



Analisi dei protocolli di comunicazione e sincronizzazione per smart meter

Antonio del Giudice, Giorgio Graditi, Maria Valenti

SVILUPPO DI METODOLOGIE E STRUMENTI DI ANALISI DELLE PRESTAZIONI DI RETI DI SMART METER

Antonio del Giudice, Giorgio Graditi, Maria Valenti

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi

Obiettivo: Reti di poligenerazione distribuita

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Metriche Di Misura Avanzate Ed Architetture Di Concentratori Dati Intelligenti Per Reti Integrate Di Servizi"

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE	6
2 SMART METERING	7
2.1 SMART METERING NEL MONDO	7
2.2 ARCHITETTURA DI UNA AMI.....	8
2.2.1 <i>Smart Meter</i>	8
2.2.2 <i>Concentratori</i>	9
3 SINCRONIZZAZIONE DELLE MISURE NELLE RETI.....	10
3.1 I SINCRO-FASORI	10
3.2 INDICI DI PERFORMANCE PER MISURE REAL TIME.....	11
3.3 POWER QUALITY.....	12
4 INTEROPERABILITÀ.....	15
5 DESCRIZIONE DEL PROTOTIPO DI AMI PROGETTATO E SVILUPPATO E ANALISI DEI RISULTATI	16
5.1 OBIETTIVO DELLE ATTIVITÀ	16
5.2 SCELTA DEL PROTOCOLLO DI COMUNICAZIONE.....	16
5.2.1 <i>Caratteristiche generali del protocollo DLMS/COSEM</i>	17
5.2.2 <i>Definizione delle specifiche e implementazione nel prototipo</i>	22
5.3 SCELTA DEL PROTOCOLLO DI SINCRONIZZAZIONE	24
5.4 IMPLEMENTAZIONE DEL PROTOTIPO: CARATTERISTICHE HARDWARE	25
5.5 IMPLEMENTAZIONE DEL PROTOTIPO: CODICE DI GESTIONE DEI NODI.....	26
5.6 PROVE SPERIMENTALI E RISULTATI.....	27
6 CONCLUSIONI.....	28
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	29

Sommario

Il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato in data 4 marzo 2013 un Accordo di Programma in base al quale è concesso il contributo finanziario per l'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

In continuità con quanto sviluppato nella precedente annualità e con quanto pianificato nel piano triennale 2012-2014, i temi sviluppati nell'ambito del accordo di collaborazione tra ENEA e Seconda Università degli studi di Napoli (SUN) hanno riguardato lo sviluppo di metodologie di misura avanzate per reti di distribuzione asservite all'alimentazione di reti integrate di servizi per distretti energetici e la definizione delle specifiche dell'architettura di "concentratori dati intelligenti" che consentono l'interazione tra generazione e utilizzazione e prevedono accesso da remoto e pubblicazione dati. Nell'ambito di tale contesto il presente documento, suddiviso in due sezioni, riporta le attività svolte da ENEA:

- la prima affronta i temi generali dello Smart Metering e delle Smart Grids. Vengono elencati e descritti: i dispositivi fondamentali che compongono un'architettura di smart meter, gli strumenti utili ad effettuare misure dei parametri di rete, gli aspetti fondamentali e le principali normative legate alla Power Quality (PQ);
- la seconda sezione illustra le caratteristiche del prototipo di architettura AMI progettato e sviluppato e del meccanismo di sincronizzazione implementato, analizza i risultati ottenuti sui test di funzionalità condotti.

1 Introduzione

Il significativo incremento della generazione diffusa da fonti rinnovabili nel sistema elettrico, prevalentemente in aree a scarsa densità abitativa, a fronte di una concentrazione dei carichi energetici in aree densamente popolate come quelle urbane, ha determinato elementi di criticità nell'attuale sistema elettrico, evidenziando la necessità di rivedere le attuali modalità di gestione della rete stessa. Di qui, larga diffusione ha trovato il concetto di smart grid, generalmente intesa come rete intelligente che consente un controllo attivo e bidirezionale del vettore energetico lungo tutta la catena produzione-distribuzione. Dal punto di vista operativo, per rendere "smart" una rete strutturalmente passiva, come quella elettrica, con livelli d'investimento economicamente sostenibili, risulta fondamentale riutilizzare le infrastrutture preesistenti, laddove sia possibile, andando ad integrare piuttosto che a sostituire.

L'integrazione del sistema elettrico con tecnologie ICT, ad oggi già mature ed ampiamente adoperate, viene spesso utilizzata come definizione operativa delle smart grid. In altre parole, in una rete smart, lo scambio di informazioni, tra l'utenza e la produzione, diventa il driver per il coordinamento dei flussi di energia in ingresso ed in uscita, transitanti sul sistema elettrico. Prerequisito fondamentale per la realizzazione di una smart grid, quindi, è la possibilità di attingere alle informazioni caratterizzanti il funzionamento di rete in tempo reale o comunque con un "time step" sufficientemente ridotto da consentire il controllo e la regolazione della rete.

L'infrastruttura di misura preposta a tale compito viene generalmente indicata come "Advanced Metering Infrastructure" (che nel prosieguo indicheremo brevemente con l'acronimo AMI) la quale è costituita da un sistema integrato di contatori (Smart Meter, SM nel prosieguo), reti di comunicazione e sistemi di data management in grado di prelevare e scambiare misure e parametri di interesse, in maniera bidirezionale tra utility e consumatori. In tale accezione, quindi, gli Smart Meter rappresentano i nodi principali dell'infrastruttura di misura di una smart grid.

E' immediato comprendere che la corretta interoperabilità e comunicazione tra i dispositivi dell'infrastruttura è garantita solo in presenza di standard e linee guida riconosciute nella costruzione dei dispositivi, che rappresentano i componenti base dell'AMI. Se per la parte hardware, però, possono essere sufficienti precise linee guida, per gli aspetti relativi allo scambio dati tra dispositivi c'è la necessità di attenersi a protocolli standard di comunicazione. Solo in tal modo, infatti, sarà assicurata la compatibilità tra dispositivi, che in principio svolgono identiche funzioni, e la necessaria interoperabilità. Agli Smart Meter non si richiede, quindi, solo di svolgere una determinata funzione, ma di poterla attuare anche con dispositivi realizzati da costruttori diverse. Diversamente, in assenza di standardizzazione, i dispositivi prodotti da aziende che adottano protocolli diversi, potrebbero non essere in grado di comunicare, tra loro, perlomeno senza opportune e, talvolta, complesse modifiche.

Al fine di regolamentare l'attuale lacuna in termini di standardizzazione, i diversi attori coinvolti nel settore, stanno lavorando all'armonizzazione delle principali norme europee in termini di scambio di informazioni su reti elettriche e alla messa a punto di protocolli di comunicazione che possano essere adottati come standard.

Il protocollo individuato, utilizzato nel prototipo sperimentale implementato e discusso nel presente report, è il DLMS/COSEM, che si ritiene possa diventare lo standard di fatto in tema di scambio dati in una AMI. Il protocollo DLMS, pur ritenuto particolarmente idoneo allo scopo perseguito, presenta però lo svantaggio di non prevedere un meccanismo di sincronizzazione nativo. Al fine quindi di garantire la sincronizzazione dei nodi dell'infrastruttura, e un adeguato livello di qualità dell'energia consegnata all'utenza, è stato abbinato al protocollo di comunicazione, un meccanismo di sincronizzazione integrativo. I risultati ottenuti con l'integrazione, DLMS-sincronizzazione, realizzata, non sono reperibili in letteratura e presentano carattere di interesse scientifico ed innovatività. Risultati e dettaglio delle attività sperimentali condotte sono riportati nel prosieguo del documento.

2 Smart Metering

Già negli anni '90 sono stati implementati i primi strumenti/sistemi per fornire, alle aziende che operavano nel settore energia, dati più dettagliati sui consumi delle abitazioni e delle industrie. Le apparecchiature messe a punto erano in grado di collezionare misure sui consumi con un time step di 30 minuti.

La conoscenza di dati con un passo temporale più fitto, al limite in tempo reale, consente ai gestori delle utility (elettricità, acqua, gas,...) di gestire in maniera più sicura ed efficiente l'erogazione delle forniture con vantaggi evidenti per i vari soggetti coinvolti: produttore, distributore, consumatore finale. Pensando al settore elettrico, ad esempio, l'adozione di un sistema che offra servizi di misura avanzati dell'energia, permette una conoscenza dello stato della rete più puntuale e un miglior grado di previsione dei consumi con conseguente riduzione della probabilità di rischio da black-out.

La diffusione dei meter nella rete porta, inoltre, ad una localizzazione più precisa di eventuali mal funzionamenti e consente l'isolamento di parti della rete di minor estensione in caso di guasto. Infine, le informazioni sui consumi rese all'utilizzatore di energia, possono educarlo ad un comportamento più consapevole che lo potrebbe indurre a spostare alcuni carichi in momenti della giornata meno critici dal punto di vista della domanda e, quindi, più favorevoli in termini di costo dell'energia, con conseguenti benefici sia lato cliente che lato gestore.

Tutti questi motivi hanno focalizzato l'attenzione internazionale sulla necessità di diffusione degli *Smart Meter* e sulle problematiche connesse all'esigenza di integrazione nelle architetture AMI.

2.1 Smart metering nel Mondo

Le ragioni descritte nei precedenti paragrafi hanno indotto alcuni Paesi (utility, governi...) ad investire nello smart metering, prerequisito per l'abilitazione di servizi intelligenti e mezzo essenziale per l'attuazione di politiche di risparmio energetico.

