



Ricerca di Sistema elettrico

Metriche di misura avanzate ed architetture di concentratori dati intelligenti per reti integrate di servizi

C. Landi, D. Gallo, M. Luiso, G. Graditi, V. Cigolotti



METRICHE DI MISURA AVANZATE ED ARCHITETTURE DI CONCENTRATORI DATI INTELLIGENTI
PER RETI INTEGRATE DI SERVIZI

Parte A: Analisi e definizione di metodologie di misura avanzate per reti integrate di servizi di distretti energetici in presenza di generazione distribuita con integrazione da FER

Parte B: Definizione dell'architettura ed implementazione di una unità intelligente di concentratore per la raccolta dati, la pubblicazione per accesso da remoto e l'interazione con il binomio generazione-utilizzazione

C. Landi, D. Gallo, M. Luiso (Università SUN- Dip. DIII)

G. Graditi, V. Cigolotti (ENEA)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

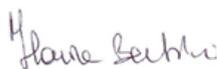
Piano Annuale di Realizzazione 2012

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"

Responsabile scientifico ENEA: Giorgio Graditi



Responsabile scientifico Università SUN: Carmine Landi

Indice

1	INTRODUZIONE	5
PARTE A		6
2	CENNI AI SISTEMI ELETTRICI CON ELEVATA PRESENZA DI GENERAZIONE DISTRIBUITA E DI SISTEMI FER	6
2.1	SMART GRID	6
2.2	GENERAZIONE DISTRIBUITA DA FONTI RINNOVABILI	8
2.3	DALLE RETI TRADIZIONALI VERSO LE RETI DEL FUTURO	9
2.4	SMART METERING	11
2.5	REQUISITO DI INTEROPERABILITÀ	12
3	CENNI AI PROBLEMI DI POWER QUALITY	13
3.1	NORMATIVA SULLA POWER QUALITY	15
3.2	DISTURBI SULLA TENSIONE	19
3.3	DISTURBI SULLA CORRENTE	19
3.4	VARIAZIONI DI FREQUENZA RISPETTO ALLA FREQUENZA NOMINALE DI RETE	21
3.5	INDICI DI POWER QUALITY	21
4	LA MISURA DI ENERGIA NEI SISTEMI ELETTRICI IN REGIME NON SINUSOIDALE ASPETTI TECNICI E NORMATIVI	22
4.1	LA MISURA DI POTENZA NEI SISTEMI ELETTRICI IN REGIME NON SINUSOIDALE	22
4.2	POWER THEORY	23
4.2.1	<i>Teorie nel dominio della frequenza</i>	25
4.2.2	<i>Teorie nel dominio del tempo</i>	26
4.2.3	<i>Teorie basate sui valori istantanei</i>	27
4.2.4	<i>Confronti fra le Teorie</i>	27
4.3	LO STANDARD IEEE 1459-2000	29
4.4	ALGORITMI DI MISURA DELL'ENERGIA REATTIVA	34
4.4.1	<i>Sfasamento tramite ritardo temporale di un quarto di periodo</i>	34
4.4.2	<i>Sfasamento tramite circuito integratore</i>	35
4.4.3	<i>Contatori elettronici trifase</i>	35
4.4.4	<i>Misure basate sull'analisi spettrale</i>	36
5	SISTEMI DI MISURA EMBEDDED E SMART METER	38
5.1	IL METER COME SISTEMA DI MISURA DIGITALE	39
5.1.1	<i>Elaborazioni dei dati in real time</i>	40
5.1.2	<i>Interfaccia utente</i>	40
5.1.3	<i>Connettività e Accesso alla Rete</i>	40
5.2	SISTEMA DI MISURA EMBEDDED	40
5.3	ARCHITETTURA DELLO SMART METER IMPLEMENTATO	41
6	I MICROCONTROLLORI ARM CORTEX M4	41
6.1	MICROCONTROLLORI BASATI SU ARM CORTEX-M	41
6.2	LA FAMIGLIA DI MICROCONTROLLORI ARM CORTEX M4	42
6.3	IL MICROCONTROLORE STM32 F4	43
6.3.1	<i>Periferiche</i>	43
6.3.2	<i>ADC</i>	44
7	IMPLEMENTAZIONE HARDWARE	45
7.1	IMPLEMENTAZIONE TRASDUTTORI DI TENSIONE E CORRENTE	45
7.1.1	<i>Layout e Sbroglio</i>	48
7.2	IMPLEMENTAZIONE DEL BUS CAN	51
7.2.1	<i>Optoisolamento</i>	52
7.3	IMPLEMENTAZIONE DELL'INTERFACCIA UTENTE LCD	53

7.4	IMPLEMENTAZIONE COMPLESSIVA.....	53
8	IMPLEMENTAZIONE FIRMWARE.....	54
8.1	AMBIENTE DI SVILUPPO	54
8.2	FIRMWARE DI MISURA.....	55
9	CARATTERIZZAZIONE SPERIMENTALE.....	57
PARTE B		67
10	INTRODUZIONE ALLE ARCHITETTURE DEI SISTEMI INFORMATIVI DISTRIBUITI	67
10.1	SISTEMI CENTRALIZZATI, SISTEMI DISTRIBUITI E SISTEMI COOPERATIVI.....	68
10.2	IL MECCANISMO REMOTE PROCEDURE CALL	70
10.3	I SISTEMI CLIENT-SERVER.....	71
10.4	L'EVOLUZIONE DELLE ARCHITETTURE DEI SISTEMI INFORMATICI	72
10.5	IL MODELLO BASATO SU OGGETTI.....	74
10.6	IL CONCETTO DI MIDDLEWARE NEL DISTRIBUTED OBJECT COMPUTING	76
10.7	SCENARI APPLICATIVI DEI SISTEMI DISTRIBUITI.....	78
10.7.1	<i>Diffusione di servizi esistenti verso una pluralità di utenti</i>	<i>81</i>
10.7.2	<i>Erogazione di servizi da parte di una federazione di organizzazioni</i>	<i>81</i>
10.7.3	<i>Adeguamento dell'interfaccia utente di applicazioni esistenti.....</i>	<i>81</i>
10.7.4	<i>Realizzazione di servizi a valore aggiunto</i>	<i>82</i>
10.7.5	<i>Interoperabilità fra organizzazioni diverse</i>	<i>82</i>
10.8	CYBER SECURITY	83
11	STRUTTURA CLUSTERIZZATA DI CONTROLLO DELLE SMART GRID	85
11.1	I SISTEMI CLUSTERIZZATI.....	85
11.2	ARCHITETTURA DI RETE PROPOSTA	88
11.3	NODI E RELATIVE FUNZIONI.....	90
12	CONCENTRATORE	93
12.1	IL BUS DI COMUNICAZIONE.....	95
12.2	UTILIZZO DEL PROTOCOLLO CAN.....	96
12.3	IL SISTEMA OPERATIVO	96
12.4	IL WEB SERVER.....	97
12.5	IMPLEMENTAZIONE COMPLESSIVA.....	98
13	APPENDICE A LA SCHEDA DI SVILUPPO.....	100
14	APPENDICE B CODICE SORGENTE IN C.....	101
15	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI PARTE A.....	102
16	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI PARTE B.....	104
17	PUBBLICAZIONI SPECIFICHE INERENTI LA CONVENZIONE	108
18	CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO IMPEGNATO NELL'ATTIVITÀ.....	109

1 Introduzione

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 lo svolgimento delle attività di ricerca indicate nel Piano Triennale 2012-2014 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

I temi sviluppati nell'ambito del presente accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale e dell'Informazione (DIII) della Seconda Università degli Studi di Napoli (SUN) s'inquadrano nell'ambito del Piano Annuale di Realizzazione 2012, per quanto attiene all'Area "Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica"; obiettivo A. "Reti di poligenerazione distribuita"; Progetto C.1. "Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi".

Le attività di ricerca sono state condotte in stretta collaborazione tra ricercatori Universitari ed ENEA al fine di mettere a sistema sia conoscenze e competenze complementari, sia infrastrutture e laboratori di prova e caratterizzazione.

In dettaglio i temi sviluppati riguardano 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 consentano l'interazione tra generazione e utilizzazione e prevedano accesso da remoto e pubblicazione dati

I principali risultati che sono stati raggiunti con l'attività in oggetto includono:

1. L'analisi delle problematiche di misura dell'energia elettrica nei regime non sinusoidali quali quelli che possono instaurarsi con elevata presenza di generazione da fonti FER;
2. La realizzazione di un prototipo di misuratore di energia che consenta l'utilizzo delle diverse metriche di misura esistenti per il regime non sinusoidale in maniera selezionabile in base agli eventuali differenti accordi commerciali;
3. Il controllo in maniera contestuale alla misura per la tariffazione della qualità dell'energia elettrica fornita che eventualmente può essere oggetto di variazione tariffaria concordata contrattualmente (Custom Power);
4. La trasmissione a distanza dei valori misurati;
5. Analisi delle possibili soluzioni tecnologiche ed architetture di un nodo concentratore di informazioni di misura distribuite di potenza ed energia;
6. Analisi e studio dei protocolli di comunicazione di rete;
7. La realizzazione di un prototipo di concentratore dati che garantisca la ricezione dei dati utilizzando di moderni approcci per la trasmissione in sicurezza.

Nell'ambito del suddetto contratto ENEA, oltre a contribuire alla definizione dell'architettura e delle specifiche del concentratore dati, si è occupata specificatamente dello studio dei protocolli di comunicazione di rete e dello sviluppo di uno specifico protocollo di comunicazione. In particolare si è proceduto ad analizzare un protocollo di comunicazione univoco nello scambio di informazioni tra Meters per la raccolta di misure di energia e concentratori dati ed ad effettuarne la sua implementazione nel prototipo di concentratore sviluppato. È stata, inoltre, eseguita la realizzazione di una stazione di testing del protocollo analizzato, DLMS/COSEM, che rende possibile la comunicazione tra un client ed un server ed il recupero di informazioni riguardanti i consumi elettrici da parte del client.

PARTE A

2 Cenni ai Sistemi elettrici con Elevata Presenza Di Generazione Distribuita e di Sistemi FER

2.1 Smart Grid

Attualmente il fabbisogno energetico presso le nostre case, uffici o imprese è garantito da forniture tra di loro indipendenti, come quelle di energia elettrica e di gas. Solo in pochi casi sono presenti impianti di generazione che sfruttano fonti energetiche rinnovabili, ma in molti di questi la non corretta gestione tende ad abbassarne l'efficienza ed allungarne i tempi di ammortamento dei costi sostenuti per la loro installazione. Tutto ciò è da inquadrare nello scenario odierno in cui i prezzi dell'energia e la tutela ambientale richiedono di ridurre e ottimizzare i consumi energetici. Come diretta conseguenza della crescente domanda di energia e della necessità di un uso più razionale della stessa si è creata una convergenza di interessi scientifici, industriali e strategici su come le tecnologie ICT (*Information and Communication Technology*) possano abilitare un processo di trasformazione strutturale in ogni fase del ciclo energetico, dalla generazione fino all'accumulo, al trasporto, alla distribuzione, alla vendita e, soprattutto, al consumo intelligente di energia in tutte le sue forme, ma in particolare per quella elettrica.

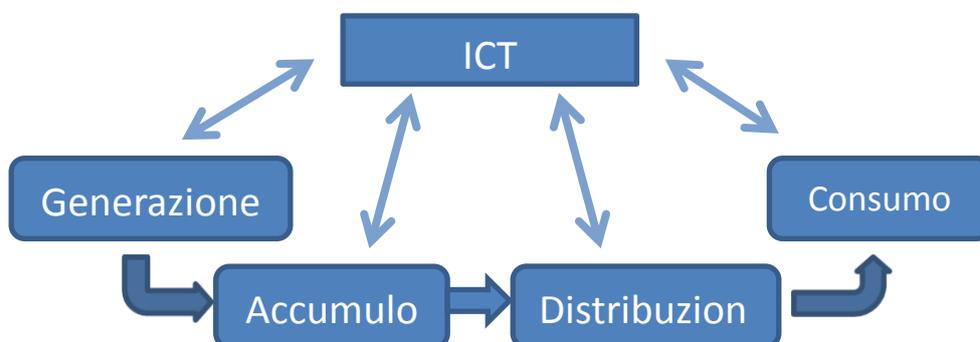


Figura A.1 ICT e Gestione Energetica.

L'applicazione delle tecnologie ICT ad aspetti energetici quali la distribuzione e il consumo intelligente, è identificato con il termine di Smart Grid. La definizione di Smart Grid è fornita dal gruppo di lavoro della Commissione Europea in questi termini:

“Per SmartGrid si intende una rete elettrica in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi - produttori, consumatori, o prosumers - al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso, e sicuro”.

La Smart Grid utilizzerà prodotti e servizi innovativi assieme a tecnologie intelligenti di monitoraggio, controllo, comunicazione, *self-healing* al fine di:

- facilitare la connessione e l'operatività di generatori elettrici eterogenei di qualunque dimensione e tecnologia;
- fornire ai consumatori strumenti per contribuire a ottimizzare il funzionamento del sistema globale;
- dare ai consumatori maggior informazione e potere di scelta;
- ridurre significativamente l'impatto ambientale dell'intero sistema elettrico;
- aumentare il grado di affidabilità e sicurezza del sistema elettrico.”

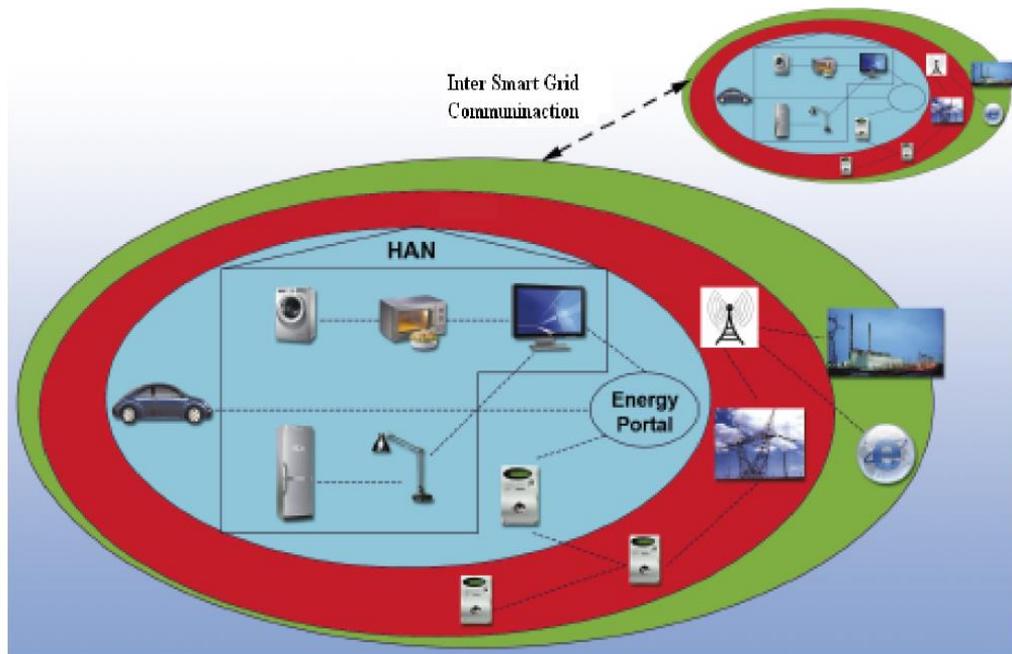
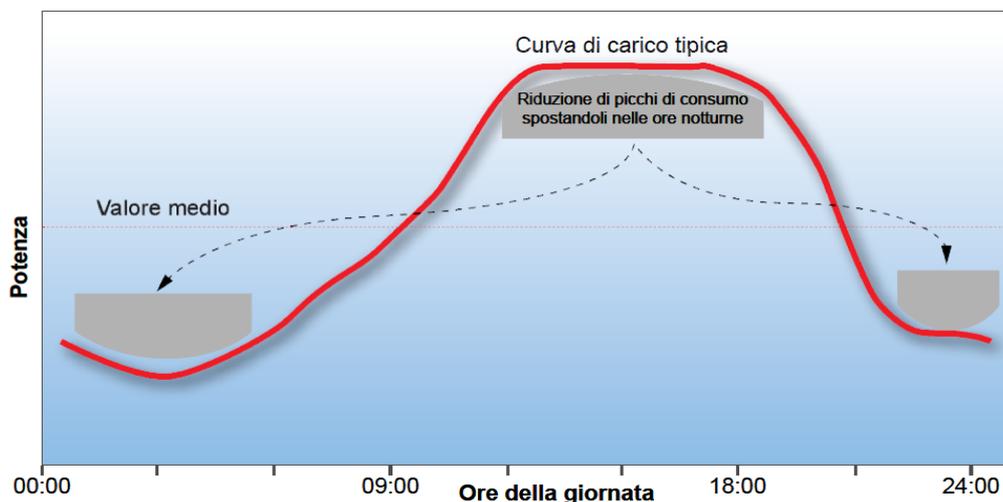


Figura A.2 Esempio di Smart Grid.

Si tratta di un'azione di modifica strutturale e tecnologica delle reti energetiche che porta ad un nuovo concetto di distribuzione e gestione dell'energia. Parliamo, spesso, di reti energetiche in maniera generica, giacché il concetto di Smart Grid è bene più esteso e coinvolge, oltre al *sistema elettrico*, tutte le reti energetiche quali gas o fonti rinnovabili come il solare termico e fotovoltaico.

Si tratta di strutturare una rete capillare che trasporta energia, informazione e controllo composta da diversi dispositivi, i quali, più che connessi alla rete, diventano parte attiva di essa. La Smart Grid dovrà quindi appoggiarsi su una rete capillare di comunicazione formata da nodi che forniscano lo stato del nodo stesso per una visione globale del sistema: dovranno diventare reti *smart*, attive e *autonome*, in grado di reagire agli eventi esterni e perseguire obiettivi di efficienza energetica in modo autonomo e in tempo reale.

