, A. E. Emanuel, D. J. Pileggi: "*Harmonic pollution metering: theoretical considerations*", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 15, n. 1, 2000, pp. 19-23.
- [14] C. Muscas: "*Assessment of electric power quality: indices for identifying disturbing loads*", ETEP European Transactions on Electrical Power, vol. 8, n.4, 1998, pp. 287-292.
- [15] D. Castaldo, A. Testa A. Ferrero, S. Salicone: "*An Index for Assessing the Responsibility for Injecting Periodic Disturbances*", L'Energia Elettrica, vol. 81, "Ricerche", 2004.
- [16] L.S. Czarnecki: "*Comments on active power flow and energy accounts in electrical systems with nonsinusoidal waveforms and asymmetry*", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, n. 3, 1996, pp. 1244-1250.
- [17] E. J. Davis, A. E. Emanuel, D. J. Pileggi: "*Evaluation of single-point measurements method for harmonic pollution cost allocation*", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, n. 1, 2000, pp. 14-18.
- [18] A. Ferrero, C. Muscas: "*On the selection of the "best" test waveform for calibrating electrical instruments under nonsinusoidal conditions*", IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, Vol. 49, N. 2, April 2000, pp. 382-387.
- [19] R. Sasdelli, C. Muscas, L. Peretto, R. Tinarelli: "*On the characterization of voltage and current transducers in steady-state distorted conditions*", ETEP European Transactions on Electrical Power, vol. 11, n. 6, 2001, pp. 365-370.
- [20] R. Sasdelli, C. Muscas, L. Peretto: "*A VI-based measurement system for sharing the customer and supply responsibility for harmonic distortion*", IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, Vol. 47, N. 5, 1998, pp. 1335-1340.
- [21] N. Locci, C. Muscas, L. Peretto, R. Sasdelli: "*A numerical approach to the evaluation of uncertainty in non-conventional measurements on power systems*", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 51, No. 4, August 2002, pp. 734-739.
- [22] N. Locci, C. Muscas, S. Sulis: "*Investigation on the accuracy of harmonic pollution metering techniques*", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 53, No. 4, August 2004, pp. 1140-1145.
- [23] L. Cristaldi, A. Ferrero, C. Muscas, S. Salicone, R. Tinarelli: "*The impact of Internet transmission on the uncertainty in the electric power quality estimation by means of a distributed measurement system*", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 52, No. 4, August 2003, pp. 1073-1078.
- [24] L. Cristaldi, A. Ferrero, C. Muscas, S. Salicone, R. Tinarelli: "*The effect of net latency on the uncertainty in distributed measurement systems*", Proc. of IEEE IMTC 2002, Anchorage, Alaska/USA, May 2002 pp. 1265-1269.

- [25] L. Cristaldi, A. Ferrero, S. Salicone: "A *distributed system for electric power quality measurement*", IEEE Trans. On Instrumentation and Measurement, vol. 51, n. 4, 2002, pp. 776-781.
- [26] C. Muscas, L. Peretto, R. Tinarelli, S. Sulis: "*Implementation of multi-point measurement techniques for PQ monitoring*", IEEE IMTC/2004, Como, 18-20 - Maggio 2004, Vol. 3, pp. 1626-1631.
- [27] A.G. Phadke: "*Synchronized phasor measurements in power systems*", IEEE Comp. Appl. Power, vol. 6, April 1993, pp. 10-15.
- [28] Phasor Technology and real-time dynamics monitoring system – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) - <http://www.phasor-rtdms.com>
- [29] D. Novosel, K. Vu, V. Centeno, S. Skok, M. Begovic: "*Benefits of Synchronized-Measurement Technology for Power-Grid*" Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences - 2007
- [30] C. N. Lu, J. H. Teng, W.-H. E. Liu: "*Distribution System State Estimation*" IEEE Trans. on Power System, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 229-236.
- [31] www.gps.gov
- [32] <http://www.glonass-ianc.rsa.ru>
- [33] http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/galileo/
- [34] <http://www.inrim.it/>
- [35] <http://www.nist.gov/>
- [36] J. Depablos, V. Centeno, A.G. Phadke, M. Ingram: "*Comparative testing of synchronized phasor measurement units*", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004, Virginia Tech., VA, USA, pp. 948-958.
- [37] IEEE 1344-1995, "*IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*", The Institute of Electrical and Electronic Engineers, New Jersey, 1995
- [38] IEEE Standard C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995): "*IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*", 2006.
- [39] E. O. Schweitzer III, G. Benmouyal, and A. Guzmán, "*Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electrical Power Systems*" Proc. 29th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 22–24, 2002.
- [40] B. H. Roeder: "*Absolute Phase in Power System Applications*", IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, Vol. 3, pp. 1681-1684.
- [41] Arbiter Systems - Model 1133A Power Sentinel, Functional Description. www.arbiter.com/ftp/datasheets/1133a_functional_description.pdf
- [42] D. Agrez: "*Estimation of the Instantaneous Periodic Parameters in the Frequency Domain*" IMTC 2006 – Instrumentation and Measurement Technology Conference Sorrento, Italy 24-27 April 2006

-
- [43] D. Agrez: “*Improving Phase Estimation With Leakage Minimization*”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 54, N. 4, August 2005, pp. 1347-1353.
- [44] IEC 61000-4-7 - Power Quality Measurement Standard. Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto.
- [45] P. Duhamel, M. Vetterli, “*Fast Fourier transforms: a tutorial review and a state of the art*” Signal Processing, 1990.
- [46] <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/it/nid/201936>
- [47] <http://www.datatranslation.eu/usb-data-acquisition.htm>
- [48] <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/en/nid/13909>
- [49] http://www.symmttm.com/pdf/Gps/um_XL-750.pdf
- [50] <http://www.ni.com/labview/>
- [51] IEC Standard 60044-2 (1997), Instrument Transformers – Part 2: Inductive Voltage Transformers, Geneva/Switzerland.
- [52] L. Cristaldi, A. Ferrero, R. Ottoboni: “*A VI-based equipment for the frequency-domain characterization of voltage transformers*”, IEEE IMTC/1997, Ottawa, 19-21 May 1997.
- [53] N. Locci, C. Muscas: “*Comparative analysis between active and passive current transducers in sinusoidal and distorted conditions*”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 50, N. 1, February 2001, pp. 123-128.