Nel Regno Unito è stato recentemente presentato, per la prima volta, il programma di installazione degli smart meter, che prevede il suo completamento nel 2020. Tra gli obiettivi del programma anglosassone, l'introduzione delle nuove tecnologie, da un lato mira a sviluppare negli utenti una maggiore consapevolezza sulle modalità di utilizzo dell'energia, al fine di ottenere una riduzione degli sprechi e, di conseguenza, della spesa per la fornitura di energia dall'altro ad incentivare l'utilizzo dell'energia proveniente da fonti rinnovabili (adeguando i consumi alle ore di disponibilità). Mediamente un cittadino del Regno Unito spende, annualmente, circa £800 per il gas e £445 per l'elettricità. Il nuovo sistema di metering permetterà ad una singola utenza di risparmiare un minimo di £28 all'anno. Secondo le stime del governo, l'intera nazione risparmierà il 2% dell'attuale consumo di energia pari ad un risparmio sulle bollette di circa £100m.

Anche in Cina si contano molteplici progetti relativi alle Smart Grid, generalmente accomunati dall'obiettivo di incremento dell'efficienza e della sicurezza dell'intera rete energetica nazionale. Sul territorio del Pese asiatico, infatti, sono presenti 1.18 milioni di chilometri di vecchie linee di trasmissione che trasportano 3 milioni di GigaWatt di elettricità con una dissipazione di energia, legata al trasporto sulle linee di trasmissione, pari a circa il 7% del totale trasportato; tale quantità è destinata pesantemente ad incrementare, in termini assoluti, a causa della previsione del raddoppio della domanda di energia al 2020. Considerato che il 70% dell'energia, inoltre, è attualmente prodotto da fonti non rinnovabili, il governo cinese si è posto l'ulteriore obiettivo di raggiungimento del 15% di produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2020.

Negli USA, in particolare in California, l'installazione di un sistema di *Smart metering* è stata dettata dalla necessità di migliorare la qualità dell'energia consegnata agli utenti. In California si raggiunge il picco dei consumi durante l'estate e, per 50-100 ore all'anno, questo è dovuto al massiccio utilizzo di condizionatori. Nel 2006, l'Agenzia per l'Energia Statunitense ha approvato un progetto che prevedeva il potenziamento delle attuali capacità di comunicazione dei meter con nuove funzionalità che consentissero la possibilità di inviare misure, sui consumi di elettricità e gas, ogni ora. In questo modo, è stato possibile ridefinire i prezzi

dell'energia, differenziando per stagione ed ora della giornata, ed educando gli utenti a distribuire i consumi in maniera più uniforme nell'arco della giornata consentendo il peak-shifting.

A livello europeo, la Commissione ha avviato uno studio sul roll out di Smart Meter nei Paesi dell'Unione Europea. In particolare, gli investimenti all'interno dell'Unione ammontano, nei prossimi anni, a circa 45 miliardi con un installato previsto di 40 milioni di contatori gas (1 utente su 3) e 200 milioni di contatori dell'elettricità (3 utenti su 4). L'Italia, con il suo primato di circa 40 milioni di contatori elettronici intelligenti, che hanno sostituito sostituiti negli ultimi 10 anni i vecchi contatori elettromeccanici, presenta ad oggi la più estesa e capillare infrastruttura al mondo per la telegestione. Gli smart meter Enel sono dotati di funzionalità intelligenti quali: possibilità di disconnessione del carico, comunicazione di tipo bidirezionale ed architettura composta di soli dispositivi allo stato solido.

2.2 Architettura di una AMI

L'elemento principale di un'architettura AMI, è rappresentato dagli smart meter: i nodi principali della rete di misura intelligente di Smart Metering. Le informazioni sulle grandezze di interesse (es. elettriche), raccolte dagli SM vengono inviate ai dispositivi di regolazione automatica della rete. Questi ultimi, prese in consegna le misure richieste, le elaborano, estrapolando opportuni valori che consentono di ricavare i parametri di regolazione da applicare, per mantenere la rete in condizioni di stabilità ed efficienza.

Nel mezzo dell'architettura (tra SM e dispositivi di regolazione), vengono disposti i cosiddetti concentratori, dispositivi che, agendo ad un livello gerarchico più basso rispetto ai meccanismi di regolazione, sono responsabili di raccogliere i dati provenienti dai diversi meter visibili dalla loro sottorete, per poi inviarli al Management System. Le principali caratteristiche di smart meter e concentratori sono brevemente descritte nei successivi paragrafi.

2.2.1 Smart Meter

Uno dei compiti fondamentali di uno SM è quello di effettuare misure ed inviarle, su richiesta, al gestore della rete. Sulla base di queste misure, gli strumenti automatici di gestione e controllo della rete intraprendono azioni di regolazione atte a garantirne il corretto funzionamento. Le minime funzioni ad esso richieste sono:

- acquisizione delle grandezze di interesse;
- memorizzazione dei profili utente ed eventuali anomalie;
- scambio dati bidirezionale;
- verifica delle misure effettuate.



Figura 1 Esempio di Smart Meter

L'accuratezza della parte metrologica e la sincronizzazione tra gli strumenti rappresentano, pertanto, aspetti rilevanti che impattano sul funzionamento dell'intera rete e non solo sulla parte metering.

Misure non precise, con un livello di incertezza troppo alto, o poco affidabili anche per effetto di una mancata sincronizzazione, comportano il rischio di effettuare correzioni non necessarie o di mancare interventi tempestivi nel caso di effettiva necessità.

Altra caratteristica essenziale dello SM è la capacità di comunicare e scambiare dati. Le misure effettuate vengono inviate al centro di gestione della rete in maniera automatica, attraverso mezzi fisici o wireless.

La rete elettrica, ad esempio, rappresenta uno dei potenziali mezzi fisici, grazie alla possibilità di utilizzare i cavi di trasporto del vettore energetico anche per lo scambio di informazioni. Tramite la tecnologia PLC (Power Line Communication), infatti, è possibile trasmettere i dati in una banda di frequenza diversa rispetto a quella utilizzata per il trasporto dell'energia. Questo meccanismo funziona laddove la rete non è troppo inquinata da frequenze spurie o "disturbate". Allorquando non è possibile comunicare in maniera cablata, si possono prendere in considerazione tecnologie di tipo wireless come, ad esempio, quella GSM che presenta il grande vantaggio di coprire grandi distanze, compatibili con la possibilità di realizzare lo scambio informativo tra centrali e meter.

2.2.2 Concentratori

I concentratori sono quei dispositivi dell'infrastruttura AMI che, raccolti i dati provenienti dai meter presenti nella sottorete, li inviano al Management System. Le operazioni che svolgono i concentratori sui dati non sono ancora ben definite in letteratura. Un concentratore potrebbe, infatti, limitarsi ad effettuare la sola compressione dei dati raccolti ed il successivo inoltro, oppure, potrebbe intraprendere, sulla base dei dati elaborati, azioni specifiche, come quelle di emergenza (disconnessione di carichi, avvio di una procedura antifrode qualora gli SM si accorgessero di tentativi potenzialmente fraudolenti, etc..). In sintesi, un concentratore potrà attuare le seguenti funzioni:

- comunicare per mezzo di diversi mezzi fisici e diversi protocolli;
- raccogliere ed immagazzinare dati;
- attuare interventi in situazioni di emergenza.

3 Sincronizzazione delle misure nelle reti

La struttura di una rete attiva e intelligente, quale una smart grid, risulta molto più complessa di una rete passiva, sia per la presenza di un notevole numero di dispositivi elettronici (misuratori real time, Frequency Disturbance Recorders, State Estimators, etc.) che per la caratteristica di “distribuzione su larga scala” degli stessi nella rete di misura e controllo (di cui i dispositivi rappresentano i nodi). La situazione, inoltre, si complica ulteriormente in presenza di una rete alimentata anche da generatori a fonti rinnovabili.

Un sistema di questo tipo, deve essere, quindi, monitorato in maniera stringente tramite parametri che consentano di tenere sotto controllo la vulnerabilità, l’indice di sopravvivenza e l’affidabilità al fine di minimizzare i rischi di natura economica e di sicurezza che deriverebbero da eventuali decisioni errate conseguenti ad una cattiva qualità delle informazioni fornite dal sistema di misura.

I dati di misura, pertanto, devono risultare affidabili, aggiornati e continuamente sincronizzati tra loro, in maniera accurata. A tal proposito, una sintetica descrizione dei sincrofasori, dei principali indici di performance e degli aspetti di Power Quality è riportata nel presente paragrafo.

3.1 I sincro-fasori

I fasori sincronizzati danno la possibilità di effettuare misure di tipo “real time” di qualità elettriche su qualsiasi punto della rete opportunamente attrezzato. Dal punto di vista quantitativo un sincro-fasore non è altro che un fasore di una grandezza elettrica alternativa con frequenza fissata con l’aggiunta di un riferimento temporale assoluto. Il riferimento temporale è acquisito per mezzo di un sistema GPS ed è riferito al tempo dell’UTC. I sincro-fasori così collezionati hanno allegato un ta temporale di 8 byte; i primi quattro byte rappresentano il conteggio dei secondi dei cento anni a partire dal primo Gennaio 1970 e, come intero senza segno a 32 bit può contare fino a 136 anni ovvero fino all’anno 2106; tre byte sono poi riservati per rappresentare la frazione di secondo (con tre byte il secondo può essere frazionato in 16777216 parti ovvero circa 59.6nsec; se questa risoluzione è eccessiva, lo standard C37.118 permette all’utente di specificare una risoluzione meno performante); l’ultimo byte nell’ottetto contiene informazioni circa la qualità del tempo, e cioè, stato e accuracy relativa della sorgente del clock. La tabella seguente riporta alcune indicazioni elaborate circa la standardizzazione del numero di sincro-fasori che devono essere riportati in un secondo:

System Frequency:	50 Hz		60Hz				
Reporting Rates:	10	25	10	12	15	20	30

Figura 2 Tasso di acquisizione dei sincro-fasori

Un sincro-fasore deve mantenere l’accuratezza sulle misure di ampiezza e fase costante in certe condizioni operative. L’accuratezza di un sincro-fasore viene misurata da una grandezza chiamata TVE (Total Vector Error) definito come:

$$\varepsilon = \left(\sqrt{((X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2) / (X_r^2 + X_i^2)} \right) * 100 \quad (1)$$

dove:

- X_r e X_i : valore teorico del sincro-fasore esatto
- $X_r(n)$ e $X_i(n)$: valore del sincro-fasore stimato.