La rete elettrica, in questi termini, è in grado di fare interagire produttori e consumatori, permettendo al primo di determinare in anticipo le richieste di consumo ed al secondo di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica: basti pensare alla possibilità per l'utente di pianificare alcuni assorbimenti derivanti da particolari elettrodomestici (lavatrici, lavastoviglie, ecc..) in determinate fasce orarie in cui, notoriamente, il prezzo dell'energia è più basso.



2.2 Generazione Distribuita da Fonti Rinnovabili

La rete elettrica storicamente nasce per raccogliere grandi quantità di energia dalle centrali di produzione, e distribuirle ad un gran numero di clienti-consumatori. Il controllo è stato progettato con un'ottica di tipo centralizzato con flussi di potenze unidirezionali e reti passive.

Il numero di impianti di piccola media taglia è d'altro canto in costante ascesa. Uno dei principali driver che pilotano questa evoluzione sono gli obiettivi Europei "20-20-20", che prevedono entro il 2020 la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, l'aumento dell'efficienza energetica del 20%, e che il 20% di produzione di energia elettrica provenga da fonti rinnovabili. Questi obiettivi sono poi declinati in obiettivi nazionali, che per l'Italia si traducono nel raggiungere, da un livello del 5,2% nel 2005, un livello di produzione di energia da fonti rinnovabili del 17% entro il 2020. Con l'ampliarsi della generazione distribuita da fonti rinnovabili, anche in ambito domestico, si fa spazio una rete di produzione aggiuntiva che ben si deve integrare con quella tradizionale, quindi controllo non più centralizzato ma distribuito sul territorio, flussi di potenze bidirezionali e reti attive. Il distributore quindi si sta trovando di fronte a una trasformazione della propria rete per essere in grado di gestire sia i flussi di energia prodotta dalle grandi centrali (termoelettriche, idroelettriche) e sia quelli da produzione di media e piccola entità da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, termico). Di conseguenza non sarà più sufficiente avere un controllo della produzione a carattere nazionale, ma sarà necessario, anche a livello locale, monitorare, gestire ed integrare la distribuzione di energia prodotta in bassa e in media tensione proveniente da fonti rinnovabili. La rete elettrica non è più solo quindi un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali, ma una rete "intelligente", come precedentemente accennato, ovvero una "Smart Grid", una rete comune in grado di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica. Una rete che si compone di tante piccole reti, sia domestiche che territoriali, tra loro collegate in grado di comunicare scambiando informazioni sui flussi di energia, gestendo con migliore efficienza i picchi di richiesta, evitando interruzioni di elettricità e riducendo il carico ove necessario. Si esce quindi dallo schema di distribuzione da uno a molti. La rete intelligente automatizza i processi di *recovery* ed informa il distributore di energia elettrica di eventuali guasti in qualsiasi punto della rete velocizzando i tempi di riparazione e di ripristino; allo stesso modo consente un'interazione bidirezionale con il Cliente/Produttore locale in un insieme sinergicamente integrato. In questo scenario bisogna dare una certa importanza anche al nuovo assetto dei flussi energetici. Le spinte verso questo cambiamento della rete elettrica sono dovute principalmente alla necessità di contenere il riscaldamento climatico riducendo le emissioni di elementi inquinanti: la lotta al cambiamento climatico rappresenta una priorità a livello mondiale; già nel 1997 il protocollo di Kyoto aveva previsto l'obbligo di operare una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per impedire interferenze pericolose per il sistema climatico. Un'altra causa è l'impossibilità di soddisfare le previsioni di crescita dei consumi: le previsioni di consumo fornite nell'ultimo rapporto della EIA (*Energy Information Administration*), l'organo ufficiale di analisi statistiche sull'energia del governo americano, hanno evidenziato negli ultimi dati del 2008 il sorpasso nei consumi di energia dei cosiddetti paesi emergenti e fra il 2008 e il 2030 ci si attende un incremento dei consumi mondiali di energia di circa il 40%. È opinione diffusa che la sola introduzione dell'energia rinnovabile non sarà sufficiente a raggiungere le previsioni di crescita; infatti, secondo lo stesso rapporto, sebbene l'uso di fonti rinnovabili si stia diffondendo in modo esponenziale, ci si aspetta che i combustibili fossili forniranno ancora nel 2030 più dello 80% dell'energia. Da cui l'aspettativa sull'uso delle tecnologie ICT per aumentare l'efficienza energetica senza pregiudicare confort e stile di vita. L'ICT può essere considerata anche come risorsa essenziale delle organizzazioni, all'interno delle quali diventa sempre più importante riuscire a gestire in maniera rapida, efficace ed efficiente il volume crescente di informazioni. Proprio per questo motivo l'ICT va considerata come arma strategica in grado di mettere a disposizione dati e informazioni

qualitativamente migliori nell'ambito dell'organizzazione, e grazie alle diffusione della tecnologia e dell'interconnettività, può aiutare le organizzazioni a ridefinire i propri rapporti con clienti, fornitori e altre organizzazioni.

2.3 Dalle Reti Tradizionali verso le Reti del Futuro

La nuova rete dovrà gestire ed integrare un elevato numero di impianti di produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia la generazione distribuita si riesce oggi ad integrare fin che si tratta di quantitativi modesti, ma una diffusione massiva comporterebbe un degrado importante dell'efficienza e della qualità dell'energia distribuita, in quanto, decine di migliaia di piccoli impianti, situati in luoghi anche sperduti, devono comunque essere collegati alla rete elettrica più vicina, che quasi sempre è quella di distribuzione. La differenza delle nuove reti rispetto a quelle attuali sta nel fatto che le attuali reti di distribuzione sono state concepite e progettate per un servizio di tipo passivo, vale a dire, con il solo scopo di trasportare l'elettricità in modo unidirezionale dalle grandi centrali verso gli utenti finali. In reti siffatte la connessione di qualche unità di generazione dispersa crea problemi che sono facilmente superabili.

Se diventa elevato il numero di questi impianti, i flussi di potenza (che prima seguivano il percorso: centrale, rete di trasmissione, rete di distribuzione, utenze finali) possono invertirsi e diventare bidirezionali, il che nelle attuali reti non è compatibile con le normali condizioni di funzionamento in sicurezza. D'altro canto, l'energia generata dalle fonti rinnovabili (a parte una eventuale quota di autoconsumo) deve poi essere immessa in rete per essere utilizzata altrove, e questo provoca una considerevole variazione di funzionamento delle reti attuali.

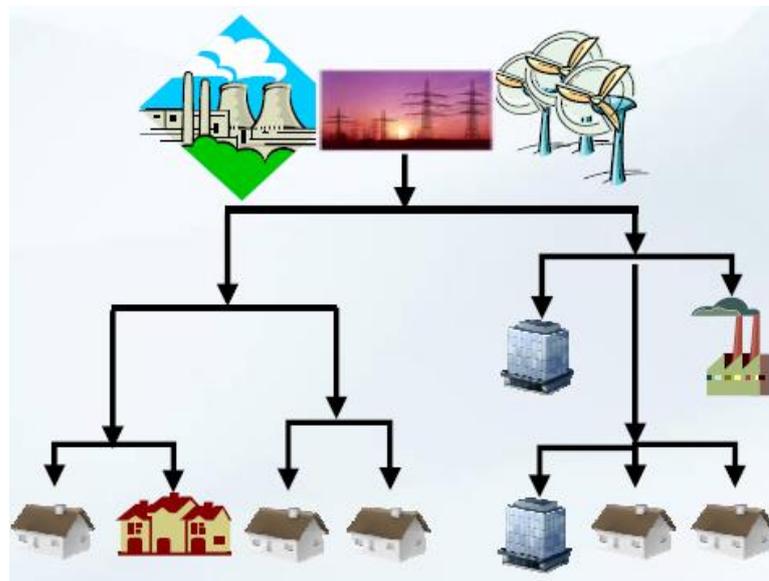


Figura A.4 Reti tradizionali

Quindi se si vogliono raggiungere gli obiettivi prefissati di sfruttamento delle nuove fonti rinnovabili è necessario cambiare le modalità di uso e di progettazione delle reti elettriche, che da passive devono diventare "attive". L'uso di fonti rinnovabili pone anche un problema sul piano del controllo in quanto: i sistemi di micro-generazione sono privati, in grandi quantità e di diverse tipologie, e ciò rende difficile un controllo centralizzato da parte del gestore della rete di distribuzione di energia; la capacità di generazione è molto variabile, dipende dalle condizioni atmosferiche locali, ed è difficile da prevedere e quindi da inserire nelle previsioni del gestore per il bilanciamento. Un importante contributo su questo aspetto potrebbero darlo i sistemi di accumulo di potenza che però non hanno raggiunto ancora applicazioni significative per il sistema elettrico complessivo.

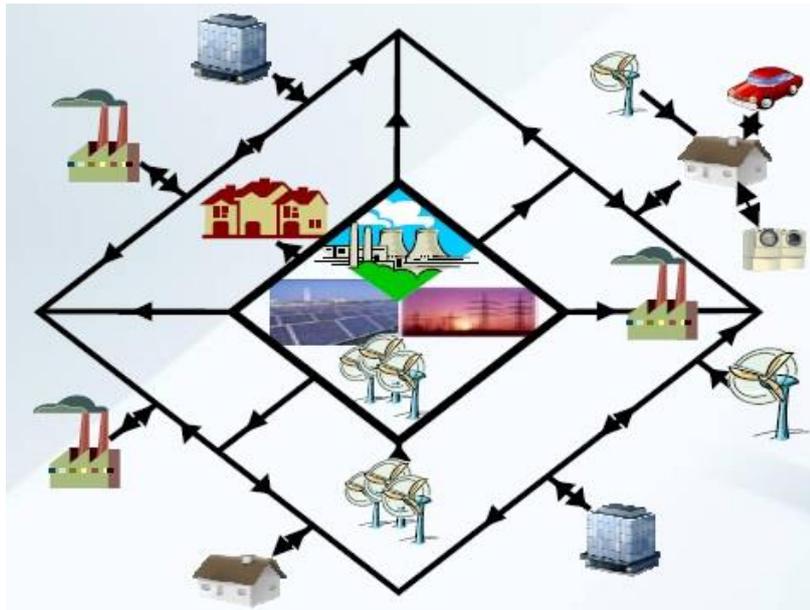


Figura A.5 Evoluzioni della Rete Elettrica

Per un'efficace integrazione ed un controllo sicuro, quindi, la rete elettrica dovrà assomigliare molto ad una *Internet of Energy*, dove ogni dispositivo elettrico e ogni sistema di micro-generazione sarà connesso in rete e in grado di comunicare dati e ricevere e reagire in tempo reale ad eventi e stimoli che arrivino da altri dispositivi o dalla rete elettrica stessa: una rete energetica disseminata di sensori, attuatori, nodi di comunicazione, sistemi di controllo e monitoraggio.



Figura A.6 Rete intelligente caratterizzata da un elevato numero di strutture IT e capace di monitorare flussi di energia ed informazione multidirezionali.

Ogni casa, ogni utente, dovrà poter potenzialmente diventare un *prosumer* di energia elettrica, che compra, ma anche vende energia, in un mercato aperto ai grandi distributori così come ai piccoli utenti. Il prezzo dell'energia, sia per chi la consuma sia per chi la vende, varierà nel tempo e diventerà la principale variabile in grado di bilanciare la domanda all'offerta di energia elettrica. È presumibile che ogni utente di questo mercato sarà rappresentato da un agente software, che agirà in modalità autonoma e proattiva verso la massimizzazione di obiettivi di profitto di ogni singolo utente. È una vera e propria rivoluzione rispetto al sistema di bilanciamento attuale basato su un controllo centralizzato e con reazioni molto spesse affidate all'intervento dell'operatore umano.

2.4 Smart Metering

Un ruolo cruciale nel nuovo modello di sistema energetico sopradescritto è svolto dai sistemi di misura distribuiti. La conoscenza dei profili di consumo in tempo reale consente a chi gestisce le reti energetiche di realizzare meccanismi di maggiore dinamicità, flessibilità e interattività nella gestione delle reti stesse; inoltre permette a chi utilizza l'energia una maggiore consapevolezza di quanto si sta consumando. Questo tipo di scenari evolutivi ha come presupposto fondamentale la capacità di rendere disponibili in tempo reale i consumi legati alle varie utenze, sia agli utilizzatori sia ai gestori delle reti energetiche, per cui i contatori di nuova generazione devono essere in grado di trasmettere a distanza queste informazioni. Questa modalità di rilevamento e gestione dei consumi va sotto il nome di *Smart Metering*. I governi, attraverso le autorità energetiche nazionali, stanno richiedendo alle utilities di realizzare lo Smart Metering. Per quanto riguarda l'Italia, a Ottobre 2008 la delibera 155/08 dell'Authority per l'energia ha reso obbligatori meccanismi di telelettura e telegestione per i contatori del gas, mentre a Marzo 2009 la commissione europea ha dato mandato a CEN, CENELEC ed ETSI di sviluppare gli standard necessari alla realizzazione di un'architettura aperta di sistemi di Smart Metering interoperabili. È evidente come questi presupposti stiano portando ad un cambiamento epocale nei servizi legati all'energia e di conseguenza ad un'enorme possibilità per le aziende che possono avere un ruolo attivo nella catena del valore di questa tipologia di servizi. Il Meter intelligente è dotato di interfaccia bi-direzionale di comunicazione e trasmette i dati di lettura verso un sistema (il concentratore) che li memorizza e li rende disponibili ai sistemi di back-office dei *Distribution System Operators (DSO)*, quella parte di un'azienda che comprende tutte le attività proprie dell'azienda, come il sistema di produzione o la gestione.

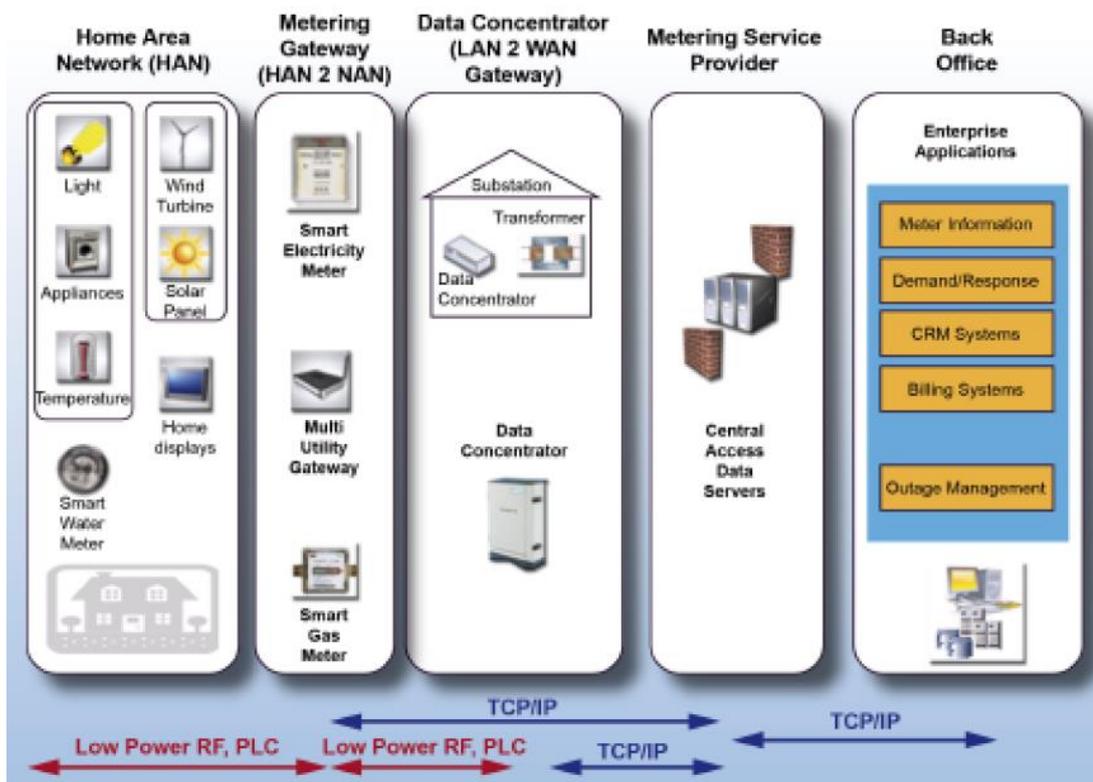


Figura A.7 L'architettura semplificata di un sistema di Smart Metering.

La connessione tra lo Smart Meter ed un *Metering gateway* (che svolge funzioni di sola comunicazione) avviene su protocolli ad onde convogliate (PLC), oppure su protocolli in radio frequenza (RF) low power. La comunicazione dei dati di lettura verso il sistema di raccolta dati può avvenire direttamente con protocolli WAN (Wide Area Network) tipicamente GPRS (General Packet Radio Service), oppure, nel caso si faccia ricorso ad uno stadio di concentrazione dati, ancora

mediante PLC e RF Low Power. I concentratori dati comunicano verso il centro raccolta con protocolli WAN.

Uno degli aspetti più controversi e dibattuti che definiscono le architetture di Smart Metering riguarda la tecnologia RF low power da adottare. Per quanto concerne la comunicazione in area WAN esistono vari protocolli che presentano una certa maturità e affidabilità. Per quanto riguarda la comunicazione tra lo Smart Meter e il concentratore dati, laddove non si possa far ricorso ai protocolli PLC, non esistono ad oggi standard RF già accettati dal mercato e in grado di soddisfare i requisiti attesi: elevato range di copertura, bassi consumi, costi contenuti, sistema aperto e offerto in condizioni non discriminatorie.