Relativamente al corretto utilizzo dei sincro-fasori, per effettuare una stima dello stato della rete, ci sono alcuni aspetti che vanno considerati. In primo luogo, risulta fondamentale la dislocazione fisica dei dispositivi di misura; infatti, va notato che, una volta scelti PMU (*Phasor Measurement Unit*) capaci di fare

misure di corrente sincronizzate, l'osservabilità del sistema può essere ottenuta posizionando i PMU in nodi opportuni all'interno della rete. In seconda battuta, ma non di minore importanza, va considerato il canale di comunicazione utilizzato per trasferire le informazioni contenute nei sincro-fasori. La banda va stimata in funzione del traffico effettivo previsto sulla tratta presa in considerazione e sulla frequenza di richiesta dei dati da parte dei management center. Ad esempio, scegliendo una frequenza di invio dei sincro-fasori di 60 per secondo e riportando le misure in virgola mobile, c'è bisogno di una banda di 64kbps; se invece scegliamo un tasso per i sincro-fasori di 12 per secondo, la banda necessaria scende a 4800bps. Va specificato infine che nella scelta della banda vanno tenute in considerazione non solo le necessità presenti ma anche quelle che potrebbero aggiungersi nel futuro.

Per completezza, si riporta di seguito una sintetica descrizione di: Phasor Measurement Unit (PMU), Frequency Disturbance Recorders (FDR) e State Estimator.

Phasor Measurement Unit (PMU)

PMU fornisce informazioni circa ampiezza e fase della tensione in real time. E' possibile ricavare il PMU per mezzo del campionamento sincro di tensione e corrente, ossia riferendosi ad una comune scala temporale dettata da un segnale di sincronismo dal GPS.

Frequency Disturbance Recorders (FDR)

Gli FDR sono dispositivi che misurano la frequenza di una corrente alternata e ne memorizzano il grafico in funzione del tempo. Questi dispositivi sono in grado di monitorare le fluttuazioni di frequenza nell'intero sistema elettrico. Le nuove tecniche FDR per applicazioni real time utilizzano i PMU per misurazioni su vaste aree; in tal modo possono essere osservati disturbi nel sistema e si può tracciare la sequenza di eventi che ha portato all'instabilità del sistema.

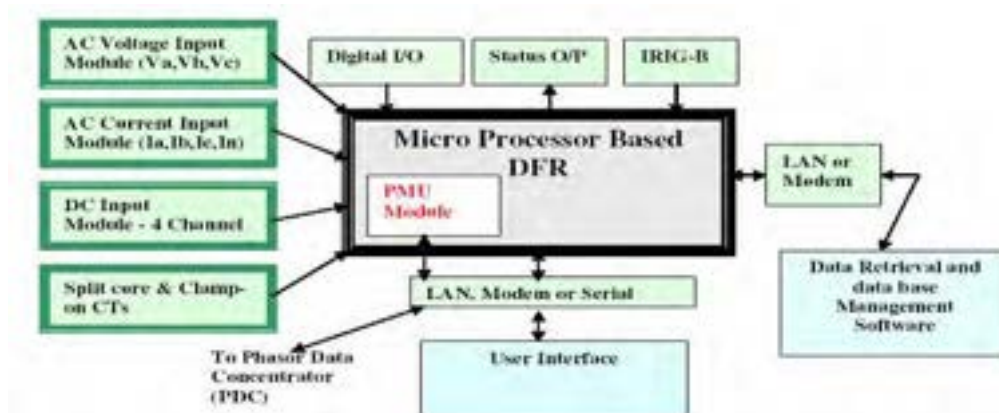


Figura 3 Modulo PMU integrato in un DFR

State Estimator.

Lo SE, utilizzando una modellazione matematica del problema, fornisce informazioni circa lo stato interno del sistema, noti gli stati di ingresso e uscita. Quindi SE, partendo da N insiemi di misure rappresentativi del sistema fisico, consente di ottenere una stima completa dello stato presente con un determinato livello di errore.

3.2 Indici di performance per misure real time

Un primo indice di performance è la **vulnerabilità**. Un sistema può essere definito invulnerabile se può resistere a tutti gli eventi anomali, evenienza praticamente impossibile nel caso di una rete energetica

reale, data la sua complessità, ulteriormente accresciuta dall'introduzione dei dispositivi di misura e comunicazione.

Facendo specifico riferimento alla rete elettrica, ad esempio, la sua vulnerabilità è legata a fattori quali lo sbilanciamento tra richiesta e produzione di energia; la mancanza di coordinazione tra operatori della rete e regolatori; la possibilità di sabotaggi dovuti ad atti terroristici o malfunzionamento di dispositivi dovuto ad eventi naturali, etc.. Data la natura probabilistica degli eventi in esame, la stima della vulnerabilità si effettua stabilendo matrici di rischio e valutando rimedi contro ogni contingenza.

L'indice di vulnerabilità fornisce una misura di quanto il sistema è lontano dalle condizioni di instabilità.

Altri indici che possono essere adoperati per misurare la vulnerabilità di un sistema sono:

- Power System Loss: indice che tiene conto del fatto che le perdite su una rete elettrica non dipendono solo dal sistema, ma anche dalla generazione; si misura considerando le perdite di energia attiva e reattiva del sistema, incluse quelle di generazione, quelle dovute alla linea elettrica e quelle dovute all'incremento o alla disconnessione del carico;
- Anticipated Loss of Load: esprime le situazioni di quasi equilibrio in cui si trova a lavorare la rete; è dato dalla relazione: Carico + Perdite = Generazione. In condizioni di sincronismo, la frequenza è governata dall'equilibrio del sistema così ogni condizione di "non equilibrio" può portare il sistema all'instabilità. Così per mantenere il sincronismo del sistema, il carico in eccesso può essere sottoposto a un meccanismo di disconnessione e pertanto la quantità di carico disconnesso, fornita dall'Anticipated Loss of Load, può essere usata come indice per valutare la vulnerabilità del sistema.

Un secondo indice di performance del sistema è l'indice di **sopravvivenza** di una rete elettrica. Esso è riferito alla somma delle tensioni nella topologia della rete che può mirare a determinare gli indici di livello di supporto, di affidabilità e stabilità per pesi predeterminati associati ad ogni criterio di performance. Dal punto di vista matematico l'indice di sopravvivenza può essere definito come:

$$S_i = \alpha \cdot V_{si} + \beta \cdot R_{si} + \gamma \cdot K_i \quad (2)$$

in cui:

- i = i -esimo campione di riferimento
- V_{si} = indice del supporto di tensione
- R_{si} = indice di affidabilità
- K_i = indice di stabilità della tensione
- α , β e γ = pesi moltiplicativi riferiti che determinano quanto ogni indice è importante per la proprietà di sopravvivenza del sistema.

Altri indici che esprimono le performance del sistema, sono quelli legati alla **stabilità della tensione**, che ci consentono di capire quanto un determinato punto di funzionamento è prossimo alla condizione di instabilità della tensione (ad esempio: Voltage Collapse Proximity Indicator (VCPI); Voltage Instability Predictor (VIPI)).

3.3 Power Quality

Con il termine Power Quality (PQ) si fa riferimento alla qualità dell'energia consegnata dal gestore di rete agli utenti. Nello specifico, col termine Power Quality si intende generalmente esprimere la qualità della forma d'onda di tensione. In alcuni casi, la valutazione della PQ viene effettuata facendo riferimento alla combinazione di tensione e corrente o ancora a parametri come la continuità della fornitura e l'affidabilità. Al fine di fornire una definizione unica, sono nati svariati comitati che intendono promuovere l'utilizzo degli standard che consentono di ottenere un'interpretazione più oggettiva della PQ.

Secondo lo standard IEC 61000-4-30 il termine PQ sta ad indicare le caratteristiche elettriche in un determinato punto di un sistema, valutate riferendosi ad un insieme di parametri tecnici di riferimento.

In generale, una variazione dei parametri fondamentali della tensione di rete può essere frutto di fenomeni perturbativi “di regime” o di natura “transitoria”.

I fenomeni di regime possono essere: variazioni della fondamentale della tensione; sbilanciamenti; distorsioni (armoniche spurie, buchi di tensione, rumore). Gli effetti di questi fenomeni si ripercuotono sulle utenze collegate alla rete che vengono danneggiate accorciandone il tempo di vita. Questo tipo di fenomeni è generalmente semplice da osservare con strumenti non troppo complessi, fatta eccezione per i buchi di tensione che sono osservabili solo con strumenti che possiedono una frequenza di campionamento molto elevata.

I fenomeni transitori inficiano la qualità dell’energia. Questi possono essere: impulsi e oscillazioni; variazioni dell’ampiezza della fondamentale in tempi brevi; fluttuazioni della tensione di rete (flickering); variazioni della frequenza della fondamentale. Questi fenomeni hanno conseguenza, anche, sulla sicurezza dell’utilizzatore oltre che sui dispositivi.