Esistono numerose tecnologie standard e numerose proprietarie, ma uno dei fattori principali di controversia riguarda le frequenze di trasmissione da adottare per la comunicazione tra Smart Meter e concentratore. Le varie soluzioni ad oggi sul mercato spaziano dai 169 MHz, ai 433MHz, agli 868MHz ai 2,45GHz. Sebbene sia noto che frequenze inferiori permettono maggiore copertura radio, i protocolli a 2,45 GHz sono molto interessanti, in quanto si avvalgono di un maggior numero di canali e di architetture percorsi alternativi. Altri fattori da tener presenti sono gli interferenti nelle varie bande di frequenza, il numero di canali disponibili e le potenze utilizzabili. Un altro punto cruciale nella definizione delle architetture in discussione riguarda quale debba essere l'elemento che rende possibile la concentrazione dei dati di lettura relativi alle varie utenze e li trasmetta verso la rete di telelettura e verso un dispositivo di visualizzazione interno alla casa. La prima possibilità riguarda l'utilizzo del contatore elettrico, avendo quest'ultimo il notevole vantaggio di poter disporre in modo costante e non interrompibile di una fonte di alimentazione. Questa soluzione è stata ad esempio adottata in Olanda e prevede che il contatore elettrico funga da concentratore dei dati di lettura anche delle altre utenze (es. gas e acqua); questo approccio crea però una situazione di squilibrio laddove le aziende di distribuzione di elettricità e gas non coincidano o, come in Italia, siano anche concorrenti, in quanto ad esempio il distributore del gas si trova a dover dipendere per la telelettura da dispositivi e reti appartenenti ad un distributore di energia elettrica. Al fine di ovviare a ciò, in altri paesi (ad esempio in Germania) si è pensato ad un dispositivo che svolga esclusivamente ed appositamente il ruolo di concentratore delle utenze domestiche e funga anche da dispositivo di comunicazione verso la rete di telelettura, utilizzando sia la tecnologia PLC, sia la tecnologia RF. Questo approccio risolve l'asimmetria tra i distributori di energia, ma al tempo stesso crea il problema organizzativo di definire a chi appartiene questo oggetto, chi ha l'onere di alimentarlo e tenerlo sempre alimentato e di come gestire i rapporti con le varie utilities che lo utilizzano. Questo approccio è coerente con l'idea di un ruolo di Metering Service Provider, ruolo che non necessariamente coincide con un distributore di energia bensì agisce da responsabile del servizio di misura dei consumi energetici. A prescindere da quale sia l'elemento che funge da concentratore domestico e da gateway verso la rete LAN, si può rendere necessario, per ottimizzare la rete di telelettura nel caso in cui si utilizzino protocolli low power RF, creare un livello di concentrazione che raccolga più utenze e trasmetta i dati periodicamente verso i sistemi di gestione remoti.

2.5 Requisito di Interoperabilità

Per interoperabilità si intende la capacità di un sistema di scambiare informazioni o servizi, o parte di essi, con altri sistemi anche di fornitori non omogenei. L'interoperabilità è possibile sulla base di un set di standard aperti, meglio se liberamente disponibili stakeholder. I sistemi di Metering di seconda generazione, oltre al semplice servizio di misura, renderanno disponibili anche nuovi servizi energetici a supporto delle reti elettriche intelligenti e della generazione distribuita. I futuri dispositivi di misura, Smart Meter, saranno nodi di reti di comunicazione. Di fatto l'interoperabilità dei sistemi di misura e i nuovi servizi energetici daranno modo a chi andrà a installare e gestire i futuri sistemi avanzati di multiMetering di acquistare componenti anche da produttori diversi, eliminando la principale barriera alla diffusione dei sistemi di misura avanzati.

Altra importante caratteristica dei sistemi di misura di seconda generazione sarà la possibilità di interagire con i sistemi propri dell'utilizzatore finale, quali i dispositivi domotici e di gestione

dell'energia, soprattutto con l'obiettivo di rendere sempre più gli utenti finali nodi attivi delle reti intelligenti delle reti di distribuzione dell'energia.

3 Cenni ai problemi di Power Quality

L'energia elettrica non è altro che un prodotto industriale esattamente come tanti altri quali, ad esempio, un'automobile, un computer, una penna stilografica, ecc.; essa costituisce probabilmente la principale "materia prima" per i settori del terziario e dell'industria. E' un prodotto insolito perché è richiesto con continuità, non lo si può immagazzinare in quantità considerevoli e non può essere sottoposto a controlli che ne assicurino la qualità prima dell'uso. L'energia elettrica, infatti, fornisce un ottimo esempio della filosofia "just in time", secondo la quale i componenti sono consegnati da un fornitore di fiducia alla linea di produzione solo al momento della loro utilizzazione, senza effettuare alcun controllo preventivo. Perché il "just in time" abbia successo è necessario conoscere a fondo le caratteristiche dei componenti, avere una grande fiducia nella capacità del fornitore di produrre e consegnare i prodotti secondo le specifiche e nel rispetto dei tempi, possedere una completa conoscenza del comportamento globale del prodotto in condizioni limite. In realtà, l'energia elettrica è molto diversa da qualsiasi altro prodotto; infatti viene generata lontano dal punto d'utilizzo, viene immessa in una rete alimentata da molti altri generatori ed arriva al punto di consegna passando attraverso diversi trasformatori e parecchi chilometri di linee aeree ed eventualmente di cavi sotterranei. In alcuni casi, ad esempio dove il settore elettrico è stato privatizzato, la rete elettrica di distribuzione è di proprietà di un certo numero di organizzazioni diverse che si occupano della gestione e del mantenimento della stessa.

Assicurare la qualità dell'energia fornita al punto di consegna non è un compito facile e non esiste alcun modo di ritirare, dalla catena di fornitura, l'energia elettrica che si trovi al di sotto dei requisiti minimi, o che viene rifiutata dal cliente.

I disservizi più diffusi sono l'interruzione completa (che può durare da alcuni secondi a diverse ore) e buchi o cadute di tensione, durante i quali la tensione scende per tempi brevi ad un livello inferiore a quello nominale. Naturalmente le lunghe interruzioni costituiscono un problema per tutti gli utenti, ma molti processi sono sensibili anche a brevissime interruzioni:

- Processi continui, durante i quali brevi interruzioni possono alterare la sincronizzazione del macchinario e portare a grandi quantità di prodotto non completamente lavorato. Tipico esempio è l'industria cartiera, dove le operazioni di riavvio della produzione sono lunghe e costose.
- Operazioni concatenate a più livelli di lavorazione, dove un'interruzione durante un processo può compromettere il risultato di altre operazioni. Tipico esempio è l'industria dei semiconduttori, nella quale la produzione di un wafer di silicio richiede alcune dozzine d'operazioni per diversi giorni ed il fallimento di una sola operazione ha effetti catastrofici.
- Elaborazione di dati, in cui il valore della transazione è alto, pur essendo basso il costo del processo, come ad esempio accade gestendo azioni e cambio valuta.

Questi sono solo alcuni esempi che riportano i casi più sensibili, ma è sorprendente come anche operazioni quotidiane, apparentemente banali, abbiano fabbisogni critici per quanto riguarda la fornitura dell'energia.

Allora risulta spontaneo chiedersi: cosa s'intende per "qualità dell'energia elettrica"? Su quale base è possibile determinare le caratteristiche qualitative dell'energia elettrica? La risposta, in linea di principio, è data dalla definizione di qualità di un generico prodotto contenuta nella norma UNI ISO 8402, secondo la quale *"Qualità è l'insieme delle proprietà e delle caratteristiche di un prodotto o di un servizio che conferiscono ad esso la capacità di soddisfare le esigenze espresse o implicite"*.

Il problema che si pone è pertanto quello di particularizzare una definizione generale al caso del "prodotto" energia elettrica. A questo proposito è utile ricordare che gli impianti elettrici sono frequentemente interessati, in modo più o meno rilevante, da disturbi di natura elettromagnetica provenienti dalle reti di distribuzione e dai carichi da essi stessi alimentati; disturbi che possono provocare sia malfunzionamenti che guasti su molti componenti dell'impianto; ciò comporta che le caratteristiche dell'alimentazione elettrica non sempre corrispondono a quelle ideali (assenza di

disturbi). A prescindere dagli obblighi contrattuali, che possono esistere nell'acquisto di una fornitura di energia elettrica, ogni utente desidererebbe disporre sempre, ed in ogni punto del proprio impianto, di una tensione idealmente immune da disturbi, caratterizzata cioè da parametri (ampiezza, forma d'onda, frequenza) pari ai valori nominali di riferimento; la costanza di questi parametri sarà tanto più desiderabile dall'utente quanto maggiore è la sensibilità del proprio impianto a queste caratteristiche.

La qualità dell'energia elettrica che un generico utente ritiene necessaria per la propria attività non è un concetto assoluto, ma dipenderà dalla sensibilità degli utilizzatori verso i disturbi e dalle conseguenze dei disservizi risultando, quindi, variabile da caso a caso. Questa osservazione risulta quindi in accordo con la definizione generale di qualità di un prodotto e conferma il concetto, già espresso, che le esigenze da soddisfare non sono assolute, ma possono variare a seconda delle situazioni, dei soggetti e delle condizioni al contorno e possono mutare nel tempo, ed in ogni caso sono d'origine esterna. In questi termini allora, la qualità dell'energia può sembrare in tutto e per tutto simile alla qualità di un qualsiasi altro prodotto, tuttavia esiste un'importante differenza: mentre tutte le proprietà qualitative di un prodotto tradizionale vengono definite dal produttore dello stesso e dalla propria catena commerciale, nel caso del prodotto energia elettrica la responsabilità del soddisfacimento dei requisiti (delle aspettative) qualitativi dipende solo parzialmente dall'azienda produttrice/distributrice; l'utente consumatore è infatti in grado di modificare le caratteristiche qualitative dell'alimentazione nell'istante stesso in cui acquista e quindi consuma il prodotto energia elettrica. In altri termini, se è vero che l'azienda elettro-commerciale può, entro certi limiti dettati da ragioni tecnico-economiche, migliorare le caratteristiche ed il comportamento della propria rete, è altrettanto vero che l'utente deve accettare un certo rischio e deve essere consapevole che la qualità dell'alimentazione all'interno del proprio impianto dipende anche dalle sue caratteristiche e quindi alcuni provvedimenti sono esclusivamente di sua competenza. In pratica, i disturbi che interessano un utente dipendono sia dalle caratteristiche della rete di distribuzione, sia da quelle del proprio impianto e dal comportamento e dalla sensibilità dei propri carichi; le condizioni che si presentano non sono sempre uniformi e l'entità dei problemi può variare da caso a caso fino al raggiungimento di situazioni molto critiche che possono compromettere il funzionamento o la sicurezza. In quest'ottica, rientrano i tre tipi di relazioni che bisogna considerare rispetto alla qualità della tensione:

1. **distributore-cliente;** il distributore ha la responsabilità di fare quanto necessario per mantenere i parametri che caratterizzano la tensione entro i campi di variazione previsti e, per soddisfare tale responsabilità, deve poter mantenere un ragionevole controllo del modo in cui i clienti utilizzano l'energia. La responsabilità del cliente è, invece, di utilizzare l'energia in modo da non arrecare disturbi all'esercizio della rete e alla fornitura di altri clienti, prendendo gli opportuni provvedimenti quando ciò si dovesse verificare. Per le grandi installazioni è altresì responsabilità del cliente informare tempestivamente il distributore circa le apparecchiature che sta per installare o installerà e le relative modalità d'uso.
2. **cliente-fornitore di apparecchiature;** dal momento che i clienti utilizzano l'elettricità mediante le apparecchiature elettriche, il fornitore di queste è indirettamente coinvolto nella relazione cliente-distributore. Il costruttore è responsabile di fornire al cliente apparecchiature in grado di assolvere le funzioni volute, tra cui la limitazione dei disturbi e la capacità di funzionare correttamente nelle condizioni di fornitura previste. Il costruttore di apparecchiature deve anche fornire al cliente tutte le informazioni richieste dal distributore.
3. **distributore-fornitore di apparecchiature;** sono coinvolti nel processo di definizione delle normative che assicurano sia i limiti di emissione dei disturbi sia le adeguate immunità ai disturbi stessi.

Una fornitura perfetta di energia dovrebbe garantire la continuità del servizio, entro tolleranze di tensione e frequenza, ed avere una tensione con forma d'onda sinusoidale priva di distorsioni. La qualità dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica si articola in diversi fattori che sono rappresentati in figura A.8 e che descriveremo nei prossimi paragrafi.

Come si nota, la qualità di servizio nella fornitura d'electricità ha dimensioni differenti che possono essere raggruppate in tre parti generali: la continuità di fornitura del servizio, la qualità di voltaggio (caratteristiche della tensione) e le relazioni commerciali tra un fornitore e un utente (qualità commerciale).

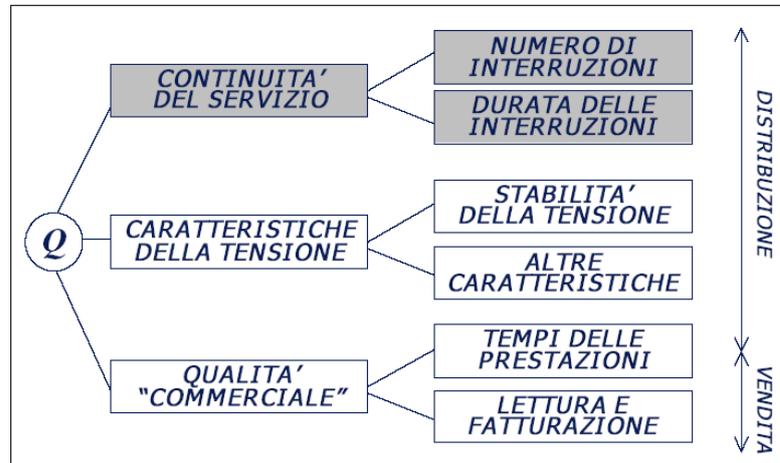


Figura A.8 I diversi fattori di qualità in cui si articola la PQ

3.1 Normativa sulla Power Quality

Per quanto riguarda la misura della qualità della tensione, il principale riferimento normativo per la definizione delle caratteristiche fisiche dell'energia elettrica nelle reti a media e a bassa tensione è individuato nella Norma CEI EN 50160, che ha come oggetto la definizione e descrizione delle caratteristiche della tensione ai terminali d'alimentazione delle utenze nei sistemi di distribuzione di energia elettrica a media e bassa tensione, nelle normali condizioni di esercizio. La normativa internazionale fornisce diverse indicazioni riguardo ai limiti ammissibili per i disturbi sulle tensioni di alimentazione, e per i disturbi iniettati sulle correnti di linea nonché riguardo ai metodi di misura per la valutazione del livello di disturbo (in termini di parametri quali le ampiezze di tensione e correnti o in termini di indicatori globali, quali il THD); a fronte di ciò, tuttavia, le indicazioni su quali parametri misurare e sui relativi metodi di misura, per l'individuazione delle sorgenti che iniettano i disturbi in rete, sono assai più vaghe e non portano a risultati affidabili se non in alcune situazioni molto particolari.

Per le caratteristiche della tensione da essa indicate, la Norma definisce, ove possibile, le variazioni normalmente attese, e negli altri casi fornisce la migliore indicazione possibile, sul piano quantitativo, su ciò che l'utente può aspettarsi; in tal senso le suddette caratteristiche sono trattate in termini statistici e probabilistici, vista l'aleatorietà dei fenomeni che possono causare una loro variazione.

Si osservi però che, come specificato nella Norma, le caratteristiche della tensione ed i relativi limiti da essa forniti non sono destinati né ad esser usati come livelli di compatibilità elettromagnetica o come limiti di emissione di disturbi condotti da parte degli utenti, né a specificare le prescrizioni nelle norme di prodotto delle apparecchiature; tuttavia dovrebbero a tal proposito essere tenute in considerazione, visto che le prestazioni di un'apparecchiatura potrebbero essere compromesse se essa fosse sottoposta a condizioni di alimentazione diverse da quelle considerate dalla relativa norma di prodotto. Inoltre, la stessa Norma precisa che i contenuti della stessa possono essere superati da specifici contratti tra utenti e fornitori.

Per quanto riguarda invece i succitati aspetti di compatibilità elettromagnetica, livelli di emissione di disturbo ecc., nonché per la definizione delle metodologie di prova e di misura della strumentazione utilizzata, le norme da seguire in questo ambito sono state raggruppate, revisionate e pubblicate a livello internazionale nella serie IEC 61000, pubblicata secondo la seguente struttura:

- Parte 1: Generalità
 - Considerazioni generali (introduzione, principi fondamentali)
 - Definizioni, terminologia
- Parte 2: Ambiente
 - Descrizione dell'ambiente Classificazione dell'ambiente Livelli di compatibilità
- Parte 3: Limiti
 - Limiti di emissione
 - Limiti di immunità (a condizione che essi non ricadano sotto la responsabilità dei comitati di prodotto)
- Parte 4: Tecniche di controllo e misura
 - Tecniche di misura
 - Tecniche di controllo
- Parte 5: Linee-guida per installazione e 'attenuazione
 - Linee-guida per l'installazione
 - Metodi e dispositivi di attenuazione
- Parte 6: Norme generiche
- Parte 9: Miscellanea

Ogni parte è ulteriormente suddivisa in sezioni che possono essere pubblicate sia come Norme Internazionali, sia come rapporti tecnici.

Per quanto riguarda, in modo più specifico, la strumentazione di power quality e le modalità di misura di carattere generale, il principale riferimento è la norma IEC 61000-4-30 *“Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 30: Power Quality measurement methods”*.

Più in dettaglio la Norma IEC 61000-4-30 descrive le caratteristiche generali degli strumenti e i metodi di misura per ciascuna caratteristica della tensione, secondo criteri che permettono di ottenere risultati attendibili, ripetibili e comparabili, a prescindere dal particolare strumento impiegato e dalle condizioni ambientali; essa si applica a strumenti sia ad installazione fissa che portatili.

Riguardo agli aspetti generali delle misure, per ciascuna grandezza da misurare, sono definite due classi di precisione per le prestazioni degli strumenti:

- gli strumenti di *classe A*, di maggiore precisione, vengono impiegati per misure finalizzate alla verifica della rispondenza della grandezza misurata ai valori previsti, alla risoluzione di controversie, ecc.; le misure di un dato parametro effettuate con diversi strumenti aventi i requisiti di classe A, che misurino lo stesso segnale, devono fornire risultati concordanti, nell'intervallo di tolleranza per essi specificato;
- gli strumenti di *classe B* sono invece strumenti indicatori, di minore precisione, da impiegare per tutte quelle applicazioni ove non è richiesta un'elevata accuratezza nelle misure, come ad esempio indagini statistiche; per questi strumenti le prestazioni, la precisione e le modalità di misura sono fornite dal costruttore.

Per le misure di armoniche ed interarmoniche, la Norma IEC 61000-4-30 rimanda alla Norma IEC 61000-4-7 *“Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 7: General guide on harmonics and Interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto”*.

Questa norma è applicabile agli strumenti per la misura delle componenti di frequenza sino a 9 kHz che si sovrappongono alla fondamentale nei sistemi elettrici di potenza. In essa vengono introdotti concetti generali, requisiti e raccomandazioni per i vari tipi di strumentazione. Per motivi pratici viene fissata una differenziazione tra armoniche, interarmoniche e componenti tra i 2 kHz e i 9 kHz.

La Norma IEC 61000-4-7 definisce i parametri da misurare per la valutazione del livello di distorsione armonica in una data sezione di misura, attraverso le ampiezze di tensioni e correnti armoniche ed attraverso parametri globali quali i THD (totali, di gruppi e di sottogruppi). Per effettuare le misure la Norma fa riferimento all'analisi armonica, effettuata attraverso la DFT (o la FFT).

La norma fornisce le indicazioni riguardanti la struttura generale di uno strumento per la misura di armoniche ed interarmoniche, specificando per ciascun blocco dello strumento stesso, i relativi requisiti di funzionamento e di accuratezza.

Per ciò che concerne, invece, in maniera più specifica, la localizzazione delle sorgenti di disturbo, si deve registrare, come già anticipato, una pressoché totale mancanza di strumenti normativi, sia per quanto riguarda i parametri da misurare che per ciò che riguarda l'aspetto dei relativi metodi e strumenti di misura.

La situazione normativa in materia di emissioni di disturbi in bassa frequenza è sintetizzata nella Tabella seguente [1]-[5].

Argomento	IEC	CENELEC	CEI
Definizioni	555-1 (1982)	EN 60555-2 (1986)	CEI 77-2 (1989)
Armoniche (corrente nominale ≤ 16 A)	1000-3-2 (1995)	EN 61000-3-2 (1995) EN 61000-3-2 A12	CEI 110-31
Fluttuazioni di tensione e flicker (corrente nominale ≤ 16 A)	1000-3-3 (1994)	EN 61000-3-3 (1995)	CEI 110-28
Armoniche (corrente nominale > 16 A)	1000-3-4 (Progetto)		
Fluttuazioni di tensione e flicker (corrente nominale > 16 A)	1000-3-5 (1994) (Rapporto tecnico)		
Guida per la misura di armoniche e relativa strumentazione	1000-4-7 (1991)	EN 61000-4-7 (1993)	CEI 110-12 (1994)
Armoniche (apparecchiature di media e alta tensione)	1000-3-7 (Progetto di rapporto tecnico)		
Fluttuazioni di tensione e flicker (apparecchiature di media e alta tensione)	1000-3-6 (Progetto di rapporto tecnico)		
Fluttuazioni di tensione e flicker (corrente nominale > 16 A)	1000-3-11 (Progetto)		

Tabella A.I: Norme sulla Power Quality

Come si può notare non esiste attualmente alcuna Norma che stabilisca limiti di emissione in bassa frequenza (armoniche, fluttuazioni di tensione ecc.) per utenze alimentate in media tensione, mentre esistono alcuni documenti relativi alla bassa tensione. Sono attualmente in circolazione progetti di norme della IEC (1000-3-6 e 1000-3-7) ed una Guida (1000-2-6) per la determinazione dei livelli di emissione nei sistemi di alimentazione degli impianti industriali con riferimento ai disturbi condotti in bassa frequenza. Questa Guida permette di calcolare l'emissione armonica dei componenti più significativi di un impianto industriale sulla base delle loro caratteristiche e di valutare l'effetto complessivo di tutti i componenti presenti in un impianto con criteri di composizione che tengano conto del fattore di contemporaneità ma senza fornire alcun riferimento a limiti di sorta. Quest'approccio si fonda sulla considerazione che, per quanto riguarda utenze di una certa rilevanza e quindi destinate ad essere alimentate dalla rete MT della distribuzione pubblica, è impossibile definire limiti di emissione indipendenti dalla localizzazione finale degli apparecchi. Se dovessero essere stabiliti dei limiti questi andrebbero riferiti all'installazione (e quindi sarebbero dipendenti dal luogo) e non potrebbero essere riferiti esclusivamente agli apparecchi stessi. La stretta di dipendenza tra rete di distribuzione ed utenze di grossa potenza, e dunque la necessità di un'azione coordinata tra le parti, è contenuta anche nell'Allegato informativo della Norma EN 50160 che, se da un lato precisa che "i valori riportati per le caratteristiche dei parametri dell'energia non sono intesi per essere utilizzati come livelli di compatibilità elettromagnetica o limiti di emissione per gli impianti utilizzatori", tuttavia afferma che "l'utente è un collaboratore essenziale al fine di mantenere la

qualità dell'elettricità". E' stata redatta, quindi, una guida interna sui criteri di esercizio della rete di distribuzione e sui criteri di alimentazione degli impianti utilizzatori che rivisita le attuali procedure alla luce della qualità del servizio all'utenza, in particolare la Norma EN 50160 "Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", come mostrato nella tabella che segue.

f_n (sist. interconnessi)	50 Hz 1 % (95% del tempo) 50 Hz +4-6 % (100% del tempo)
V_n (dal 2003)	230/400 10% (95% del tempo)
Flicker	$P_{LT} < 1$ (95% del tempo)
Buchi di tensione (10 ms-1 min)	< 1000 all'anno
Interruzioni brevi (< 3 min)	centinaia all'anno
Interruzioni lunghe (> 3 min)	< 50 all'anno
Armoniche di tensione	THD 8% (95% del tempo)

Tabella A.II: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
Continuità del servizio - EN 50160

La continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica è definita come mancanza di interruzioni nell'erogazione o fornitura dell'energia elettrica agli utenti. Rappresenta il più rilevante tra i diversi fattori di qualità, sia per l'importanza ad essa attribuita dagli utenti sia per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni. Essendo la tipologia fondamentale di servizio da offrire alle utenze, deve essere affrontata prioritariamente rispetto ad altri fattori tecnici di qualità del servizio, che pure rivestono un'importanza significativa per certi utenti, come la stabilità della tensione e le perturbazioni (tensioni armoniche, flicker, dissimmetria tra le fasi).

Nell'ambito della continuità del servizio, le interruzioni vengono distinte tra interruzioni con preavviso (ritenute causa di minori inconvenienti per gli utenti) e interruzioni senza preavviso. Queste ultime vengono distinte, in relazione alla loro durata, tra interruzioni senza preavviso lunghe (durata maggiore di tre minuti), brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti) e transitorie (durata minore di un secondo). Tenendo conto dei sistemi di misurazione disponibili, l'autorità assegna priorità alla riduzione delle interruzioni senza preavviso lunghe e propone regole per la loro disciplina basata sui livelli generali di qualità; inoltre, essa mira a risarcire i consumatori per interruzioni di fornitura molto lunghe, a mantenere tempi di ripristino sotto controllo e a creare incentivi per ridurre il numero totale e la durata di interruzioni.

Le interruzioni del servizio elettrico rappresentano una delle possibili variazioni delle caratteristiche della tensione di alimentazione degli utenti. L'effetto riconducibile alla variazione dell'ampiezza della tensione è qualificato come "interruzione" dalla norma tecnica CEI EN 50160, quando la stessa si riduce all'1% del suo valore nominale. La stessa norma tecnica considera le interruzioni come "eventi imprevedibili ed ampiamente aleatori" e individua una lista di condizioni eccezionali, al di fuori del controllo dell' esercente il servizio elettrico, il cui verificarsi esclude l'applicabilità della norma stessa (condizioni climatiche eccezionali ed altri disastri naturali, interferenze da parte di terzi, azioni industriali, forza maggiore, deficit di potenza dovuti ad eventi esterni, atti delle autorità pubbliche). Per imputare correttamente le responsabilità di un'interruzione agli esercenti del servizio di distribuzione, viene introdotta una duplice classificazione delle interruzioni, per causa e per origine [5]-[16].

Per quanto riguarda le cause di interruzione, sono definite tre classi di cause (cause di forza maggiore, cause esterne e tutte le altre cause), definendo con precisione gli eventi che possono essere considerati cause di forza maggiore o comunque cause riconducibili all'utente o a terzi (come danneggiamenti o furti) e quindi non imputabili alla responsabilità dell'esercente.

Per quanto riguarda l'origine delle interruzioni, allo scopo di separare le responsabilità dei fornitori di energia dalla responsabilità della gestione delle rete di trasmissione, sono state definite quattro sezioni di rete in cui si possono individuare le possibili origini delle interruzioni:

- rete nazionale di trasmissione;
- rete di distribuzione in alta tensione (rete AT);
- rete di distribuzione in media tensione (rete MT);
- rete di distribuzione in bassa tensione (rete BT).

La maggior parte delle interruzioni subite dagli utenti alimentati in bassa e in media tensione ha origine sulla rete di media tensione, che quindi costituisce una priorità di intervento per il miglioramento. La rete di media tensione determina attualmente circa l'85% delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente e il 100% delle interruzioni senza preavviso brevi subite dagli utenti alimentati in bassa tensione.

3.2 *Disturbi sulla tensione*

Per quanto riguarda le caratteristiche della tensione, l'accettabilità degli scostamenti dalle caratteristiche nominali dell'energia dipende dal tipo di utilizzazione da parte dell'utente, dagli impianti installati e dalle sue esigenze. E' possibile riassumere in otto categorie distinte le carenze di qualità dell'energia, intese come deviazioni dalle condizioni ideali (o meglio nominali) della fornitura:

1. Variazioni lentedel valore efficace (*RMS*);
2. variazioni di breve durata;
 - a. interruzioni;
 - b. buchi di tensione (voltage sags);
 - c. swells;
3. variazioni di lunga durata;
 - a. interruzioni sostenute;
 - b. sottotensioni;
 - c. sovratensioni;
4. dissimetrie;
5. distorsione armonica;
6. distorsione interarmonica;
7. fluttuazione di tensione (flicker);
8. disturbi transitori.

Nella Tabella A.III sono riassunte le tipologie di disturbi condotti che più di frequente si manifestano nella gestione di un sistema elettrico di potenza, indicandone origini ed effetti:

Esistono alcuni standard internazionali che fissano i limiti di variazione di ampiezza della tensione e della sua distorsione, entro i quali i carichi dovrebbero funzionare senza problemi. Similmente, vi sono limiti per le variazioni di tensione e la distorsione della sua forma d'onda che debbono essere rispettati dall'azienda fornitrice di energia elettrica. In teoria, dovrebbe esistere un margine di sicurezza tra i due limiti in modo da non farli sovrapporre, ma, poiché è difficile misurare la qualità dell'energia fornita su scala continua, i suoi limiti sono stabiliti in termini statistici e non in modo così rigido. Per assicurare una buona qualità dell'energia è necessario un buon progetto iniziale, un impianto in grado di sopperire ad alcuni dei problemi di alimentazione, cooperazione con il fornitore, controllo frequente e buona manutenzione. In altre parole è necessario un approccio con visione a trecentosessanta gradi ed una buona conoscenza dei principi e della pratica di miglioramento della qualità dell'energia.

3.3 *Disturbi sulla corrente*

Per quanto riguarda le caratteristiche della corrente, l'accettabilità degli scostamenti dalle caratteristiche nominali dell'energia dipende dal tipo di utilizzazione da parte dell'utente, dagli impianti installati e dalle sue esigenze. In pratica i fenomeni legati a variazioni dell'ampiezza della

corrente sono considerati normali e non sono considerati in nessun caso disturbi. Restano le variazioni di forma d'onda in maniera analoga a quanto visto per la tensione. Quindi si hanno solo:

1. distorsione armonica;
2. distorsione interarmonica.

In genere riflesso o conseguenza dei corrispondenti fenomeni che si verificano sulla tensione.

	DISTURBO	ORIGINE	EFFETTI
VA RIAZIONE DI AMPIEZZA	Variazioni lente	<i>Normale inserzione dei carichi</i>	<i>Diminuzione della vita media di lampade ad incandescenza, motori elettrici, apparecchiature elettroniche in genere.</i>
	Variazioni rapide	<i>Inserzione di apparecchi. Carichi con assorbimento variabile.</i>	<i>Intervento intempestivo di protezioni. Flicker (se ripetitive). Malfunzionamento di apparati elettronici.</i>
	Variazioni impulsive	<i>Fulminazione. Manovre. Guasti.</i>	<i>Perforazione di isolamenti. Danneggiamento di circuiti elettronici.</i>
	Buchi ed Interruzioni brevi	<i>Guasti. Manovre.</i>	<i>Intervento di relè di minima tensione. Irregolarità di funzionamento di motori. Malfunzionamento di apparati elettronici digitali. Spegnimento di lampade a scarica con ritardo di riaccensione.</i>
	Dissimmetria	<i>Carichi squilibrati.</i>	<i>Comparsa di componenti di sequenza inversa della tensione con surriscaldamento di macchine rotanti e raddrizzatori.</i>
	Armoniche	<i>Carichi non lineari. Azionamenti a velocità variabile. Lampade. Convertitori statici. Elettrodomestici. Forni ad arco. Saldatrici. Trasformatori. Motori.</i>	<i>Malfunzionamento di protezioni. Aumento perdite dielettriche. Aumento perdite nel rame in macchine e trasformatori. Aumento delle perdite in rete. Errori di apparati di misura. Malfunzionamento di apparati elettronici. Funzionamento instabile di motori. Malfunzionamento dei convertitori. Interferenza sui circuiti di telecomunicazioni.</i>
	Interarmoniche	<i>Convertitori statici. Cicloconvertitori. Apparati di controllo. Forni ad arco. Saldatrici.</i>	<i>Aumento del flicker. Interferenze nei sistemi di controllo ad ondulazione. Risonanze meccaniche agli alberi degli alternatori.</i>
	Variazioni di Frequenza	<i>Distacchi di grossi gruppi generatori. Commutazione di grossi carichi. Guasti.</i>	<i>Variazione di velocità nei motori. Malfunzionamento dei dispositivi elettronici che utilizzano la frequenza per generare la base dei tempi. Perdite nei lamierini magnetici.</i>

Tabella A.III: Origine ed effetti dei disturbi

Tabella A.IV:

3.4 Variazioni di frequenza rispetto alla frequenza nominale di rete

In un sistema di potenza la frequenza è una grandezza fondamentale da mantenere il più possibile costante (la frequenza è da intendersi con riferimento alla componente fondamentale della tensione).

La costanza della frequenza dipende dalla costanza della velocità di rotazione delle macchine sincrone collegate in rete; tale velocità è funzione del bilancio di potenza generata e consumata (includendo le perdite) in rete, essendo le coppie motrici e resistenti applicate alle macchine dipendenti da tali potenze.

In realtà il bilancio di potenza non è mai in pareggio, si rompe continuamente a causa del prelievo, peraltro aleatorio, dell'utenza; ovvero per intervento delle protezioni a seguito di guasti che, di fatto, modifica l'assetto della rete di potenza.

Comunque tali variazioni di frequenza non sono tollerate da molti utenti, primi fra tutti gli utilizzatori di energia elettrica con installazioni di motori asincroni (ma anche di motori sincroni) che rappresentano un bacino di utenza pari ad oltre il 60% del totale. Le variazioni di frequenza, infatti, incidono sulla velocità a regime della macchina asincrona (ma anche su quella delle macchine sincrone), con variazione anche della coppia massima, della coppia di spunto, nonché delle perdite e del rendimento. E' pertanto indispensabile mantenere la frequenza il più possibile costante, agendo soprattutto sui sistemi di regolazione.

La frequenza di alimentazione, secondo la norma CEI EN-50160, deve essere pari al valore normalizzato di 50 Hz e si può discostare da questo mantenendosi entro una banda di tolleranza; pertanto il valore medio della frequenza fondamentale, misurato in un intervallo di 10 secondi, deve essere compreso nel "range":

- 50 Hz \pm 1% durante il 95% di un anno o 50 Hz + 4%/ -6% durante il 100% del tempo (per i sistemi con collegamento sincrono ad un sistema interconnesso);
- 50 Hz \pm 2% durante il 95% di un anno o 50 Hz \pm 15% durante il 100% del tempo (per i sistemi senza collegamento sincrono ad un sistema interconnesso).

I precedenti limiti sono validi per reti di distribuzione MT e BT.

Per le variazioni di frequenza nella norma, così come in buona parte della bibliografia esistente, non è stata individuata la presenza di opportuni indicatori di qualità.

3.5 Indici di Power Quality

Dopo aver descritto i fenomeni a cui può essere soggetta la qualità della fornitura elettrica, vediamo ora quali sono i principali indici che ci consentono di valutare il livello dei disturbi di power quality con maggior impatto sui flussi di energia e potenza:

- indice di distorsione armonica di corrente, TDD;
- indice di distorsione armonica della tensione, THD;
- indice di flicker a breve termine, P_{ST} e a lungo termine, P_{LT} ;
- grado delle dissimmetrie, S.
- la deviazione della frequenza di sistema

L'indice di corrente TDD è definito come:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (\%) \quad (1)$$

dove, I_h è il valore della singola componente armonica, h è l'ordine armonico, I_1 è il valore della corrente alla frequenza fondamentale del sistema.

Analogamente, l'indice di tensione THD è definito come:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (\%) \quad (2)$$

dove, V_h è il valore delle componenti armoniche, h è l'ordine armonico, V_1 è il valore della tensione fondamentale del sistema.

L'indice di severità del flicker a breve termine (short-term) PST, che come già detto è valutato su un intervallo di 10 min, è definito come:

$$P_{ST} = \sqrt{\sum_{i=1}^N k_i \cdot P_i} \quad (3)$$

dove P_i sono i percentili scelti per caratterizzare la curva di probabilità cumulata e k_i i coefficienti di pesatura che tengono conto in modo convenzionale del valore medio e delle punte più elevate della sensazione di flicker. Per la valutazione dell'indice P_{LT} (long-term) si è preferito suddividere il tempo totale in serie di 10 min, ricavandone il P_{ST} corrispondente e quindi giungere alla seguente espressione:

$$P_{LT} = \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{P_{ST,i}^3}{N}} \quad (4)$$

Il livello di severità del flicker valutato in un punto qualunque del sistema elettrico è, ovviamente, dipendente da tutte le sorgenti di disturbo e la sua valutazione complessiva può essere ottenuto solo attraverso misure dirette.