Per poter valutare la qualità dell’energia consegnata agli utilizzatori, si seguono delle procedure possibilmente dettate da standard in modo da avere risultati oggettivamente confrontabili.

Tra gli standard per la valutazione della PQ ricordiamo i seguenti:

- IEEE 1159-1995
- IEEE 1459-2010
- EN 50160-2007
- IEC 61000-4

Non esistendo strumenti universali, generalmente per avere un riscontro oggettivo di cosa sta accadendo alle forme d’onda di tensione e corrente; pertanto si fa riferimento ad un processo a step.

Lo standard IEC 61000-4-30, ad esempio, fornisce delle linee guida per poter valutare la PQ in un determinato punto del sistema elettrico considerato, basate su un processo di valutazione suddiviso nelle seguenti fasi:

- Scelta degli indici di riferimento
- Individuazione dei metodi di misura
- Scelta della strumentazione
- Individuazione degli standard da considerare

Relativamente al primo punto, gli indici di riferimento che tipicamente si considerano sono: deviazioni di tensione e frequenza dai valori nominali; distorsioni della forma d’onda di tensione e sbilanciamenti. Meno utilizzati, ma comunque importanti, sono: distorsione della forma d’onda di corrente; surriscaldamento dei dispositivi; importanza del flickering; proporzione tra distribuzione di potenza attiva e reattiva.

I metodi di misura per la valutazione della PQ si basano su algoritmi di digital signal processing e possono essere raggruppati in due grandi classi:

- Metodi di Data Decomposition: DFT, FFT, DWT, basati sull’analisi di Fourier
- Metodi parametrici: MUSIC (Multiple Signal Classification), basati su metodologia autoregressiva.

Tra queste due macro-classi si individueranno tipicamente i metodi misura da applicare.

La scelta della strumentazione adeguata, invece, è funzione del tipo di misura da effettuare: centralizzata o distribuita. Successivamente, si passa alla valutazione dell’incertezza introdotta dagli strumenti nel processo di misura; se tale valore rientra nei parametri accettabili per la misura che ci si appresta a fare, è possibile procedere alla posa degli strumenti e alla successiva raccolta dei dati di misura.

Di seguito la formulazione di due indici per la PQ, la deviazione di tensione e di frequenza.

$$\delta V = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100[\%] \quad (3)$$

$$\delta f = \frac{\Delta f}{f_n} \cdot 100[\%] \quad (4)$$

Dove V e f sono i valori misurati e V_n , f_n sono i valori nominali.

Per la valutazione della qualità della forma d'onda si utilizzano i seguenti parametri:

- Total Harmonic Distortion (THD)
- Total Interharmonic Distortion (TIHDS)
- Distortion Band Factor (DBF)

Uno dei risultati auspicabili nel prossimo futuro nel campo delle misure per PQ è la redazione di una guida dove siano elencate tutte le procedure e gli standard di riferimento per ottenere misure oggettivamente apprezzabili.

4 Interoperabilità

In condizioni di interoperabilità, un sistema è capace di scambiare informazioni o servizi con altri sistemi, anche di produttori differenti. L'interoperabilità consente, quindi, ad architetture aperte comprensive dei software che le governano, di interagire con altri sistemi e/o tecnologie, condividendo e utilizzando informazioni e dati.

L'interoperabilità, è una delle abilità base che si richiedono ai componenti di una smart grid. In una rete intelligente, infatti, un elevato numero di dispositivi smart e sistemi che sono composti da hardware, mezzi di collegamento (wired e wireless) e software prodotti per lo più da entità differenti, interagiscono fra loro. L'interoperabilità è possibile sulla base di un set di standard aperti, meglio se liberamente disponibili.

I dispositivi di misura da installare, come richiamato nell'introduzione, saranno nodi che compongono reti di comunicazione e dovranno, pertanto, essere fortemente orientati allo scambio di informazioni; due dispositivi destinati al monitoraggio della stessa rete che hanno limitazioni o difficoltà a comunicare tra loro, ad esempio, renderebbero, di fatto, la gestione della rete scadente se non impossibile. D'altra parte se gli stessi dispositivi comunicassero per mezzo di soli protocolli proprietari, non sarebbe possibile rendere libera la concorrenza e, quindi, garantire progressi nel settore dello smart metering.

L'adozione di standard aperti per la comunicazione e lo scambio di dati e parametri permette, invece, a tutti l'accesso al mercato dei dispositivi per smart grid e conseguentemente garantisce l'efficienza e l'accuratezza di tali dispositivi anche in un'ottica di continuo miglioramento. Data l'importanza del tema sono nate, come per altre problematiche legate alle smart grid e al metering, associazioni specifiche che hanno come finalità lo studio e la ricerca del modo migliore per garantire l'interoperabilità e la cooperazione tra dispositivi dedicati alle Smart Grid; nel 2004, ad esempio, il DOE (U.S. Department of Energy) ha istituito, con tale obiettivo, il GWAC (GridWise Architecture Council).

Nel maggio 2009, il NIST (*National Institute of Standards and Technology*) ha rilasciato un insieme preliminare di 16 standard riferiti all'interoperabilità, che includono direttive per lo sviluppo di meter e componenti per la generazione distribuita e sicurezza delle reti.

Successivamente, ancora il NIST, ha dedicato un gruppo di lavoro specifico a questa attività: SGIP (*Smart Grid Interoperability Panel*). Tale gruppo ha la responsabilità di incoraggiare e facilitare la cooperazione tra investitori privati e pubblici nello sviluppo ed il mantenimento di strutture che accolgano standard per smart grid, non preoccupandosi nello specifico dello sviluppo degli standard ma, piuttosto, studiando come incrementarne l'adozione, al fine di garantire l'interoperabilità dei sistemi in rete. In definitiva, i principali compiti del SGIP sono:

- facilitare lo sviluppo di standard per l'interoperabilità delle SG;
- identificare i requisiti di testing e di certificazione necessari per provare la robustezza dei dispositivi;
- supervisionare le performance di queste attività;
- diffondere i risultati ottenuti ed informare continuamente;
- eliminare le barriere burocratiche per le collaborazioni internazionali.

Uno dei principali output del SGIP è il Catalog of Standards, una raccolta di standard per smart grid, punto di riferimento anche per le pratiche costruttive e di sviluppo dei dispositivi dedicati alle reti intelligenti.

5 Descrizione del prototipo di AMI progettato e sviluppato e analisi dei risultati

5.1 Obiettivo delle attività

Come sinteticamente evidenziato nei paragrafi introduttivi, prerequisito fondamentale per la realizzazione di un'infrastruttura AMI che possa costituire, insieme alla rete di utilizzatori e generatori, una smart grid è rappresentato dalla necessità di garantire l'interoperabilità e la cooperazione tra dispositivi e sensori che costituiscono l'architettura di comunicazione della rete. Entrambe le questioni (interoperabilità, sincronizzazione), trattate in letteratura, sono ancora oggetto di studio ed approfondimento, data la problematica ancora aperta legata all'individuazione di protocolli e meccanismi che possano essere riconosciuti come standard applicativi nella comunicazione tra meter presenti in una rete di distribuzione di energia.

Alla luce di tali premesse, il principale obiettivo delle attività descritte in questo report ha riguardato la progettazione e la messa a punto di una architettura AMI e il testing sperimentale della stessa in ambiente simulazione.

Nello specifico, la prima fase del lavoro si è focalizzata sullo studio e la comparazione dei protocolli di comunicazione. L'analisi, finalizzata all'individuazione del protocollo che presentasse caratteristiche tali da farlo ritenere maggiormente idoneo a divenire uno standard per applicazioni smart grid, ha condotto alla scelta del protocollo DLMS/COSEM.

Nella seconda fase del lavoro, utilizzando la stessa logica della precedente fase, si è passati allo studio e alla ricerca di un meccanismo di sincronizzazione da adoperare nell'implementazione dell'architettura. Il protocollo scelto è il TPSN. Entrando nel vivo della creazione del prototipo, si è, quindi, proceduto alla progettazione di dettaglio e all'implementazione dell'infrastruttura su cui sono stati, infine, condotti i test di funzionalità, di cui si riportano i risultati nella parte conclusiva del report.

Va evidenziato che il lavoro svolto presenta carattere di interesse scientifico e originalità, data l'assenza, in letteratura, di pubblicazioni o lavori relativi ad un'infrastruttura AMI basata su protocollo di comunicazione DLMS integrato con meccanismo di sincronizzazione TPSN.

5.2 Scelta del protocollo di comunicazione

La realizzazione di una AMI richiede regole e standard ai quali tutti i produttori di dispositivi di misura possano rifarsi per mettere in comunicazione dispositivi prodotti da aziende diverse. In particolare nasce il bisogno di stabilire delle definizioni univoche, ad esempio per le grandezze energetiche di interesse, nonché la necessità di ricercare standard di comunicazione comuni che permettano uno scambio dati affidabile e comprensibile a tutti.

Alla luce di queste premesse, sono nati svariati protocolli, ossia linguaggi comuni per mezzo dei quali dispositivi diversi possono scambiare informazioni in maniera univoca.

A partire da dati presenti in letteratura, si è proceduto all'analisi e alla comparazione delle caratteristiche di tre linguaggi: SML, proposto come standard dagli enti tedeschi, PRIME e DLMS. La particolare "struttura orientata ad oggetti" ha portato alla scelta del DLMS (Device Language Message Specification), come protocollo per il prototipo implementato; grazie a tale tipologia di struttura, infatti, il DLMS presenta caratteristiche di compatibilità, indipendenza e modularità che rendono tale protocollo, il più probabile candidato alla standardizzazione per la costituzione di un linguaggio unico di comunicazione.

5.2.1 Caratteristiche generali del protocollo DLMS/COSEM

DLMS

Il linguaggio DLMS nasce come concetto generalizzato per permettere la creazione di modelli astratti di entità che devono comunicare pur non conoscendosi inizialmente. L'associazione "DLMS User Association", funge da riferimento e supporto agli utilizzatori di DLMS, occupandosi, inoltre, di sviluppare e mantenere le specifiche, nonché di sviluppare test di conformità. L'associazione, che intende promuovere l'utilizzo del protocollo come standard nella comunicazione tra meter presenti in una rete di distribuzione di energia, è aperta a costruttori, utilizzatori ed enti regolatori.

I principali compiti della "DLMS User Association" sono sintetizzati nella figura seguente.

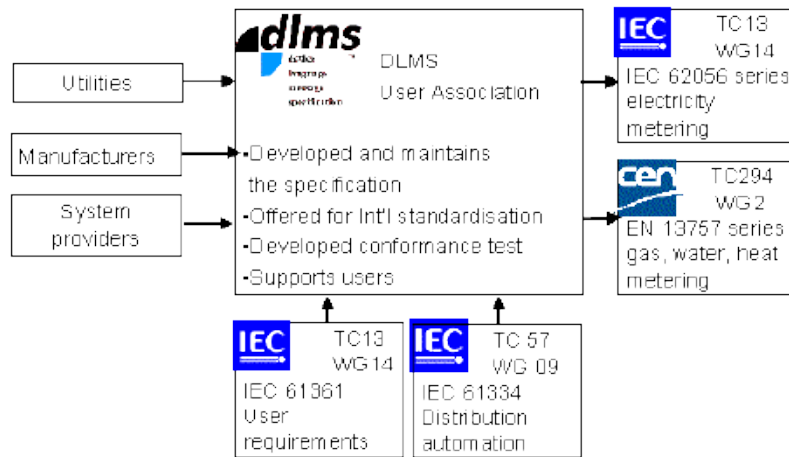


Figura 4: DLMS User Association

Il DLMS è uno standard di tipo aperto ratificato come IEC 61334-4-41. La tipica struttura di un dispositivo DLMS compliant e le relative norme che lo accompagnano è sintetizzata in Figura 5.

Relativamente alle specifiche di alto livello, si fa riferimento alle norme IEC 61361 e CEN TC294. In queste norme vengono stabiliti i requisiti minimi per un contatore affinché possa comunicare con altri dispositivi DLMS. Vengono, in particolare, stabiliti tutti i tipi di misure che il contatore deve essere in grado di rilevare e le relative modalità di invio, su richiesta di un client remoto, oltre ai requisiti in termini di performance che il dispositivo deve garantire. Il DLMS, inoltre, è uno standard adatto non solo alle sole reti elettriche, ma anche alle reti di altri vettori energetici, quali gas, calore ed acqua. Le normative che fisseranno la regolamentazione per questi altri tipi di contatori saranno emesse dal CEN TC294 in cooperazione con IEC TC13.



Figura 5: Struttura di un dispositivo DLMS compliant

Come anticipato, il DLMS si basa sulla “struttura orientata ad oggetti”. Questo meccanismo di comunicazione consente di leggere, con le medesime procedure, dati applicativi generati da dispositivi provenienti da costruttori differenti. Inoltre, grazie alla possibilità di interagire con mezzi fisici molto diversi tra loro, sia wireless che wired, il DLMS risulta indipendente anche dal mezzo di comunicazione, coprendo così le attuali esigenze di mercato che vedono una grande diffusione di svariati tipi di dispositivi input-output (computer portatili, palmari, tablet, smartphone).

In definitiva, come riassunto in Figura 6, il protocollo DLMS risultando completamente indipendente dai layer sottostanti, compreso quello fisico che può essere di natura molto variegata, risulta indipendente dal costruttore, dal contatore e dal mezzo di comunicazione.

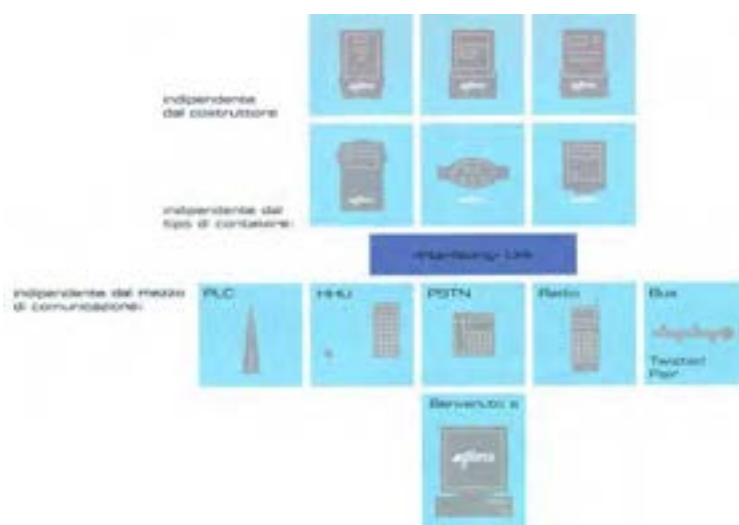


Figura 6: Indipendenza del protocollo DLMS

Ultima delle tre caratteristiche fondamentali del protocollo, è rappresentata dalla modularità che consente di espandere i sistemi, in funzione delle specifiche esigenze, a costi di riconfigurazione ridotti e in maniera semplice e diretta. La caratteristica di modularità, ovviamente, acquista particolare interesse e valore in uno scenario, quale quello energetico, fortemente in evoluzione.

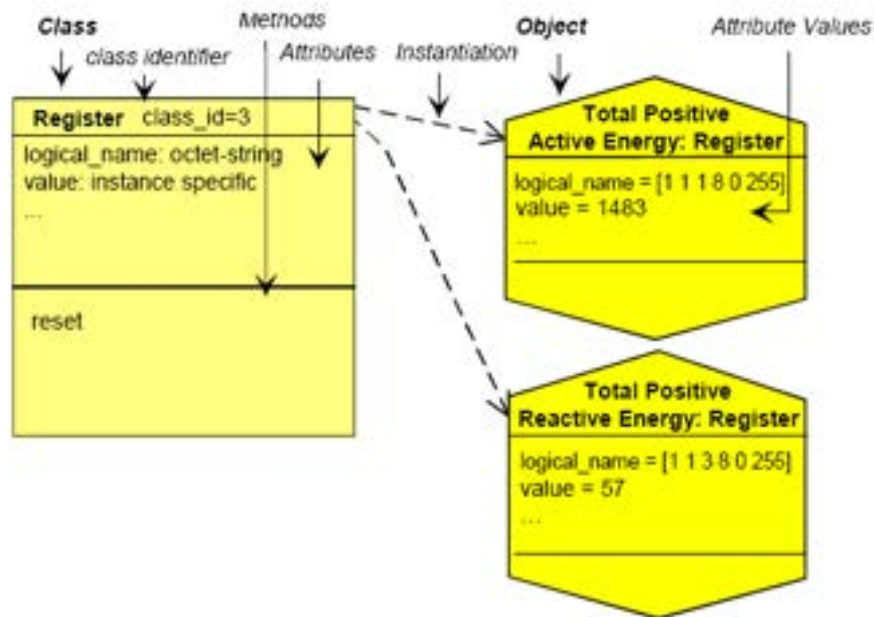
Il DLMS, inoltre, è di tipo plug-and-play. A partire dalle specifiche, quindi, è di facile implementazione, e conseguente estensione, nel contesto di applicazione. Bisogna però fare attenzione ad espandere il contatore con moduli di comunicazione appropriati; infatti l'unica cosa che non può essere prevista dalla casa costruttrice è il mezzo fisico sul quale il contatore si appoggerà, data la grande flessibilità che il protocollo ha in tal senso.

DLMS si propone di raggiungere alti standard di efficienza attraverso l'indipendenza dei dispositivi.

COSEM

COSEM (Companion Specification for Energy Metering) basandosi su standard già noti e maturi, stabilisce le regole per lo scambio di informazioni tra meter.

Un Oggetto, così come descritto in molti linguaggi di programmazione, è un insieme di Metodi ed Attributi. Gli Attributi rappresentano le caratteristiche di un oggetto e ne esprimono il comportamento. Uno degli attributi più semplici in un meter è il “logical_name”, parte dell'identificazione dell'Oggetto.



La classe “Register” è stata progettata con le caratteristiche necessarie a modellare il comportamento di un generico registro contenente misure o altri tipi di informazione statica. Il contenuto di un registro è identificato per mezzo dell’attributo “logical_name” che contiene un identificatore OBIS. Il valore vero e proprio contenente l’informazione sulla misura è contenuta nell’attributo “value”. Attributi e metodi degli oggetti COSEM possono essere referenziati in due modi:

- Utilizzando il logical_name
- Utilizzando gli short_names

Nel primo caso gli attributi e i metodi di un oggetto COSEM vengono riferiti per mezzo dell’identificatore dell’oggetto a cui appartengono. Nel secondo caso, ogni attributo e metodo di un oggetto è referenziato grazie ad un intero a 13 bit.