Il grado di dissimmetria S di un sistema trifase di tensioni sinusoidali può essere espresso in forma relativa percentuale con la seguente espressione:

$$S = 100 \cdot \frac{U_2}{U_1} \quad (\%) \quad (5)$$

nella quale U_2 è l'ampiezza della componente di sequenza inversa e U_1 quella della componente di sequenza diretta.

Per le fluttuazioni di frequenza si calcola la deviazione standard dei valori misurati in un prefissato intervallo di tempo.

Ogni indice di PQ fa riferimento ad uno standard che contiene i metodi per misurare l'indice stesso. Per definire un metodo di misura, devono essere considerati quattro aspetti: i dati di ingresso, l'intervallo di aggregazione, il periodo di osservazione e il trattamento statistico dei dati. Per i dettagli operativi bisogna riferirsi alla specifica normativa.

La presenza di fenomeni di Power Quality altera la "normale" modalità di fluire di potenza e denegria del sistema elettrico con significative ripercussioni pratiche ed economiche. Per tale ragione è necessario affrontare le problematiche tecniche e normative inerenti l'analisi dei flussi energetici nei sistemi elettrici in regime non sinusoidale.

4 La misura di energia nei sistemi elettrici in regime non sinusoidale aspetti tecnici e normativi

4.1 La Misura Di Potenza nei Sistemi Elettrici In Regime Non Sinusoidale

In letteratura scientifica, l'approccio teorico allo studio di sistemi elettrici in regime non sinusoidale è stato, ed è tuttora oggetto di un dibattito molto ampio e controverso, sviluppatosi nell'ottica di definire le grandezze in grado di interpretare correttamente i fenomeni legati allo scambio di energia, analogamente a quanto avviene nel caso sinusoidale.

Tuttavia, mentre in regime sinusoidale la potenza istantanea, data dal prodotto di tensione e corrente, è semplicemente scomponibile in un termine con valore medio diverso da zero ed uno con valore medio nullo, in presenza di distorsione essa ha una formulazione molto più complessa. Infatti, a causa delle molteplici interazioni tra le armoniche di tensione e di corrente, oltre al termine con valore medio diverso da zero, che tiene conto dell'effettivo scambio di energia, nascono una serie di prodotti non rappresentativi di un effettivo scambio di energia, ma la cui corretta interpretazione è necessaria sia dal punto di vista progettuale che da quello della gestione di un sistema elettrico di potenza [18].

In definitiva, il problema della formulazione di una teoria di potenza in regime distorto è ancora aperto. Diversi autori hanno proposto varie definizioni di grandezze elettriche in regime deformato con l'obiettivo, nelle diverse formulazioni, di espandere le proprietà delle grandezze usate nel regime sinusoidale quali la potenza apparente, attiva e reattiva [18]. A seguito di un così vasto panorama in letteratura, l'unica Norma tecnica in materia è lo Standard IEEE 1459-2000 [17], entrato in vigore nel settembre 2002; esso fornisce una serie di definizioni di potenze "non attive", con lo scopo di estendere concetti già consolidati e validi del caso sinusoidale a quello deformato; alcune di esse sono riprese dalla letteratura, altre sono completamente nuove. Lo scopo della norma è quello di cercare di fornire una base comune per fatturare l'energia consumata, valutare la qualità dell'energia elettrica, individuare le sorgenti di distorsione armonica, progettare filtri attivi o compensatori dinamici, realizzare strumenti di misura.

Le definizioni proposte nello Standard, da utilizzarsi per misure su sistemi distorti e/o squilibrati; sono in parte tratte dalle succitate teorie di potenza, ma la maggior parte di esse derivano da un approccio innovativo, basato sulla separazione delle componenti fondamentali alla sequenza diretta dalle rimanenti componenti di tensioni e correnti e sulla definizione di tensioni e correnti "effettive". Per quanto riguarda il metodo da utilizzare per la misura delle componenti fondamentali e armoniche di tensione e corrente, lo Standard IEEE 1459-2000 non fornisce indicazioni.

Nel seguito, sarà illustrata una panoramica sulle principali definizioni di potenza in regime deformato proposte in letteratura e viene approfondita l'analisi delle definizioni della norma IEEE 1459-2000.

Inoltre viene posto l'accento sulle problematiche poste dall'assenza di una definizione univoca di potenza reattiva in regime distorto, riguardo alla misura di energia reattiva in presenza di distorsione; infatti, i contatori di energia reattiva attualmente impiegati sono progettati per applicazioni in regime sinusoidale, mentre non esistono indicazioni specifiche sui requisiti che i contatori devono soddisfare in presenza di distorsione armonica. Nella realtà, però, poiché i contatori si trovano a funzionare in presenza di armoniche, la valutazione delle prestazioni di questi strumenti in regime distorto risulta di fondamentale importanza.

4.2 Power Theory

Ingegneristicamente, l'interesse nella valutazione dei flussi di energia, deriva dalla necessità di capire le proprietà di assorbimento di potenza dei sistemi elettrici, per sapere come modificarli per migliorare l'efficacia dell'erogazione e dell'utilizzazione dell'energia e, di conseguenza, le motivazioni per lo studio delle proprietà della potenza dei sistemi elettrici sono sia di tipo cognitivo e ma anche di tipo molto pratico. Tutti questi sono i temi sono oggetto della "power theory", anche se il termine è vago e, di conseguenza, esso può essere compreso in vari modi e, di conseguenza, diverse accezioni del termine possono essere usate,

Il termine "power theory" fu coniato nel 1931 da Fryze [34], quando egli effettuò un tentativo di spiegare in condizioni non sinusoidali la differenza tra potenza attiva e apparente. Questa fu la risposta all'osservazione mossa da Steinmetz [29], che la potenza apparente in circuiti con un arco elettrico è superiore alla potenza attiva, ed alle affermazioni di Budeanu [33], che questa differenza poteva essere spiegata in termini di potenza reattiva e distorta. Quindi la spiegazione della differenza tra potenza attiva e apparente è l'oggetto originale della "Power theory".

La "power theory" inizialmente è stata sviluppata da un punto di vista teorico da numerosi scienziati quali Budeanu [33] o Fryze, [34], Quade [35], Rozenzweig [37], Depenbrock [40]. Quando poi il problema del rifasamento nei sistemi elettrici in condizioni non-sinusoidale è divenuto un problema

stringente, numerosi altri scienziati quali Pastore e Zakikhani [38], Kusters e Moore [41], Czarnecki [44] - [48], Nabae e Akagi [43], Depenbrock [51], Tenti [54] e numerosi altri si sono occupati anche di aspetti strettamente pratici.

Le risposte alle principali questioni, date da vari scienziati, si sono coagulati in differenti scuole di pensiero, identificati come scuole di Budeanu, Fryze, Pastore e Zakikhani, Czarnecki, o potenza Nabae e Akagi.

I principali temi inclusi nella della "Power Theory" può essere descritto come:

- Una spiegazione e interpretazione fisica di fenomeni che accompagnano erogazione di energia;
- La definizione delle qualità che descrivono il flusso di energia e il suo utilizzo;
- Fornire i principi fondamentali degli scambi tra i produttori e utilizzatori di energia;
- Consentire la corretta analisi dell'efficacia dell'erogazione di energia;
- Fornire i fondamenti per la progettazione e il controllo delle apparecchiature per miglioramento del fattore di potenza;
- Fornire i fondamenti per la progettazione e il controllo delle apparecchiature per il miglioramento della Power Quality.

Le diverse scuole di pensiero possono essere valutate in base al grado di soddisfacimento delle aspettative sopra elencate.

Il concetto di potenza reattiva Q è molto spesso spiegato utilizzando un carico lineare monofase alimentato con una tensione sinusoidale. In tale circuito, la tensione di carico pari a $v(t) = \sqrt{2}V \cos \omega_1 t$, e la corrente di carico $i(t) = \sqrt{2}I \cos(\omega_1 t - \varphi)$, il tasso di energia $W(t)$ che fluisce dalla sorgente di alimentazione al carico, cioè, la potenza istantanea $p(t)$, può essere espresso nella forma:

$$p(t) = \frac{d}{dt} W(t) = u(t)i(t) = P(1 + \cos 2\omega_1 t) + Q \sin 2\omega_1 t \quad (6)$$

dove P indica la potenza attiva e

$$Q = VI \sin 2\omega_1 t, \quad (7)$$

indica la potenza reattiva del carico.

Il primo termine sulla destra della formula (6), rappresenta un componente unidirezionale della potenza istantanea e si verifica anche se il carico è puramente resistivo il che significa che non vi è oscillazione di energia tra la sorgente e il carico, il secondo termine rappresenta un termine bidirezionale, e cioè una componente oscillante della potenza istantanea. La potenza reattiva Q è l'ampiezza di questo componente oscillante. La potenza reattiva geometricamente aggiunto a quella attiva fornisce la potenza apparente:

$$S = VI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (8)$$

Il fattore di potenza $\cos \varphi$ è definito come il rapporto della potenza attiva rispetto a quella apparente: $\cos \varphi = P/S$.

Come menzionato sopra, queste quantità non sono sufficienti a descrivere i flussi di energia in condizioni non-sinusoidali, e sono emerse varie scuole, nel tentativo di estendere al regime non-sinusoidale la definizione di grandezze elettriche ben noto in sinusoidale.

Nel seguito si daranno cenni degli approcci adottati dalle principali scuole di pensiero e cioè

- Teorie nel dominio di frequenza (Pastore e Zakikhani [38], Sharon [39]), sviluppato da Budeanu;
- Teorie nel dominio del Tempo definizioni (Kusters e Moore [41], Page [42]), sviluppato da Fryze;
- Teorie in entrambi i domini (Emanuel [49] - [56], Czarnecki [44] - [48]);
- Teorie ai valori istantanei definizioni (Depenbrock e Buchholz [51], [32], Akagi [43], Ferrero e Superti-Furga [50], Ferrero, Lev e Morando [53]).

4.2.1 Teorie nel dominio della frequenza

Queste teorie sono valide per forme d'onda periodiche. Esse sono basate sul principio che un segnale periodico, di tensione o di corrente, può essere scomposto in serie di Fourier. Quindi nel dominio della frequenza, un segnale periodico è espresso in funzione di un insieme finito di ampiezze, ognuna corrispondente all'armonica a cui è legata, e delle rispettive fasi.

Il punto di partenza della teoria di *Budeanu* è il tentativo di estendere il principio della sovrapposizione degli effetti alle grandezze elettriche in regime non sinusoidale: il sistema elettrico può essere scomposto in tanti sistemi elementari, quante sono le armoniche presenti nello spettro dei segnali della tensione e della corrente. Ogni sistema elementare si può considerare come un sistema sinusoidale indipendente, a frequenza armonica, e per ognuno di essi si possono ricavare le potenze, i valori efficaci di tensione e corrente ecc. I valori corrispondenti del sistema totale si ricavano dalla somma dei valori elementari.

Budeanu esprime la potenza apparente mediante le tre componenti P, Q e D, mutuamente ortogonali (rappresentazione nello spazio). Con P si intende la potenza attiva definita da:

$$P = \sum_{n \in N} V_n I_n \cos \varphi_n \quad (9)$$

nella quale V_0 e I_0 rappresentano le eventuali componenti continue di tensione e corrente (nel qual caso $\gamma_0 = 0$). Con Q_B si rappresenta la potenza reattiva definita da:

$$Q_B = \sum_{n \in N} V_n I_n \sin \varphi_n \quad (10)$$

Per trovare una relazione analoga alla (12), Budeanu definisce una potenza fittizia, la "Distortion Power", D_B , costituita dai prodotti tra armoniche di tensione e di corrente di ordine diverso (quindi non esistente in regime sinusoidale):

$$D_B^2 = \sum_{m=0}^{\infty} \sum_{k=0}^{\infty} [V_k^2 I_m^2 + V_m^2 I_k^2 - 2V_k V_m I_k I_m \cos(\varphi_k - \varphi_m)] \quad m \neq k \quad (11)$$

che assume valore nullo quando tutte le armoniche di corrente sono proporzionali a quelle di tensione e quando tutti gli sfasamenti relativi φ_i sono uguali.

La formula sopra riportata che esprime D_B è una pura espressione matematica ricavata estrapolando ai sistemi con onde deformate le formule classiche del regime sinusoidale. Al termine D_B si dà il nome di potenza reattiva deformante ma la grandezza non ha alcun significato fisico anche se associato a potenza reattiva. Si può dimostrare che:

$$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2} \quad (12)$$

e quindi che:

$$S^2 = P^2 + Q_B^2 + D_B^2 \quad (13)$$

La teoria di *Shepherd e Zakikhani* si sviluppa a partire da una critica su *Budeanu*: la compensazione della Q_B non porta a rendere unitario il fattore di potenza; ciò in quanto la Q_B è un valore matematico arbitrario e quindi non rappresenta alcuna quantità fisica; lo stesso discorso vale per la D_B .

Shepherd e Zakikhani propongono di scomporre la potenza apparente in tre componenti: la "Active Apparent Power", S_R , la "True Reactive Power", S_X e, analogamente a Budeanu, la "Distortion Power", S_D .

Si osservi che la S_X , malgrado il nome, non ha effettivamente le caratteristiche di una potenza reattiva, poiché, per esempio, non è una quantità con segno, ma una grandezza sempre non negativa. Nemmeno la S_R è effettivamente la potenza attiva P , anche se la contiene.

La teoria di *Sharon* parte dalla critica sia alla definizione di *Budeanu* che a quella di *Shepherd e Zakikhani*. Per quanto riguarda la prima, l'autore mostra come la compensazione della Q_B non porta a massimizzare il fattore di potenza; riguardo alla seconda, egli fa osservare come la "True Reactive Power" S_X , in condizioni di funzionamento leggermente differenti, può condurre a valori totalmente diversi.

In alternativa, *Sharon* propone di scomporre la potenza apparente in tre termini; Potenza Attiva, P , "Quadrature Reactive Power", S_Q , e "Complementary Power", S_C .

Si può osservare come vi siano due importanti differenze introdotte nella teoria di *Sharon* rispetto a quella di *Shepherd e Zakikhani*: la prima è che la potenza attiva è una delle componenti della potenza apparente (mentre *Shepherd e Zakikhani* la escludevano dalla scomposizione della potenza apparente); la seconda è che la S_Q è ottenuta a partire dall'intero valore efficace della tensione (vale a dire non dalla sovrapposizione di armoniche bensì da un integrale nel dominio del tempo). Il vantaggio principale di ciò è che in condizioni di funzionamento leggermente differenti il valore di S_Q non varia molto, e quindi può essere facilmente minimizzato con la connessione in parallelo al carico di elementi compensatori. Comunque, la definizione della S_Q non ha tutte le caratteristiche della potenza reattiva sinusoidale; in particolare, lo stesso autore asserisce che per massimizzare il fattore di potenza è preferibile un approccio diretto alla minimizzazione della potenza apparente (in tal senso una definizione di potenza reattiva in regime deformato diventa non indispensabile).

4.2.2 Teorie nel dominio del tempo

Queste teorie si basano sul presupposto che una corrente può essere scomposta in due componenti: una attiva $i_p(t)$, che ha la stessa forma d'onda della tensione, l'altra non attiva $i_r(t)$, che rappresenta ciò che va sommato istantaneamente alla i_p , per ottenere la corrente totale. In tal modo, se si riesce ad annullare la componente non attiva della corrente, la corrente totale assume la stessa forma d'onda della tensione, e quindi istante per istante è in fase con essa. Pertanto per rendere il fattore di potenza unitario occorre compensare totalmente la $i_r(t)$.

La potenza reattiva è quindi definita come:

$$Q_F = VI_r = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (14)$$

A partire da questo approccio sulle correnti, tutte le teorie nel dominio del tempo hanno in comune la caratteristica di calcolare le varie componenti della potenza apparente moltiplicando le relative componenti della corrente per la tensione (attraverso i valori efficaci).

Tali considerazioni costituiscono il punto di partenza della teoria di *Fryze*. L'autore definisce una conduttanza equivalente del carico, che, moltiplicata per la tensione consente di ricavare la componente attiva della corrente i_p ; la corrente reattiva i_r si ricava per differenza dalla corrente totale.

La teoria di *Kusters e Moore* estende la teoria di *Fryze*, a partire dalla considerazione che le correnti non attive possono essere in parte compensate tramite l'utilizzo di elementi passivi. Gli autori suddividono la corrente reattiva $i_r(t)$ in due componenti (induttive o capacitive): una prevalente, l'altra residua. L'adozione della scomposizione in componenti capacitive o induttive è subordinata al comportamento predominante del carico. In particolare, la componente residua è quella porzione di corrente che non può essere compensata annullando la corrente reattiva prevalente tramite elementi passivi.

Page estende ulteriormente la teoria di *Kusters e Moore*, attribuendo un segno ai valori efficaci delle correnti reattive: per quella induttiva si assume il segno del valore medio del prodotto dell'integrale della tensione per la corrente; analogamente per quella capacitiva si assume il segno del valore medio del prodotto della derivata della tensione per la corrente.

Nella teoria di *Czarneski* il problema è affrontato dal punto di vista della compensazione delle componenti armoniche della corrente reattiva, definita dalla somma delle componenti armoniche della corrente, in quadratura rispetto alle corrispondenti armoniche di tensione. Nei sistemi con onde deformate non si riesce, mediante un condensatore o un induttore, ad annullare la totale potenza non attiva. Al fine di compensare le componenti armoniche della corrente reattiva è necessario un circuito rifasatore che presenti, per ciascuna armonica, una suscettanza pari all'opposto di quella del carico per la frequenza considerata o che richiuda la corrente armonica prodotta da quest'ultimo.

La scomposizione della corrente in tre componenti ortogonali porta ad individuare una porzione della totale potenza apparente S che può essere compensata per mezzo di un circuito passivo (potenza reattiva Q_r) e della potenza diffusa D_s , per la quale tale tipo di compensazione è inefficace.