Per facilitare l’accesso attraverso l’utilizzo degli short names, alcuni codici sono riservati per l’accesso ad alcuni oggetti COSEM speciali. Il range dei nomi speciali va da 0xFA00 a 0xFFF8. Nella figura sono riportati i base_name riservati per i riferimenti degli short_name:

Base_name (objectName)	COSEM object
0x FA00	Association SN
0x FB00	Script table (instantiation: “broadcast_receiver script”)
0x FC00	SAP assignment
0x FD00	“Data” or “Register” object containing the “COSEM logical device name” in the attribute “value”

Figura 7 Reserved base_name

Modello di un server COSEM

All’interno di una Advanced Metering Infrastructure esistono dispositivi che offrono servizi ed altri che ne fanno richiesta. Il meter all’interno di una utenza domestica può essere visto come un dispositivo che offre servizi di misura e controllo ad un client remoto che si trova nella rete.

Ogni server di tipo COSEM è strutturato in tre livelli gerarchici:

- Physical Device
- Logical Device
- COSEM Objects

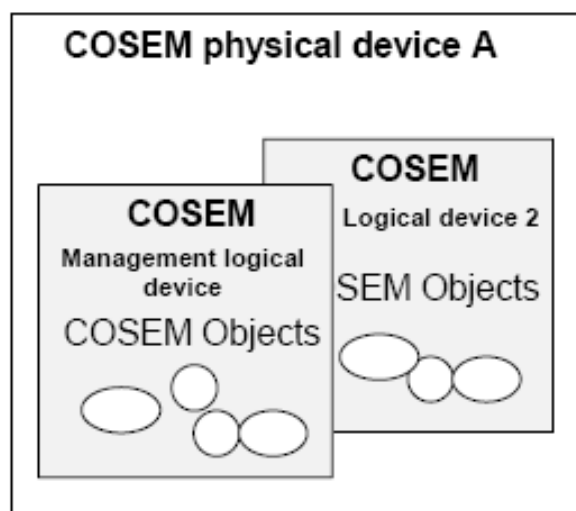


Figura 8 Server COSEM

Il più importante livello gerarchico, dal punto di vista delle applicazioni, è il Logical Device. Un Logical Device è un insieme di oggetti COSEM, indirizzabile attraverso un logical device name. Management logical device e Logical Device costituiscono insieme un physical device.

Procedure di autenticazione

Le problematiche di comunicazione sono fortemente correlate al problema della sicurezza nello scambio dati. In funzione del rischio accettabile per l'applicazione in esame, verrà di volta in volta stabilito il livello di sicurezza da adottare nella configurazione del sistema. Una procedura di autenticazione può genericamente prevedere un Low Level Security authentication (LLS) o un High Level Security authentication (HLS).

Nel primo caso, la procedura LLS si svilupperà attraverso i seguenti passi:

- Il client trasmette un oggetto segreto al server
- Il client controlla se l'oggetto segreto ricevuto corrisponde all'autenticazione del client
- Se tutto è ok viene stabilita una associazione con il server, altrimenti l'associazione viene respinta
- Viene sempre inviata al server una risposta sull'esito dell'autenticazione

Nel secondo caso, HLS (High Level Security authentication), utilizzato quando il canale non offre sicurezza intrinseca, l'autenticazione procederà secondo il seguente iter:

- Il client trasmette il CtoS (che ad esempio è un numero casuale) al server
- Il server restituisce il StoC (numero casuale) al client
- Il client analizza e processa il StoC ed il risultato è inoltrato al server. Se il StoC ricevuto dal server è stato processato correttamente, l'autenticazione viene accettata, altrimenti rifiutata
- Infine se il client risulta autenticato, il server processa il CtoS e il client accetta l'autenticazione

Descrizione delle classi

Le classi utilizzate in un modello COSEM, per poter essere utilizzate, hanno bisogno di essere accompagnate da documentazione attendibile e descrittiva delle caratteristiche principali di ogni classe. La struttura standard di una classe è riportata in Figura 9.

Class name		Cardinality	class_id, version			
Attribute(s)		Data type	Min.	Max.	Def.	Short name
1. logical_name	(static)	octet-string				x
2. ...	(...)	...				x + 0x...
3. ...	(...)	...				x + 0x...
Specific methods (if required)		m/o				
1.		...				x + 0x...
2.		...				x + 0x...
3.		...				x + 0x...

Figura 9 Struttura di una Classe

- Class name: attributo descrittivo delle attività che è destinata a svolgere la classe
- Cardinality: numero di istanze di una classe all'interno di un logical_device

5.2.2 Definizione delle specifiche e implementazione nel prototipo

Le specifiche DLMS/COSEM, fanno riferimento alla creazione di un modello astratto del contatore e alla scelta di protocolli per la comunicazione. L'approccio seguito è separato in tre passi (figura 10):

- Modello del contatore
- Tipo di Messaggi
- Trasporto

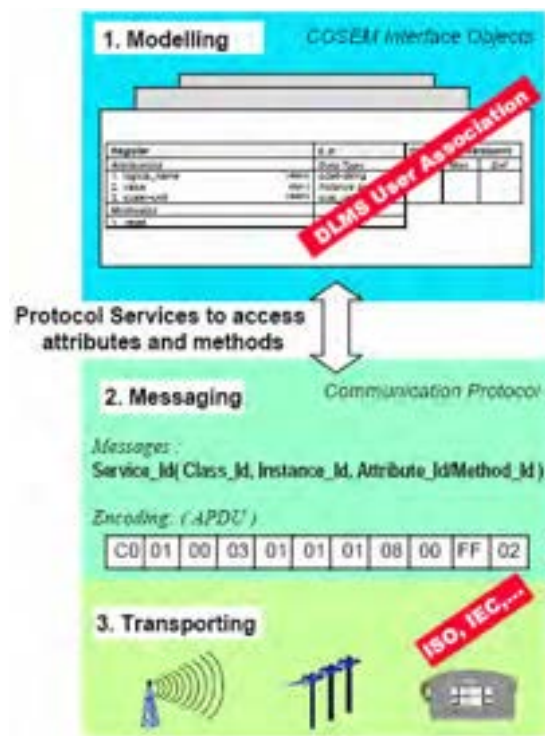


Figura 10 Diversi step DLMS/COSEM

Il primo step della procedura prevede la creazione di un modello per l'accesso ai dati presenti sul contatore, così come le regole per identificare univocamente i dati. Il modello astratto del contatore prevede una vista delle funzionalità del contatore così come sono descritte dalla sua interfaccia. L'interfaccia viene presentata ad un qualsiasi client che tenta di accedere ai dati ed alle funzionalità del dispositivo server e fornisce tutte le informazioni circa le potenzialità del contatore che si sta interrogando. Il modello viene presentato in maniera del tutto generica e non viene trattato nelle specifiche; le modalità di implementazione delle funzionalità sono presenti nell'interfaccia.

Nel secondo step si fa riferimento ai servizi dedicati alla comunicazione ed ai protocolli che permettono di trasportare elementi del modello verso lo strato applicativo. Si tratta di identificare le grandezze di interesse del dispositivo in questione e fare in modo che vengano incapsulate in pacchetti per poi essere trasportate ai livelli applicativi, dove sono letti, interpretati e dove vengono prese le decisioni.

In questa fase ci si occupa dell'integrità delle informazioni ricevute attraverso il canale di comunicazione, vengono gestite ritrasmissioni, crittografia e verifiche per accertarsi che le informazioni siano destinate proprio al dispositivo che le sta leggendo.

Gli ultimi due step sono specificati in DLMS UA 1000-2 Ed. 7.0, documento che stabilisce i profili di comunicazione per diversi mezzi fisici e i protocolli dei livelli che rendono possibile la comunicazione attraverso i profili stessi. Lo strato più lontano dal livello fisico di ogni profilo è il livello Applicazione COSEM. Esso è incaricato di offrire servizi affinché possa essere stabilita una connessione logica tra i

dispositivi client e server. Inoltre nell'UA 1000-2 sono riportati i servizi di messaggistica del xDLMS per poter effettuare l'accesso agli attributi e metodi degli oggetti di interfaccia COSEM.

A partire dalle specifiche DLMS/COSEM, è stato implementato il modello del prototipo; l'applicazione è stata scritta nel linguaggio di programmazione C.

Di seguito, a titolo di esempio, si riporta uno stralcio di codice realizzato che mostra l'inizializzazione del sever e la sua messa in attesa di messaggi o comandi obis provenienti dai client autorizzati ad accedere ai servizi.

La funzione HDLC fornisce servizi di comunicazione a basso livello si occupa dello scambio dei messaggi.

La funzione cosemProcess, interpreta i messaggi ricevuti ed esegue gli eventuali comandi o richieste di quantità elettriche.

```
int main()
{
    initServer(96, /*Maximum interface buffer size*/
               128, /*Maximum APDU size receive*/
               150, /*Maximum APDU size send*/
               96, /*Maximum info field size send*/
               96, /*Maximum info field size receive*/
               1, /*Maximum window size send*/
               1, /*Maximum windo size receive*/
               1, /*Number of DLMS server channels*/
               "timer1", /*Timer name*/
               0, /*Maximum HLS Challenge length*/
               NULL, /*HLS challenge*/
               "aaaaaaaaaaaaaa"); /*Server Challenge Plain*/

    hdlcInit(0, /*Channel number*/
             "uart2", /*Communication port name*/
             115200, /*Baudrate*/
             100, /*Inactivity timeout*/
             1000, /*Interoctet timeout*/
             100, /*HDLC device address*/
             0, /*mode E support*/
             0, /*mode E opening Baud*/
             NULL, /*mode E Manufacturer identification string*/
             NULL, /*mode E Manufacturer specific three ASCII
characters*/
             NULL); /*mode E device address*/

    cosemInit(0);

    while (1)
    {
        hdlcProcess(0);
        cosemProcess(0);
    }

    return 0;
}
```

Listing 1: Stralcio di codice per l'inizializzazione del server

5.3 Scelta del protocollo di sincronizzazione

Poiché, come richiamato, il DLMS non prevede un meccanismo di sincronizzazione nativo si è scelto di implementarne uno e montarlo nel protocollo. Così come per il protocollo di comunicazione anche per quello di sincronizzazione si è proceduto ad una preliminare analisi dei protocolli proposti. In particolare, utilizzando dati di comparazione presenti in letteratura, è stato possibile stabilire un confronto in termini di accuratezza, complessità dell'algoritmo ed efficienza. Volendo privilegiare la semplicità del linguaggio, a fronte di elevati livelli di efficienza e accuratezza si è scelto il protocollo TPSN (Timing-sync Protocol for Sensor Networks) basato sulla modalità sender-receiver.