Alla teoria di Czarnescki può essere data una formulazione matematica piuttosto complessa che presenta poco interesse pratico. Si deve poi tenere presente che nei sistemi in esame si è sovente in presenza di fenomeni armonici rappresentabili attraverso circuiti a corrente costante (di armonica) per cui è più semplice ragionare per via intuitiva e per singole armoniche.

La trattazione di *Czarnecki* si basa su quella di *Fryze*, ma a differenza di quest'ultimo, definisce, oltre alla conduttanza equivalente, una suscettanza equivalente, per ogni circuito elementare associato ad ogni armonica di frequenza n . Pertanto questa teoria si basa sia sul dominio del tempo che su quello della frequenza. Inoltre, a differenza degli autori che lo hanno preceduto, *Czarnecki* cerca di dare una spiegazione fisica alle grandezze che egli stesso definisce nelle sue teorie.

4.2.3 Teorie basate sui valori istantanei

Le teorie formulate in termini di valori istantanei introducono delle definizioni di potenze tramite delle quantità variabili nel tempo, anziché attraverso grandezze costanti quali valori efficaci o valori medi. Tali teorie hanno avuto molti sviluppi negli ultimi tempi, soprattutto nel campo dei sistemi attivi di compensazione delle armoniche, grazie allo sviluppo dell'elettronica di potenza ed alle tecniche di controllo basate su microprocessori.

In particolare *Ferrero e Superti-Furga*, pur fornendo una teoria basata sui valori istantanei, attraverso la trasformata di Park, hanno introdotto anche definizioni di grandezze costanti, che hanno espressioni sia nel dominio del tempo, che nel dominio della frequenza. Le grandezze ottenute possiedono una proprietà molto interessante dal punto di vista applicativo: esse possono essere misurate attraverso semplici combinazioni lineari (con coefficienti costanti) di prodotti di tensioni e di correnti di linea.

4.2.4 Confronti fra le Teorie

Le definizioni di potenze reattive in regime deformato analizzate sono state tra di loro confrontate tenendo conto delle proprietà della definizione di potenza reattiva sinusoidale.

Infatti la potenza reattiva in regime sinusoidale ha una serie di proprietà legate alla sua rappresentazione matematica ed al suo significato fisico. Le più importanti sono le seguenti [41]:

- a. la potenza reattiva è espressa in termini di $VI \sin(\varphi)$;
- b. la potenza reattiva è una quantità con segno (+ o -);
- c. la somma algebrica della potenza reattiva in un sistema è nulla, la potenza reattiva che è afferente ad un nodo è uguale a quella uscente;
- d. la potenza reattiva è proporzionale alla differenza tra il valore medio dell'energia elettrostatica accumulata ed il valore medio dell'energia elettromagnetica accumulata in un periodo;
- e. la potenza reattiva è l'ampiezza della componente oscillante alternata della p_q , la potenza attiva rappresenta l'ampiezza della componente oscillante con valore medio diverso da zero della p_a ;
- f. la potenza reattiva può essere compensata usando un elemento shunt/serie lineare reattivo, condensatore o induttore. Essa può essere usata per dimensionare gli elementi di compensazione;
- g. la compensazione della potenza reattiva incrementa il fattore di potenza, facendolo tendere all'unità;
- h. la somma geometrica della potenza reattiva e della potenza attiva è la potenza apparente;
- i. le cadute di tensione nelle linee di trasmissione, caratterizzate dal fatto che sono prevalentemente induttive, dipendono solo dalla potenza reattiva (la potenza attiva determina l'angolo di trasmissione).

Nella Tabella A.IV sono indicate quali delle proprietà tra quelle ricordate sopra sono soddisfatte dalle teorie messe a confronto. Si può osservare come nessuna delle definizioni è in grado di verificare tutte le proprietà del caso sinusoidale.

Autori		Proprietà								
		a	b	c	d	e	f	g	h	i
Budeanu	Q_B	X	X	X						
Fryze	Q_F							X	X	
Shepherd e Zakikhani	S_X						X*			
Sharon	S_Q						X			
Kusters e Moore, Page	Q_I		X				X			
Czarnecki	Q_{Cz}						X			
Ferrero	Q_p		X	X						

Tabella A.V: Proprietà soddisfatte delle definizioni di potenze reattive in regime deformato (X* indica che la proprietà in questione è soddisfatta in alcuni casi).

Come si osserva dalla tabella, la definizione di potenza reattiva di *Budeanu* conserva le proprietà (a), infatti è espressa in termini di V , I e $\sin(\varphi)$ soddisfa la proprietà (b), poiché ogni termine della sommatoria può avere segno negativo, e quindi la somma può assumere il segno negativo. La potenza reattiva di *Budeanu* conserva la proprietà (e), in quanto se si considera il circuito elementare alla frequenza $n\omega$, la somma algebrica della potenza reattiva del sistema elementare è nulla, infatti esso è a tutti gli effetti un circuito in regime sinusoidale alla frequenza $n\omega$. Questo discorso è valido per ogni circuito elementare, e quindi la somma non può che essere zero. La potenza reattiva di *Budeanu* invece, generalmente non soddisfa le proprietà (f) e (g), in quanto non è vero che può essere totalmente compensata tramite l'utilizzo di elementi di compensazione passivi, ed inoltre, come si può vedere dall'espressione della scomposizione della potenza apparente, la compensazione della Q_B , in generale, non porta il fattore di potenza all'unità.

La teoria di *Fryze* introduce tre componenti di potenza apparente, quindi soddisfa la proprietà (h); cioè la somma geometrica della potenza reattiva di *Fryze* e della potenza attiva è la potenza apparente. Inoltre riducendo essa a zero il fattore di potenza tende all'unità e quindi soddisfa la proprietà (g).

Il vantaggio principale della S_Q di *Sharon* è che non presenta l'inconveniente della S_X di *Shepherd e Zakikhani*, cioè in condizioni di funzionamento leggermente differenti non varia di molto il suo valore, e quindi può essere facilmente minimizzata con la connessione in parallelo al carico di elementi compensatori, proprietà (i).

Le definizioni di *Kusters, Moore e Page* possono essere utilizzate per la realizzazione di una compensazione attraverso soli elementi passivi (proprietà f) e verificano la proprietà b essendo grandezze con segno.

La potenza definita da *Czarnecki* verifica solo la proprietà f.

La potenza istantanea complessa di Park con le sue componenti, così come i loro valori medi, possono essere qualificate come delle potenze effettive, e non come potenze apparenti, in quanto esse soddisfano le seguenti proprietà [39]:

- sono delle quantità algebriche, i segni delle quali dipendono dalla direzione di riferimento per le tensioni e le correnti (proprietà b);
- soddisfano il principio della sovrapposizione degli effetti; si può provare che la somma algebrica di ciascuna potenza collegata con ognuna degli elementi trifasi di una rete isolata è nulla (proprietà c).

4.3 Lo Standard IEEE 1459-2000

Nel gennaio 2000, dopo anni di studio e dopo il susseguirsi di definizioni di grandezze elettriche in regime deformato, l'IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) ha pubblicato un progetto di norma in materia, la *IEEE Std 1459-2000*, entrato in vigore nel settembre 2002 [17]. Lo scopo principale di questa norma è di fornire dei criteri nella progettazione e nell'uso di strumentazioni di misura di potenze elettriche, in condizioni sinusoidali e non sinusoidali, e con carichi equilibrati e non equilibrati. In essa si ritrovano alcune delle definizioni di potenza precedentemente esposte, ed altre del tutto nuove.

L'approccio della norma IEEE Std 1459 è essenzialmente basato sulla separazione delle componenti fondamentali alla sequenza diretta dalle rimanenti componenti di tensioni e correnti, considerate dannose per il sistema elettrico. Questo permette di misurare le quantità tradizionalmente utilizzate (potenze attiva, reattiva ed apparente fondamentali, e relativo fattore di potenza), mettendo altresì in evidenza delle grandezze che possono essere impiegate per valutare l'entità della distorsione armonica e dello squilibrio nella sezione di misura. Per un sistema a tre fili tali grandezze effettive sono ottenute dalle tensioni concatenate e dalle correnti di linea:

$$V_e = \sqrt{\frac{V_{RS}^2 + V_{ST}^2 + V_{TR}^2}{9}}, \quad I_e = \sqrt{\frac{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2}{3}} \quad (15)$$

A partire da tensioni e correnti effettive, si definisce la potenza apparente effettiva (*effective apparent power* S_e) che, secondo un approccio più tradizionale, riconducibile alla teoria di Fryze, può essere scomposta quadraticamente nella potenza attiva P e nella rimanente non attiva (*nonactive power* N). Si può osservare, quindi, che la N_p coincide con la definizione di potenza reattiva data da Fryze.

Inoltre, estraendo le componenti fondamentali di tensione e corrente, le corrispondenti grandezze effettive sono scomponibili nelle rispettive componenti fondamentali ed armoniche:

$$V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2}, \quad I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (16)$$

Dalla scomposizione della tensione effettiva e della corrente effettiva nelle rispettive componenti fondamentali ed armoniche, si ha che la potenza apparente effettiva si può decomporre nelle sue componenti fondamentale (*fundamental effective apparent power* S_{e1}) e nonfondamentale (*nonfundamental effective apparent power* S_{eN}). La prima può ulteriormente essere scomposta nella componente fondamentale diretta (*fundamental effective apparent power* S_1^+), che contiene a sua volta le potenze attiva e reattiva fondamentali dirette (*fundamental positive sequence active and reactive powers* P_1^+ and Q_1^+), e nella componente fondamentale squilibrata (*fundamental unbalanced power* S_{U1}). La seconda, S_{eN} , può essere decomposta in tre termini: la *current distortion power* D_{eI} , la *voltage distortion power* D_{eV} , e la *harmonic apparent power* S_{eH} , quest'ultima contenente la potenza attiva armonica P_H più una potenza armonica non attiva (*harmonic distortion power* D_H). Si osservi infine che la norma non fornisce una nuova definizione di potenza reattiva, ma riporta solo la definizione della Q_B di *Budeanu*. Le più importanti definizioni sono riportate nella tabella A.V. La scomposizione della potenza apparente nelle sue componenti è schematizzata in figura A.9

Quantity	Combined	Fundamental	Non-fundamental
Apparent	S_e [VA]	S_e, S_1^*, S_{U1} [VA]	S_{eN}, S_{eH} [VA]

Active	P [W]	P^*_1 [W]	P_H [W]
Nonactive	N [VAR]	Q^*_1 [VAR]	D_{eh}, D_{ev}, S_{eh} [VAR]
Line utilization	$PF=P/S_e$	$PF^*_1=P^*_1/S^*_1$	-
Harmonic pollution	-	-	S_{eN}/S_{e1}
Load unbalance	-	S_{U1}/S^*_1	-

Tabella A.VI: Grandezze dello Standard IEEE 1459-2000 per sistemi trifase distorti e/o squilibrati

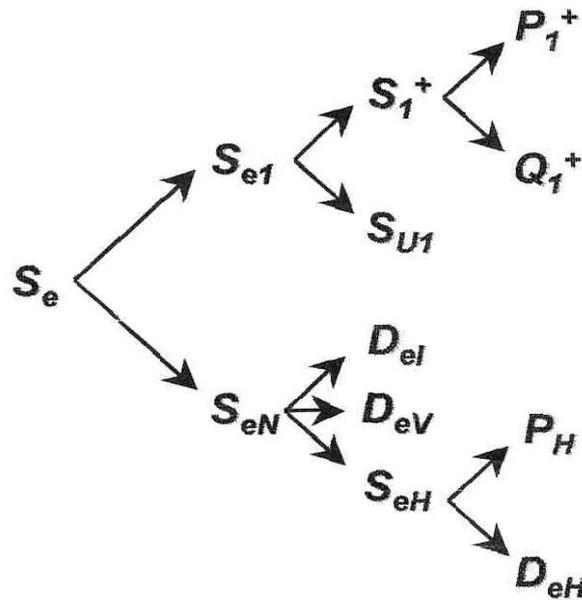


Figura A.9 Scomposizione della potenza apparente secondo lo Std. IEEE 1459-2000

Il nuovo approccio consente di mettere in evidenza le potenze attiva reattiva ed apparente fondamentali alla sequenza inversa, che sono le uniche componenti di potenza presenti nel caso ottimale di sistema sinusoidale, simmetrico ed equilibrato e che rappresentano la condizione ideale di funzionamento per il sistema elettrico. Inoltre vengono introdotte delle quantità in grado di valutare l'entità della distorsione e dello squilibrio nella sezione di misura. In tal senso, infatti, la S_{U1} può essere utilizzata come un indicatore dell'entità dello squilibrio; tale grandezza tiene conto del contributo sia dell'asimmetria della tensione di rete che dello squilibrio introdotto dal carico, assumendo così un significato diverso rispetto al grado di squilibrio tradizionalmente definito [1], attinente soltanto alla tensione. La S_{eN} può invece essere utilizzata come un indicatore globale della distorsione armonica; le sue componenti, D_{eI} e D_{eV} , identificano i contributi alla distorsione dovuti rispettivamente alla corrente ed alla tensione. La rimanente parte, S_{eH} , identifica l'aliquota della potenza apparente dovuta alle sole armoniche di tensione e corrente, pur non fornendo alcuna informazione circa la sorgente del disturbo. Solo la potenza attiva armonica P_H può configurarsi come indicatore della sorgente di distorsione, assumendo valore positivo o negativo a seconda che la distorsione provenga dalla rete o dal carico.

Tabella A.VII:

Tabella riepilogativa delle definizioni di grandezze elettriche in regime deformato

Autori	Tensione(V)	Corrente(A)	Potenze			
			Apparente(VA)	Attiva(W)	Reattiva(VAR)	Altre
<i>Budeanu</i> (1927) (monofase)	$v(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} V_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n) + \sqrt{2} \sum_{m \in M} V_m \text{sen}(m\omega t + \alpha_m)$	$i(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} I_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n + \phi_n) + \sqrt{2} \sum_{u \in U} I_u \text{sen}(u\omega t + \alpha_u)$	$S = VI = \sqrt{\left(\sum_{n \in N} V_n^2\right) + \left(\sum_{m \in M} V_m^2\right)} \cdot \sqrt{\left(\sum_{n \in N} I_n^2\right) + \left(\sum_{u \in U} I_u^2\right)}$	$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)dt = \sum_{n \in N} V_n I_n \cos \phi_n$	$Q_B = \sum_{n \in N} V_n I_n \text{sen} \phi_n$ (5)	"Distortion Power" $D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2}$
<i>Fryze</i> (1932) (monofase)	$v(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} V_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n) + \sqrt{2} \sum_{m \in M} V_m \text{sen}(m\omega t + \alpha_m)$	$i(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} I_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n + \phi_n) + \sqrt{2} \sum_{u \in U} I_u \text{sen}(u\omega t + \alpha_u)$ $G = \frac{P}{V^2}$ Corrente Attiva $i_p(t) = Gv(t)$ Corrente Reattiva $i_r(t) = i(t) - i_p(t)$	$S = VI$	$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)dt = VI_p$	$Q_f = VI_r = \sqrt{S^2 - P^2}$	
<i>Shepherd e Zakikhani</i> (1972) (monofase)	$v(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} V_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n) + \sqrt{2} \sum_{m \in M} V_m \text{sen}(m\omega t + \alpha_m)$	$i(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} I_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n + \phi_n) + \sqrt{2} \sum_{u \in U} I_u \text{sen}(u\omega t + \alpha_u)$	$S = VI = \sqrt{\left(\sum_{n \in N} V_n^2\right) + \left(\sum_{m \in M} V_m^2\right)} \cdot \sqrt{\left(\sum_{n \in N} I_n^2\right) + \left(\sum_{u \in U} I_u^2\right)}$ $S^2 = S_k^2 + S_X^2 + S_D^2$	$P = \sum_{n \in N} V_n I_n \cos \phi_n$ "Active Apparent Power" $S_k = \sqrt{\left(\sum_{n \in N} V_n^2\right) \left(\sum_{n \in N} I_n^2 \cos^2 \phi_n\right)} \neq P$	"True Reactive Power" $S_X = \sqrt{\left(\sum_{n \in N} V_n^2\right) \left(\sum_{n \in N} I_n^2 \sin^2 \phi_n\right)}$	"Distortion Power" $S_D = \sqrt{S^2 - S_k^2 - S_X^2}$
<i>Sharon</i> (1973) (monofase)	$v(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} V_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n) + \sqrt{2} \sum_{m \in M} V_m \text{sen}(m\omega t + \alpha_m)$	$i(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} I_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n + \phi_n) + \sqrt{2} \sum_{u \in U} I_u \text{sen}(u\omega t + \alpha_u)$	$S = VI = \sqrt{\left(\sum_{n \in N} V_n^2\right) + \left(\sum_{m \in M} V_m^2\right)} \cdot \sqrt{\left(\sum_{n \in N} I_n^2\right) + \left(\sum_{u \in U} I_u^2\right)}$	$P = \sum_{n \in N} V_n I_n \cos \phi_n$	"Quadrature Reactive Power" $S_Q = V \sqrt{\sum_{n \in N} I_n^2 \text{sen}^2 \phi_n}$	"Complementary Power" $S_c = \sqrt{S^2 - P^2 - S_Q^2}$

Autori	Tensione(V)	Corrente(A)	Apparente(VA)	Attiva(W)
Kusters, Moore e Page (1980) (monofase)	$v(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} V_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n) + \sqrt{2} \sum_{m \in M} V_m \text{sen}(m\omega t + \alpha_m)$ $\dot{v}(t) = \frac{dv(t)}{dt}$ $\bar{v}(t) = \int v(t) dt$	$i(t) = \sqrt{2} \sum_{n \in N} I_n \text{sen}(n\omega t + \alpha_n + \phi_n) + \sqrt{2} \sum_{u \in U} I_u \text{sen}(u\omega t + \alpha_u)$ <p>Corrente Attiva di Fryze $i_p(t) = \frac{v(t)}{V^2} P = \frac{v(t)}{V^2} \left(\frac{1}{T} \int_0^T v(t) i(t) dt \right)$</p> <p>Corrente Reattiva $i_r(t) = i(t) - i_p(t)$</p> <p>Corrente Reattiva Induttiva $i_{ql}(t) = \frac{\bar{v}(t)}{V^2} \left(\frac{1}{T} \int_0^T \bar{v}(t) i(t) dt \right)$</p> <p>Corrente Reattiva Induttiva Residua $i_{qr}(t) = i(t) - i_p(t) - i_{ql}(t)$</p> <p>Corrente Reattiva Capacitiva $i_{qc}(t) = \frac{\dot{v}(t)}{V^2} \left(\frac{1}{T} \int_0^T \dot{v}(t) i(t) dt \right)$</p> <p>Corrente Reattiva Capacitiva Residua $i_{qcr}(t) = i(t) - i_p(t) - i_{qc}(t)$</p>	$S = VI$	$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) i(t) dt$ $= \frac{1}{T} \int_0^T v(t) i_p(t) dt$ $= VI_p$
Czarnecki (1988) (Trifase)	$V_c^2 = V_R^2 + V_S^2 + V_T^2$ $V_{nc}^2 = V_{nR}^2 + V_{nS}^2 + V_{nT}^2$	$I_c^2 = I_R^2 + I_S^2 + I_T^2$ $I_{nc}^2 = I_{nR}^2 + I_{nS}^2 + I_{nT}^2$ $G_{nc} = \frac{P_{nc}}{V_{nc}^2}; B_{nc} = -\frac{Q_{nc}}{V_{nc}^2}$ $I_c^2 = I_a^2 + I_{rc}^2 + I_s^2 + I_{unb}^2 + I_g^2$ <p>Corrente Attiva $I_a = G_c V_c$</p> <p>Corrente Reattiva $I_{rc} = \sqrt{\sum_{n \in N} B_n^2 \cdot V_n^2}$</p> <p>“Scattered Current” $I_s = \sqrt{\sum_{n \in N} ((G_n - G_c)^2 \cdot V_n^2)}$</p> <p>“Unbalanced Current” $I_{unb} = \sqrt{\sum_{n \in N} (I_n^2 - (G_n^2 + B_n^2) \cdot V_n^2)}$</p> <p>“Generated Current” $I_g = \sqrt{\sum_{n \in U} I_n^2}$ con $I_{nc} = \sqrt{I_{unb}^2 + I_s^2 + I_g^2}$</p>	$S = S_R + S_S + S_T$ $S^2 = P^2 + Q_{Cz}^2 + D_s^2 + D_u^2 + D_g^2$	$P = P_R + P_S + P_T$ $P = V_c I_a$
Ferrero e Gabrio Superti-Furga (1990) (trifase)	$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ v_S \\ v_T \end{bmatrix}$ <p>Vettore di Park della Tensione</p> $\mathbf{v} = v_d + jv_q$ <p>V_{rms} Trifase</p> $V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int (\mathbf{v} \cdot \mathbf{v}^*) dt}$	$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix}$ <p>Vettore di Park della Corrente</p> $\mathbf{i} = i_d + ji_q$ <p>I_{rms} Trifase “puro” $I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int (\mathbf{i} \cdot \mathbf{i}^*) dt}$</p>	<p>Potenza Apparente</p> $S = V_{rms} I_{rms}$ <p>Potenza Complessa Istantanea di Park</p> $\mathbf{a}_p = p_{Park} + jq_p$ <p>Valore Medio della Potenza Complessa Istantanea di Park $\mathbf{A}_p = P_{Park} + jQ_p$</p> <p>Modulo di \mathbf{A}_p $A_p = \sqrt{P_{Park}^2 + Q_p^2}$</p>	<p>Potenza Reale di Park</p> $P_{Park} = v_d i_d + v_q i_q$ <p>Potenza della Sequenza Zero</p> $p_0 = v_0 i_0$ <p>Potenza Istantanea</p> $p = p_{Park} + p_0$

Norma IEEE 1459

SISTEMA	Tensione(V)	Corrente(A)	Potenze			
			Apparente(VA)	Attiva(W)	Reattiva(VAR)	Altre
MONOFASE	$V_H^2 = \sum_{h=1} V_h^2 = V^2 - V_1^2$	$I_H^2 = \sum_{h=1} I_h^2 = I^2 - I_1^2$	$S = VI$ "Fundamental Apparent Power" $S_1 = V_1 I_1$ "Harmonic Apparent Power" $S_H = V_H I_H$	$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)dt$ Potenza attiva fondamentale $P_1 = V_1 I_1 \cos \phi$ Potenza attiva Armonica $P_H = \sum_{h=1} V_h I_h \cos \phi_h$ $= P - P_1$	Potenza Reattiva fondamentale $Q_1 = V_1 I_1 \sin \phi$ Potenza reattiva di Budeanu $Q_B = \sum_h V_h I_h \sin \phi_h$ $= Q_1 + Q_{BH}$ Potenza reattiva armonica Di Budeanu $Q_{BH} = \sum_{h=1} V_h I_h \sin \phi_h$	"Nonfundamental Apparent Power" (VA) $S_H = \sqrt{(V_H I_H)^2 + (V_H I_H)^2 + (V_H I_H)^2}$ $= \sqrt{S^2 - S_1^2}$ "Current Distortion Power" (VAR) $D_I = V_1 I_H$ "Voltage Distortion Power" (VAR) $D_V = V_H I_1$ "Harmonic Distortion Power" (VAR) $D_H = \sqrt{S_H^2 - P_H^2}$ "Nonactive Power" (VAR) $N_p = \sqrt{S^2 - P^2}$
TRIFASE	Tensione di fase effettiva $V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2}$ - sistemi a quattro fili $V_e = \sqrt{\frac{3(V_R^2 + V_S^2 + V_T^2) + V_{R0}^2 + V_{S0}^2 + V_{T0}^2}{18}}$ $V_{e1} = \sqrt{\frac{3(V_R^2 + V_S^2 + V_T^2) + V_{R0}^2 + V_{S0}^2 + V_{T0}^2}{18}}$ $V_{eH} = \sqrt{\frac{3(V_{R0}^2 + V_{S0}^2 + V_{T0}^2) - V_{R0}^2 - V_{S0}^2 - V_{T0}^2}{18}}$ $= \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2}$ - sistemi a tre fili $V_e = \sqrt{\frac{V_R^2 + V_S^2 + V_T^2}{9}}$ $V_{e1} = \sqrt{\frac{V_R^2 + V_S^2 + V_T^2}{9}}$ $V_{eH} = \sqrt{\frac{V_R^2 + V_S^2 + V_T^2}{9}}$ $= \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2}$	Corrente di linea effettiva $I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2}$ - sistemi a quattro fili $I_e = \sqrt{\frac{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_0^2}{3}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_0^2}{3}}$ $I_{eH} = \sqrt{\frac{I_{R0}^2 + I_{S0}^2 + I_{T0}^2 + I_0^2}{3}}$ $= \sqrt{I_e^2 - I_{e1}^2}$ - sistemi a tre fili $I_e = \sqrt{\frac{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2}{3}}$ $I_{e1} = \sqrt{\frac{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2}{3}}$ $I_{eH} = \sqrt{\frac{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2}{3}}$ $= \sqrt{I_e^2 - I_{e1}^2}$	$S_H = V_H I_H$ Analogamente per le altre fasi. Potenza apparente aritmetica $S_A = S_R + S_S + S_T$ Potenza apparente vettore $S_V = \sqrt{P^2 + Q_1^2 + D_B^2}$ Potenza apparente fondamentale alla sequenza positiva (+) $S_1^+ = S_1^+ = P_1^+ + jQ_1^+ $ Potenza apparente fondamentale alla sequenza negativa (-) $S_1^- = S_1^- = P_1^- + jQ_1^- $ Potenza apparente fondamentale alla sequenza omopolare (0) $S_1^0 = S_1^0 = P_1^0 + jQ_1^0 $ Potenza effettiva apparente $S_e = 3V_e I_e$ "Effective Fundamental Apparent Power" $S_{e1} = 3V_{e1} I_{e1}$ "Effective Harmonic Apparent Power"	$P = \frac{1}{kT} \int_r^{r+kT} p dt$ $P = P_R + P_S + P_T$ Potenza attiva fondamentale alla sequenza positiva (+) $P_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos \phi$ Potenza attiva fondamentale alla sequenza negativa (-) $P_1^- = 3V_1^- I_1^- \cos \phi$ Potenza attiva fondamentale alla sequenza omopolare (0) $P_1^0 = 3V_1^0 I_1^0 \cos \phi^0$ Potenza attiva fondamentale della fase R $P_{1R} = V_{1R} I_{1R} \cos \phi_R$ Analogamente per le altre fasi. Potenza attiva fondamentale $P_1 = P_{1R} + P_{1S} + P_{1T}$	Potenza Reattiva Di Budeanu $Q_B = Q_{BR} + Q_{BS} + Q_{BT}$ Potenza reattiva fondamentale alla sequenza positiva (+) $Q_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sin \phi$ Potenza reattiva fondamentale alla sequenza negativa (-) $Q_1^- = 3V_1^- I_1^- \sin \phi$ Potenza reattiva fondamentale alla sequenza omopolare (0) $Q_1^0 = 3V_1^0 I_1^0 \sin \phi^0$ - Sistemi trifasi sinusoidali non equilibrati $Q_R = \frac{\omega}{kT} \int_r^{r+kT} i_R [v_R dt] dt$ $= V_{R \ln} I_R \sin \phi_R$ Analogamente per le altre fasi (S e T) $Q = Q_B + Q_C + Q_T$	"Effective Nonfundamental Apparent Power" (VA) $S_{eH} = \sqrt{S_e^2 - S_{e1}^2}$ $= \sqrt{D_{e1}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2}$ "Fundamental Unbalanced Power" (VA) $S_{U1} = \sqrt{S_{e1}^2 - (S_1^+)^2}$ "Effective Current Distortion Power" (VAR) $D_{e1} = 3V_{e1} I_{eH}$ "Effective Voltage Distortion Power" (VAR) $D_{eV} = 3V_{eH} I_{e1}$ "Effective Harmonic Distortion Power" (VAR) $D_{eH} = \sqrt{S_{eH}^2 - P_H^2}$ "Nonactive Power" (VAR) $N_p = \sqrt{S_e^2 - P^2}$ "Budeanu Distortion Power" (VAR)

4.4 Algoritmi di misura dell'energia reattiva

Il sistema tariffario italiano prevede, per diverse tipologie di utenze, il pagamento di un corrispettivo per i prelievi di energia reattiva, determinato in base al fattore di potenza medio mensile. I contatori di energia reattiva attualmente impiegati sono progettati per applicazioni in regime sinusoidale, ove potenza reattiva e fattore di potenza sono univocamente definiti; le norme attualmente in vigore [73-74] definiscono i requisiti che i contatori devono soddisfare per il funzionamento in regime sinusoidale, mentre non esistono indicazioni specifiche in presenza di distorsione armonica. Nella realtà, però, i contatori si trovano a funzionare in presenza di armoniche, per via della sempre maggiore diffusione di carichi non lineari e fortemente tempo-varianti; la valutazione delle prestazioni di questi strumenti in regime distorto risulta pertanto di fondamentale importanza, anche per i risvolti economici che hanno sia per gli utenti che per i gestori delle reti.

In questo ambito, l'assenza di una definizione univoca di potenza reattiva in regime distorto ha delle conseguenze rilevanti; infatti, le diverse definizioni di potenza reattiva danno risultati analoghi in regime sinusoidale, mentre possono condurre a risultati completamente diversi in regime distorto. Pertanto, se si considera che la fatturazione dell'energia è legata alla determinazione della potenza reattiva assorbita dal carico, si capisce come l'adozione di contatori che si basano su differenti implementazioni delle modalità di determinazione dell'energia reattiva, comporta, in regime distorto, una diversa penalizzazione degli utenti per il prelievo dell'energia reattiva.

I contatori di energia reattiva (sia monofase che trifase) sono fondamentalmente di due tipi: ad induzione ed elettronici. I primi, nella loro realizzazione più tipica, utilizzano un wattmetro ad induzione con una rete esterna di sfasamento, consistente in un autotrasformatore o in una rete RC o regolando gli sfasamenti interni. Generalmente hanno un campo limitato di frequenze, registrando la potenza armonica con un errore di ampiezza che può superare il 20%, per la terza armonica, il 40%, per la quinta, ecc.

L'evoluzione nel settore della strumentazione elettronica ha portato al sempre più diffuso impiego di contatori elettronici, realizzati attraverso un moltiplicatore analogico o numerico (previo campionamento) dei segnali di tensione e corrente. La misura della potenza reattiva si effettua attraverso un circuito di sfasamento per la tensione o, in certi casi, tramite l'implementazione di una delle definizioni di cui si è detto (ad esempio, quella di Fryze).

L'impiego del circuito di sfasamento consente di misurare l'energia reattiva a partire da quella attiva. Lo sfasamento di 90° è solitamente applicato al segnale di tensione, in quanto se si fa riferimento alla definizione di potenza reattiva in regime sinusoidale, $Q = VI \sin(\varphi) = V I \cos(90^\circ - \varphi)$, si può osservare come le misure delle potenze reattive si riconducano alle misure di potenze attive associate ad una tensione sfasata di 90°.

Occorre tuttavia osservare che, la modalità con cui lo sfasamento è ottenuto non è influente in condizioni di sinusoidalità, mentre in regime distorto porta ad una diversa risposta dei contatori di energia reattiva.

Esistono diverse modalità di sfasamento che possono essere classificate in:

- sfasamento tramite ritardo temporale di un quarto di periodo;
- sfasamento tramite circuito integratore.

4.4.1 Sfasamento tramite ritardo temporale di un quarto di periodo

Questa soluzione è di solito utilizzata nei contatori a campionamento e consiste nell'applicare al segnale di tensione un ritardo temporale di un quarto di periodo della fondamentale, che in regime sinusoidale a 50 Hz corrisponde a 90°. La potenza reattiva misurata dal contatore risulta:

$$Q_{90^\circ} = \frac{1}{T} \int_T v \left(t - \frac{T}{4} \right) i(t) dt = V_1 I_1 \sin \varphi_1 - V_3 I_3 \sin \varphi_3 + V_4 I_4 \sin \varphi_4 + \dots =$$

$$Q_1 - P_2 - Q_3 + P_4 + Q_5 \dots \quad (17)$$

dove Q_i e P_i sono rispettivamente la potenza reattiva ed attiva dell' i -esima armonica. Il risultato ottenuto è una combinazione lineare di potenze attive e reattive, quindi la Q_{90° non corrisponde a nessuna delle definizioni di cui si è detto precedentemente ma è quello utilizzato dai normali contatori elettronici italiani. Per quanto riguarda lo sfasamento, esso è ottenuto con un ritardo temporale costante per tutte le armoniche. Nei sistemi a 50 Hz tale ritardo è pari a 5 ms: così facendo si ha uno sfasamento di 90° solo per la fondamentale, mentre è di 180° per la seconda armonica, di 270° per la terza armonica, etc. Il circuito di sfasamento dovrebbe, invece, applicare ad ogni armonica di tensione un ritardo temporale, variabile con l'ordine dell'armonica, pari a $\frac{1}{4} f \cdot h$ (dove f è la frequenza fondamentale e h l'ordine dell'armonica); così facendo si otterrebbe un ritardo di fase costante e pari a 90° .

Inoltre, il circuito di sfasamento è sensibile alle variazioni di frequenza, in quanto esse alterano la condizione di quadratura tra tensione e corrente; in tal senso, la ricerca è orientata verso la realizzazione di dispositivi che rendano il circuito di sfasamento insensibile a tali variazioni di frequenza. Attualmente si hanno delle soluzioni sia di tipo analogico che digitale [75-76].

4.4.2 Sfasamento tramite circuito integratore

Questa tecnica, coerente con la IEEE 1459, utilizzata solitamente nei contatori di energia reattiva con moltiplicatore, si basa sulle proprietà delle funzioni sinusoidali che integrate risultano ritardate di un quarto di periodo.

In presenza di armoniche, la potenza reattiva misurata dal contatore risulta [46]:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{int}} &= \frac{1}{T} \int \omega_1 \left[\int v(t) dt \right] i(t) dt \\
 &= V_1 I_1 \sin \varphi_1 + \frac{V_2 I_2 \sin \varphi_2}{2} + \frac{V_3 I_3 \sin \varphi_3}{3} + \dots = \\
 &= Q_1 + \frac{Q_2}{2} + \frac{Q_3}{3} + \dots
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

dove Q_i è la potenza reattiva all'armonica i -esima e ω_1 la pulsazione corrispondente alla frequenza fondamentale.

Il risultato ottenuto mostra che nella Q_{int} il contributo delle potenze reattive associate alla varie armoniche va diminuendo al crescere dell'ordine dell'armonica.

Le considerazioni sull'errore dovuto allo sfasamento sono le stesse viste nel precedente paragrafo.

4.4.3 Contatori elettronici trifase

Nei sistemi trifase simmetrici si possono sfruttare le relazioni geometriche tra i fasori delle tensioni stellate e di quelle concatenate per ottenere la misura dell'energia reattiva da quella attiva; ciò è possibile con quelli che in letteratura vengono chiamati collegamenti voltmetrici artificiali. I contatori che sfruttano questo principio di funzionamento possono essere a tre o a due equipaggi. Per i contatori a tre equipaggi, la connessione per ottenere la misura di energia reattiva è quella di figura A.10

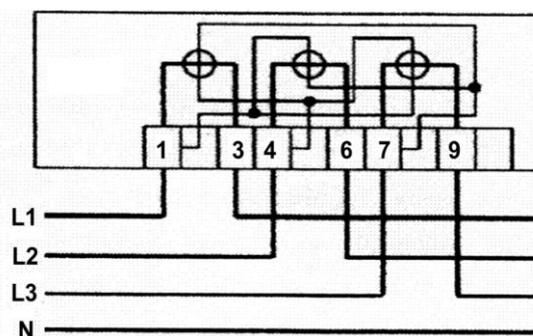


Figura A.10 Collegamenti voltmetrici artificiali - contatore a tre equipaggi

Lo sfasamento di 90° è ottenuto considerando che in un sistema simmetrico (tensioni uguali in modulo e sfasate di 120°) la differenza tra due tensioni (tensione concatenata) è sfasata di 90° rispetto alla terza. La potenza reattiva misurata dai tre equipaggi è:

$$Q_{3_eq} = \frac{1}{T} \int (v_{23}i_1 + v_{31}i_2 + v_{12}i_3) dt. \tag{19}$$

Nel caso di un contatore a due equipaggi, la connessione per misurare l'energia reattiva è quella riportata in figura A.11.