Il meccanismo di sincronizzazione del TPSN è mostrato in Figura 11.

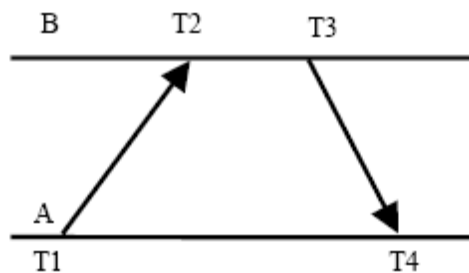


Figura 7: Meccanismo di sincronizzazione TPSN

Effettuata la scelta si è, quindi, potuto procedere all'impostazione dei parametri per la sincronizzazione e alla predisposizione del codice.

Definizione Parametri per la sincronizzazione

Attraverso due scambi di clock tra un master ed uno slave che richiede la sincronizzazione, si riesce a calcolare il drift del clock ed il ritardo di sincronizzazione; grazie a questi due dati, quindi, è possibile sincronizzare il proprio clock con quello del master.

Le formule utilizzate nella sperimentazione, a tal fine, sono di seguito riportate:

$$\Delta = \frac{(T_2 - T_1) - (T_4 - T_3)}{2}$$

$$d = \frac{(T_2 - T_1) + (T_4 - T_3)}{2}$$

Grazie alla conoscenza del drift, il nodo A, che ha inizialmente fatto richiesta di sincronizzazione, può correggere il proprio clock e sincronizzarsi col nodo B. La frequenza delle sincronizzazioni dipende da alcuni parametri quali, ad esempio, la differenza tra le frequenze degli oscillatori presenti sui due nodi; quanto più sono vicini tali valori tanto meno frequenti dovranno essere le sessioni di sincronizzazione. Sussistono, anche, fattori esterni che entrano in gioco come, ad esempio, la temperatura.

L'errore di sincronizzazione a sua volta dipende da diversi fattori, tra i quali l'incertezza del sender che è legata alla capacità di calcolo del nodo che inizia lo scambio di messaggi per il sincronismo.

L'incertezza del tempo di trasmissione, valore deterministico tipico degli approcci sender-receiver utilizzato dal TPSN, costituisce un contributo aggiuntivo al termine di errore; nonostante l'incremento di errore, però, l'analisi comparativa tra protocolli ha comunque evidenziato prestazioni migliori del TPSN rispetto agli approcci receiver-receiver. Il valore dell'incertezza al nodo sender, in millisecondi, è riportata in Figura 12 in funzione del numero di prove.

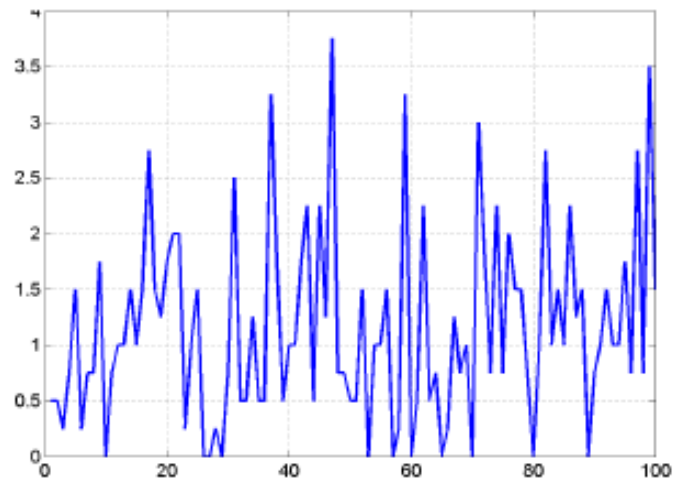


Figura 12: Andamento dell'incertezza al nodo sender (dato da letteratura)

5.4 Implementazione del prototipo: caratteristiche hardware

Il primo passo delle attività è consistito nella messa a punto dell'infrastruttura di sperimentazione. In particolare, i nodi client-server sono stati implementati mediante opportune schede. In dettaglio, per il protocollo DLMS, è stata utilizzata una scheda di sviluppo della Microchip sulla quale è montato un microcontrollore mid-range della famiglia DSPic33 (figura 13).

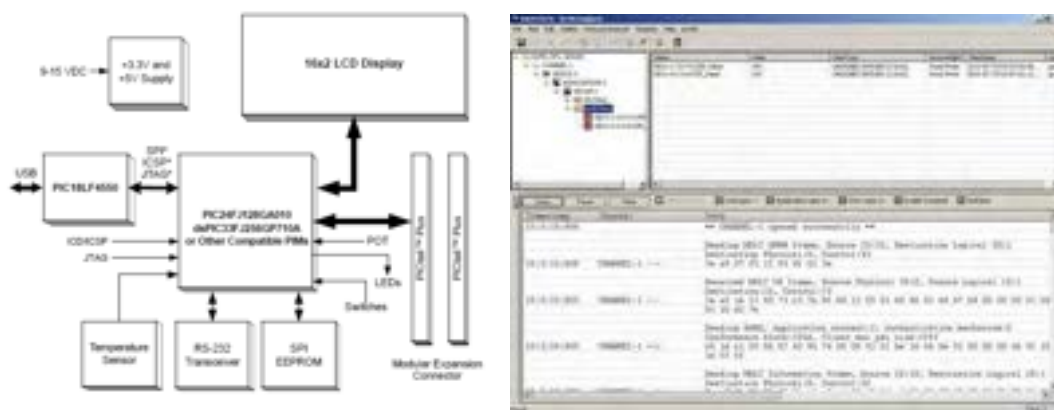


Figura 83 Schema a blocchi della scheda di sviluppo (sinistra) e PC client (destra)

Scheda Microchip

La scheda di sviluppo selezionata offre la possibilità di scegliere tra due tipi di microcontrollore: uno della famiglia PIC24 e l'altro della famiglia DSPic. Per le prove effettuate, è stato scelto il DSPic, più performante nel processare operazioni matematiche, grazie al supporto DSP, che include un moltiplicatore atto ad eseguire operazioni tra interi con latenze non superiori ai due colpi di clock.

La scheda, inoltre, utilizza un alimentatore dedicato da 9 VDC, che distribuisce due bus di alimentazione uno a 3.3V e l'altro a 5V. Scambio dati e comunicazione sono consentiti attraverso diverse porte: USB, RS232 e JTAG per la programmazione ed il debug.

Lo stato del software (su richiesta dell'utente) e i messaggi di diagnostica sono evidenziati da un display. Il codice per la gestione del display è stato direttamente reperito tra le tante librerie open che microchip mette a disposizione per la programmazione dei propri dispositivi. Ad integrazione, la scheda presenta, inoltre, a bordo 8 light emitting diodes che possono essere usati per debug e informazioni all'utente.

Collegamento PC-scheda

Il collegamento semplificativo tra scheda di sviluppo e PC è stato eseguito attraverso una porta seriale RS232. Il collegamento siffatto non manca di generalità; infatti, anche se client e server fossero connessi per mezzo di un link fisico diverso, il protocollo DLMS si farebbe carico della gestione del trasporto dei pacchetti e, quindi, il software dovrebbe essere modificato solo nella parte relativa al livello di trasporto per garantire il funzionamento del sistema su una media diversa. Il software su PC permette di dialogare con la scheda di sviluppo su cui gira il protocollo DLMS e consente di fare richieste di misure secondo le specifiche OBIS (OBIS: insieme di codici atti ad identificare grandezze di interesse prelevate dai meter e trasmesse ai concentratori).

Client per le attività di testing

Per il test del codice progettato, si è utilizzato un client progettato dalla Kalkitech che lavora a stretto contatto con Microchip. Il client chiamato DLMS Explorer è un software progettato per PC che gira con sistemi operativi Windows.

5.5 Implementazione del prototipo: codice di gestione dei nodi

Il codice di gestione dei nodi è stato implementato sul DSPic utilizzando l'ambiente di sviluppo che viene offerto a corredo dei propri microcontrollori dalla Microchip, l'MPLab. L'intero firmware è stato concepito per poter facilitare le operazioni di testing della scheda e del protocollo.

Il microcontrollore utilizzato è molto "capiente" in termini di memoria programma, quindi in futuro sarà possibile adattare il codice per osservazioni di fenomeni fisici.

La prima parte del codice è dedicata alle inizializzazioni di rito; vengono, quindi, preparate tutte le periferiche che verranno utilizzate nel seguito come, ad esempio, le porte di comunicazione, i timer, gli interrupt. Nel loop principale si gestiscono gli eventi provocati per lo più da azioni provenienti dall'esterno. Una richiesta di sincronizzazione viene gestita con funzioni nelle routine di interrupt per avere la massima velocità di risposta possibile. Le comunicazioni col PC e l'interazione umana vengono gestite nel main loop, al fine di poter ammettere latenze più ampie.

In figura 14 viene riportata, a titolo di esempio, la funzione che calcola i parametri di interesse nel protocollo tpsn per effettuare la sincronizzazione.

```
int tpsn(char* buf, long long *delta, long long *delay) {
    struct timeval t1, t2, t3, t4;

    load_time(buf, &t1, 1);
    load_time(buf, &t2, 2);
    load_time(buf, &t3, 3);
    load_time(buf, &t4, 4);

    *delta = (timeval_sub(&t2, &t1) - timeval_sub(&t4, &t3))/2;
    *delay = (timeval_sub(&t2, &t1) + timeval_sub(&t4, &t3))/2;

    return 0;
}
```

Figura 14 Funzione TPSN

All'interno del codice, sono state inserite alcune operazioni fittizie al fine di simulare processi ai quali il microcontrollore dedica parte delle risorse; tali operazioni risultano comunque ininfluenti sulle prestazioni della sincronizzazione grazie alle capacità di calcolo molto spinte (rispetto ai task eseguiti) della macchina adottata in questo progetto.

Come ben descritto in letteratura, il fatto che due nodi in un determinato istante abbiano due clock che differiscono di un tempo accettabile dipende da quanto velocemente i singoli clock si allontanano l'uno dall'altro e da quanto frequentemente vengono effettuate le sincronizzazioni. La figura 15 mostra gli eventi di sincronizzazione per due nodi che hanno clock con drift quasi assente.

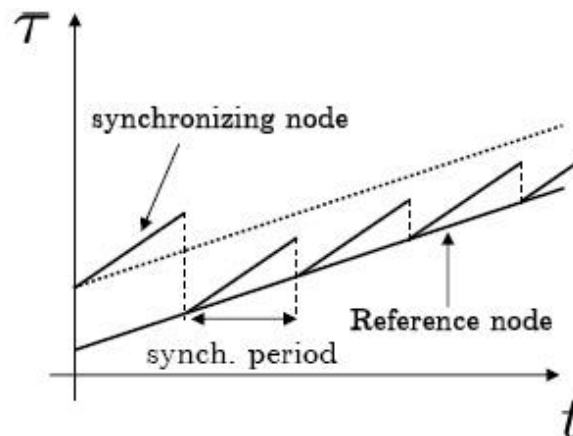


Figura 15 Periodo sincronizzazione

Se si volessero mantenere i clock sincronizzati alle decine di microsecondi si dovrebbe avviare una procedura di sincronizzazione circa ogni secondo. Questo comporterebbe una grossa penalità in termini di consumo di potenza e occupazione di banda. Nel nostro caso, dove sono sufficienti sincronizzazioni al millisecondo, è stato possibile allungare il periodo di sincronizzazione permettendo una migliore gestione delle risorse e consumi più bassi.

Data la prevedibilità delle funzioni utilizzate si è pensato di rendere “Real Time” il sistema. Un possibile sviluppo futuro del codice realizzato prevede il calcolo dei tempi di esecuzione di tutte le funzioni del codice per render una richiesta di sincronizzazione deterministica nei tempi di risposta. Nel caso di passaggio a sistema wireless, però, questo richiederebbe uno studio iniziale del canale per caratterizzarlo e definirne i tempi di ritardo in caso di invio e risposta di messaggi (Round Trip Time).

5.6 Prove sperimentali e risultati

Terminata la fase di implementazione del prototipo, si è potuto procedere alla fase di test di funzionalità del sistema sviluppato.

In prima battuta, il collegamento tra i nodi è stato provato sia con il link seriale che con trasmissione radio. Il collegamento via radio non ha evidenziato overhead rispetto al collegamento “fisico”; pertanto, entrambe le tipologie di link sono risultate idonee all'esecuzione delle prove. Le prove sono state comunque eseguite con un link seriale via cavo.

Per due diverse velocità di trasferimento, a tre intervalli diversi di sincronizzazione (60/180/300 s), sono stati testati due tipi di pacchetti:

- Small packet: pacchetto leggero senza dati;
- Large Packet: ottenuto aggiungendo, al precedente pacchetto, byte dummy per appesantirlo.

I risultati ottenuti nei due casi sono sintetizzati nella tabella seguente

Baud Rate [bps]	Synchronization Interval [s]	Small packet		Large packet	
		Offset [us]	Delay [us]	Offset [us]	Delay [us]
460800	60	60	570	80	1420
	180	220	570	220	1420
	300	380	570	380	1430
57600	60	440	1990	380	7340
	180	1190	2000	1230	7320
	300	1950	2000	2000	7360

Tabella 1: Performance

Dai valori ottenuti è possibile affermare che le prove effettuate hanno presentato risultati soddisfacenti. Infatti, l'infrastruttura AMI implementata, basata su linguaggio di comunicazione DMSL e sincronizzata con il protocollo TPSN, ha mostrato in tutte le prove un phase delay accettabile per le applicazioni di riferimento (trasmissione dati) come evidente, anche, dall'andamento del ritardo misurato, in funzione del transmission rate (Figura 16).

Dal diagramma, infine, si ricava anche che, all'aumentare del Baud rate, il livello di sincronizzazione migliora; d'altra parte, però un Baud rate elevato aumenta la probabilità di errore durante lo scambio di pacchetti. Pertanto, a fronte di un valore del delay comunque soddisfacente, risulterà necessario determinare il Baud rate ottimale, in funzione dell'ambiente in cui si installa la rete.

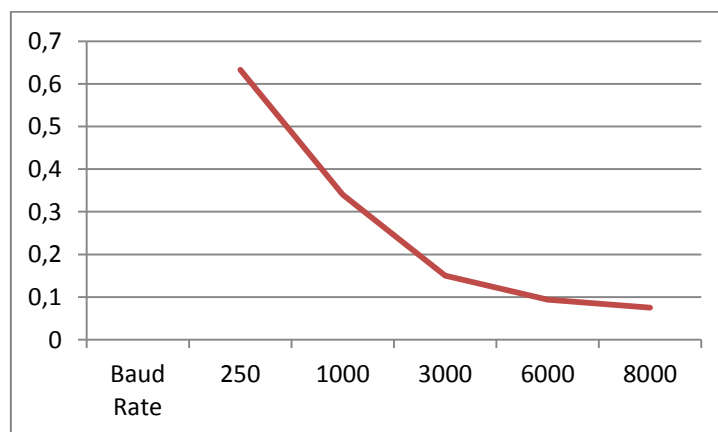


Figura 16 Andamento del Phase Delay

6 Conclusioni

I risultati illustrati nel presente lavoro ci consentono di affermare che la sincronizzazione del protocollo DLMS, mediante TPSN, fornisce valori soddisfacenti e quindi si può ritenere un'efficace infrastruttura di misura.

L'architettura implementata, che presenta carattere di originalità ed innovatività, data l'assenza in letteratura di architetture AMI della stessa tipologia, privilegia la semplicità e la completa compatibilità ed indipendenza dai dispositivi, grazie ai due protocolli, rispettivamente di comunicazione e sincronizzazione, scelti in fase progettuale.

Pertanto, alla luce degli interessanti risultati ottenuti e, al fine di ottenere un ulteriore livello di comparazione, si procederà in futuro alla sincronizzazione della stessa AMI (in termini di architettura di comunicazione basata su protocollo DLMS/COSEM) con protocolli di sincronizzazione diversi dal TPSN e alla successiva comparazione dei risultati.

7 Riferimenti bibliografici

- [1] Capriglione, L. Ferrigno, A. Del Giudice, G. Graditi, V. Paciello, A. Pietrosanto, "Performance analysis of WM-Bus-based synchronization protocols in Sensor Networks", 20th IMEKO 2014 in press.
- [2] M. Choi, S. Ju, and Y. Lim, "Design of integrated meter reading system based on power line communication" in IEEE International Symp. Power Line Commun. Its Appl., Apr. 2008.
- [3] G. Raja and T. Sudhakar, "Electricity consumption and automatic billing through power line" in International Power Eng. Conf., Dec. 2007.
- [4] J. L. Bordim and K. Nakano, "Fundamental protocols to gather information in wireless sensor networks" in Sensor Network Protocols. Springer, 2006, ch. 6.
- [5] DLMS user association, www.dlms.com.
- [6] IEC - international electrotechnical commission, www.iec.ch.
- [7] P. Fuchs and T. Schaub, "DLMS user association - co-ordination between applications and channels" in International Conf. Metering Tariffs Energy Supply, Aug. 1999.
- [8] S. Lee, C. Wu, M. Chiou, and K. Wu, "Design of an automatic meter reading system," in Proc. IEEE IECON, Aug. 1996.
- [9] S. Ganeriwal, R. Kumar, M. Srivastava, "Timing Sync Protocol for Sensor Networks," ACM SenSys '03, 2003.
- [10] Kearney, S., "The age of advanced metering arrives" Rural Electric Power Conference, 2005 , vol., no., pp. C6/1- C6/4, 8-10 May 2005.
- [11] Mahmood, A.; Aamir, M.; Anis, M.I.; "Design and implementation of AMR Smart Grid System" Electric Power Conference, 2008. EPEC 2008. IEEE Canada , vol., no., pp.1-6, 6-7 Oct. 2008.
- [12] M. Choi, S. Ju, and Y. Lim, "Design of integrated meter reading system based on power line communication" in IEEE International Symp. Power Line Commun. Its Appl., Apr. 2008.
- [13] G. Raja and T. Sudhakar, "Electricity consumption and automatic billing through power line" in International Power Eng. Conf., Dec. 2007.
- [14] ENISA lists top cyber-threats in this year's Threat Landscape Report www.enisa.europa.eu