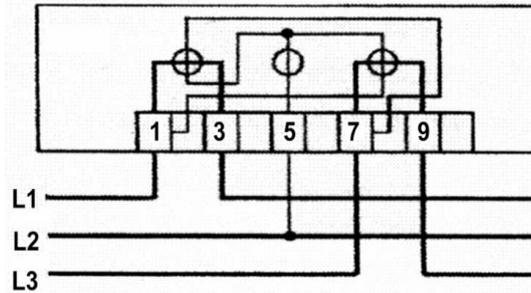


Figura A.11 Collegamenti voltmetrici artificiali - contatore a due equipaggi

La potenza reattiva misurata dai due equipaggi è:

$$Q_{2_eq} = \frac{1}{T} \int (e_3i_1 + e_1i_3) dt. \tag{20}$$

4.4.4 Misure basate sull'analisi spettrale

Alcune delle definizioni di potenza riportate nei paragrafi precedenti fanno riferimento alle componenti spettrali delle forme d'onda analizzate. È pertanto necessario analizzare con attenzione le problematiche connesse con l'analisi spettrale. I tradizionali metodi per l'analisi spettrale sono generalmente basati sull'analisi armonica di Fourier [23].

Com'è noto, lo sviluppo in serie di Fourier di un generico segnale $s(t)$, nella cosiddetta *forma trigonometrica* [4], è il seguente:

$$s(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{+\infty} [A_n \cos(2\pi f_0 t) + B_n \sin(2\pi f_0 t)] \tag{21}$$

dove:

$$\left\{ \begin{aligned} a_0 &= \frac{1}{T_0} \int_{T_0} s(t) dt \\ A_n &= \frac{2}{T_0} \int_{T_0} s(t) \cos(2\pi f_0 t) dt \\ B_n &= \frac{2}{T_0} \int_{T_0} s(t) \sin(2\pi f_0 t) dt \end{aligned} \right. \tag{22}$$

Se il segnale $s(t)$ è reale, allora sono reali anche le quantità A_n e B_n . In questo caso la (25) può porsi nella forma:

$$s(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{+\infty} C_n \cos(2\pi f_0 t + \vartheta_n) \tag{23}$$

in cui le quantità C_n e B_n valgono:

$$\begin{cases} C_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2} \\ \vartheta_n = \operatorname{arctg} \frac{B_n}{A_n} \end{cases} \quad (24)$$

tali quantità individuano rispettivamente l'ampiezza e la fase propria della generica armonica di ordine n presente nel segnale.

In generale, l'espressione analitica del segnale $s(t)$ della quale dobbiamo analizzare il contenuto armonico non è nota; Tuttavia, è noto che se un segnale è a banda limitata [23], esso può essere ricostruito a partire dalla conoscenza dei valori assunti da esso in corrispondenza di un'opportuna sequenza di istanti (campioni). L'analisi armonica dei segnali campionati nel tempo viene effettuata o utilizzando tecniche di filtraggio digitale o tramite algoritmi basati sull'analisi armonica di Fourier.

Nell'ultimo caso, lo strumento matematico utilizzato è la Discrete Fourier Transform (DFT), che permette di passare da una sequenza di campioni del segnale nel dominio del tempo ad una sequenza nel dominio della frequenza, e viceversa.

Poiché il costo computazionale della DFT cresce velocemente con il numero N dei campioni utilizzati, essendo il numero delle operazioni necessarie pari a N^2 , al suo posto viene adoperato la Fast Fourier Transform (FFT) che consente una significativa riduzione del numero di operazioni, in ragione di $N \log_2(N)$, sfruttando la simmetria dei coefficienti della DFT.

Ovviamente, alla base del calcolo della FFT, sta il processo di campionamento del segnale.

In linea di principio per poter ricostruire un segnale non è necessario che lo stesso sia campionato con cadenza regolare; tuttavia, poiché in genere si adottano campionatori uniformi (a frequenza costante), in quel che segue si considererà soltanto tale sistema di campionamento; pertanto si assumerà che l'intervallo di tempo T_c che intercorre tra due campioni consecutivi, detto *periodo di campionamento*, sia costante. Dal punto di vista matematico, questo processo consiste nel moltiplicare il segnale da campionare per un treno di impulsi unitari.

I campioni così ottenuti potranno essere elaborati da un qualunque sistema digitale dopo averne individuato gli stati discreti corrispondenti ed aver tradotto ognuno di essi in codice binario, cioè dopo averne effettuato i processi di "quantizzazione" e "codifica" [23].

Se non eseguito correttamente, il processo di campionamento comporta l'insorgere di diversi errori; essi possono essere dovuti alla non corretta scelta della frequenza di campionamento, (in virtù del *Teorema di Shannon* deve essere $F_c > 2F_b$, essendo F_b la banda del segnale); Oltre al suddetto problema, (aliasing), altre cause di errore, sono legate all'elaborazione di un numero finito di dati, ossia una porzione finita di segnale (leakage) ed alla discretizzazione dello spettro del segnale (scalopping loss, picket fence, interferenza tonale).

In letteratura sono state proposte diverse soluzioni per ridurre gli effetti dei suddetti errori sull'accuratezza della determinazione degli spettri di ampiezza della serie di Fourier; tra questi ricordiamo i metodi che fanno uso di algoritmi di interpolazione [34, 35] e quelli che utilizzano finestre non rettangolari [26], ovvero funzioni finestra alla cui forma nel dominio del tempo corrisponde uno spettro caratterizzato da lobi laterali di valore trascurabile nel dominio della frequenza. Questa particolarità consente di attenuare la "dispersione" delle righe spettrali. Tra le tante ricordiamo la finestra di "Hanning", appartenente alla classe delle cosiddette finestre cosinusoidali.

Tuttavia i metodi menzionati possono solo ridurre i suddetti errori ma non rimuoverli del tutto, ed in molti casi comportano anche un incremento notevole degli oneri computazionali per lo strumento. Nel caso in cui nel segnale non siano presenti componenti interarmoniche (la cui frequenza non è un multiplo intero della fondamentale), la completa eliminazione degli errori di cui si è detto può essere ottenuta effettuando un *campionamento sincro*. La sincronizzazione del campionamento si ha quando la durata della finestra di osservazione del segnale è un multiplo intero del periodo del segnale stesso [27]. Si può dimostrare che se tale condizione è verificata, i campioni (nel dominio della frequenza) dello spettro del segnale coincidono

esattamente con le componenti armoniche del segnale stesso; questo fa sì che non si manifesti alcuna “dispersione” (leakage) delle righe spettrali né alcun errore di scalloping loss o di interferenza tonale.

Come già accennato, il campionamento sincrono consente una correzione completa dei suddetti errori, solo nel caso in cui nel segnale non siano presenti interarmoniche; infatti, se queste ultime sono presenti, risultano comunque “non sincronizzate” e danno luogo agli effetti negativi di cui si è detto. Occorre comunque osservare che il disturbo prodotto dalle interarmoniche nella valutazione dello spettro di ampiezza nel caso di campionamento sincrono, è inferiore a quello prodotto nel caso in cui si adoperino gli usuali metodi di interpolazione. Pertanto, il campionamento sincrono è il metodo più efficace per la correzione degli errori legati al “troncamento” del segnale, tuttavia affinché possa essere utilizzato è indispensabile che lo strumento di misura sia in grado di valutare la frequenza della fondamentale del segnale (non nota a priori) e di seguirne le variazioni nel tempo.

5 Sistemi di Misura Embedded e Smart Meter.

Lo Smart Meter rappresenta il nodo funzionale fondamentale per l’implementazione e la gestione di una Smart Grid sui vari livelli della rete. La conoscenza dei profili di consumo in tempo reale consente a chi gestisce le reti energetiche di realizzare meccanismi di maggiore dinamicità, flessibilità, decentralizzazione e interattività nella gestione delle reti stesse; inoltre permette a chi utilizza l’energia una maggiore consapevolezza di quanto si sta consumando. Questo tipo di scenari evolutivi hanno come presupposto fondamentale la capacità di rendere disponibili in tempo reale i consumi legati alle varie utenze (elettricità, gas, acqua, calore), sia agli utilizzatori sia ai gestori delle reti energetiche, per cui i contatori di nuova generazione devono essere in grado di trasmettere a distanza queste informazioni. Questa modalità di strutturare la rete per il rilevamento dei consumi va sotto il nome di Smart Metering e l’unità di misura intelligente denominata Smart Meter ne è il nodo fondamentale tipicamente implementato con un sistema embedded.



Figura A.12 Contatore Smart Meter

È possibile riassumere quali devon essere le sue caratteristiche nei seguenti punti:

- Il Meter deve essere un sistema di acquisizione dati, sicuramente di tipo digitale, capace di analizzare diversi aspetti della rete e non solo i consumi energetici;
- E’ uno strumento di misura, e come tale va strutturato e caratterizzato: deve elaborare i dati acquisiti in linea con la loro acquisizione (real time);
- Prevedere una semplice ed intuitiva interfaccia utente per la visualizzazione dei dati;
- Deve poter agire direttamente sulla rete se è richiesto;
- Avere periferiche di I/O che ne permettano la connettività in rete per lo scambio di dati.

Nel nostro paese, l’Ente Nazionale per l’Energia eLettrica, ENEL, ha già avviato da tempo l’installazione di contatori intelligenti: ad oggi ne sono stati forniti agli utenti più di 32 milioni. Ciò ha fatto sì che l’Italia fosse

tra i primi paesi europei ad avere questo tipo di struttura della rete e pone la società ENEL in posizione di leadership per diversi progetti europei di ricerca e sviluppo.

5.1 Il Meter come sistema di misura digitale.

Come tutti gli strumenti di misura digitale, lo Smart Meter presenta un'architettura standard. In generale la grandezza fisica sotto esame va rilevata attraverso un elemento sensibile; poi viene passata ad un dispositivo di trasduzione che provvede a convertire la grandezza fisica in una tensione, e successivamente viene adattata tramite il circuito di condizionamento prima di essere posta in ingresso ai canali di acquisizione del dispositivo microcontrollore (μC) come mostrato in figura.

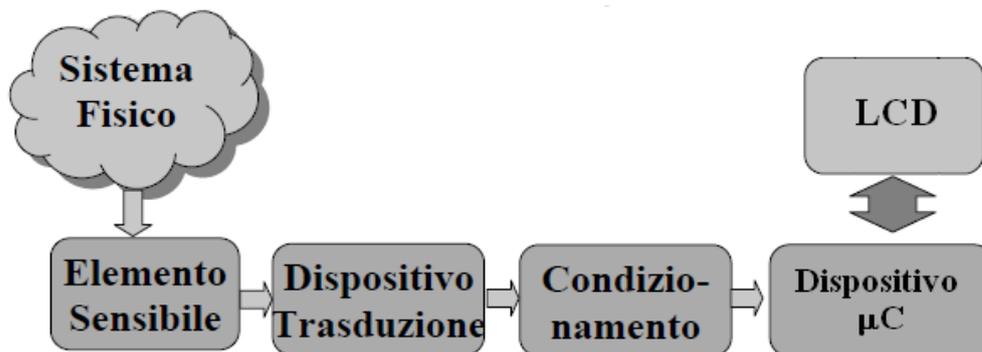


Figura A.13 Strumento di misura digitale.

Quest'ultimo costituisce la sezione di acquisizione ed elaborazione dei dati. La figura A.14 riporta in dettaglio un esempio di schema della sezione di acquisizione che opera attraverso le tre fasi di condizionamento, campionamento e conversione.

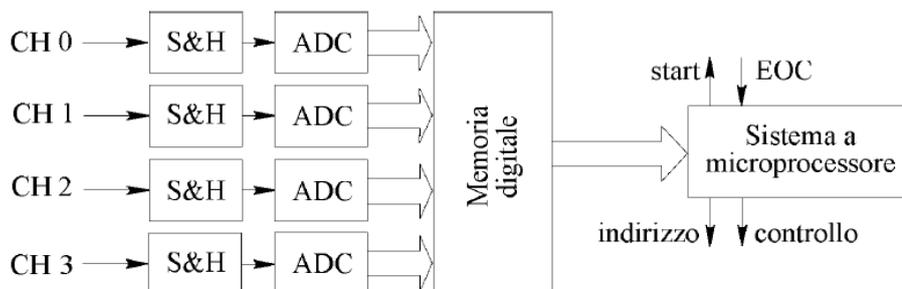


Figura A.14 Sezione di acquisizione.

Vista la necessità di campionamento simultaneo per il calcolo di valori quali potenze attive e ritardi che richiedono un'analisi sincrona sui canali di tensione e corrente, l'acquisizione dei canali avviene in parallelo e sincronizzata dal *Sistema a Microprocessore* tramite diversi segnali di controllo.



Figura A.15 Esempio di display wireless

5.1.1 Elaborazioni dei dati in real time.

Il monitoraggio dei vari nodi della rete da parte del Meter deve avvenire in maniera continuata. Interrompere l'acquisizione per elaborare i dati precedentemente accodati in memoria introduce inevitabilmente una perdita di informazioni. Pertanto il processo deve prevedere elaborazione in real time: i buffer dati acquisiti, posti in memoria, vanno elaborati tutti in un tempo più basso rispetto a quello di acquisizione.

5.1.2 Interfaccia utente.

L'interfaccia utente è presente su molti Smart Meter. Composta in genere da uno schermo LCD, essa permette di visualizzare una parte significativa dei dati di misura tra i quali potenze assorbite. Comprendono pulsanti per navigare tra vari menu e posso essere di tipo wireless per facilitarne la lettura. Una singolare misura riportata nello LCD in figura è quella del consumo di energia direttamente in euro. Un monitoraggio della rete in questi termini garantisce anche l'utente meno esperto di avere una consapevolezza reale di ciò che spende ed invita ad un uso più razionale dell'energia.

5.1.3 Connettività e Accesso alla Rete.

Una delle capacità principali che si richiede agli Smart Meter è quello di interagire attivamente sulla rete. Si è già parlato della possibilità di programmare alcuni consumi in determinate fasce orarie. Si può inoltre pensare di modificare lo stato di alcuni punti della rete in caso di mal funzionamento o assorbimento eccessivo. Ciò comporta per la logica di controllo interna di prevedere oltre ai canali analogici di ingresso per le grandezze da misurare anche canali di uscita, sia analogici che digitali.

Il Meter deve essere dotato di interfaccia bi-direzionale di comunicazione per trasmettere i dati di lettura verso un sistema che li memorizza e li rende disponibili ai sistemi di gestione globale. Le reti sono di diversi livelli: tra i dispositivi domestici e lo Smart Meter all'interno della stessa utenza, la connessione prende il nome di Home Area Network (HAN); all'esterno delle utenze, per inviare i dati di lettura verso il sistema di raccolta, la comunicazione può avvenire direttamente con protocolli WAN (Wide Area Network) tipicamente GPRS o xDSL.

5.2 Sistema di Misura Embedded.

Sempre più spesso per realizzare sistemi di misura, più o meno complessi, si ricorre a microcontrollori. Inevitabile è l'utilizzo di sistemi a microcontrollori per la realizzazione di Smart Meter realizzando dei sistemi embedded. Con il termine sistema embedded si identificano genericamente dei sistemi elettronici progettati appositamente per una determinata applicazione, spesso con una piattaforma hardware ad hoc. Vengono integrati nel sistema che controllano di cui possono gestirne tutte o parte delle funzionalità. In questa area si collocano sistemi di diverse tipologie e dimensioni, in relazione al tipo di architettura interna. Tra questi troviamo il microcontrollore, dispositivo elettronico integrato su singolo chip, nato come evoluzione alternativa al microprocessore, dal quale si differenzia soprattutto per la sua capacità di operare *stand-alone*. La vastissima diffusione di questi sistemi è legata alla flessibilità dell'offerta: di fatti si passa da dispositivi con elevato numero di pin e buone capacità di memoria, adatti a controllo di sistemi complessi, a microcontrollori con pochi pin e di dimensioni ridotte, utilizzabili per il controllo di un singolo dispositivo. Tali caratteristiche rendono queste piattaforme richieste per diverse applicazioni:

- controllori motori elettrici
- connettività internet
- power conversion
- speech recognition
- automotive.

Essi raggruppano al suo interno tutta una serie di moduli, alcuni dei quali fissi, cioè comuni a tutti i modelli. Le variazioni riguardanti il numero ed il tipo di periferiche interne e per dispositivi della stessa famiglia sono legate essenzialmente alla fascia applicativa ed al prezzo. I moduli comprendono: un'unità di elaborazione (CPU) affiancata da memoria per il programma (ROM, EPROM, FLASH) e memoria dati (RAM EEPROM); il sistema necessita di un oscillatore, che può essere interno o esterno; sono presenti porte di I/O configurabili e sistemi per la gestione delle Interrupt; UART e altri tipi di porte per la comunicazione come

I2C, SPI, USB, Ethernet, IrDA, CAN, Wi-Fi, Zigbee; interfacce analogiche ADC e DAC, PWM, Timer/contatori; periferiche di interfaccia utente come LCD e Keyboard.

I vantaggi che presentano i sistemi basati su microcontrollore sono:

- Vasta gamma di dotazioni di periferiche e moduli specializzati;
- La loro autosufficienza porta alla possibilità di progettare sistemi *stand-alone*;
- Facili da programmare: cambiando solo gli aspetti software è possibile variare il tipo di applicazione da far effettuare;
- La complessità del software può variare da poche centinaia di byte a parecchi megabyte di codice;
- *Costi irrisori* (qualche euro);
- Sono disponibili più pin per l'I/O utente (per acquisizione ad esempio);
- Ridotto numero di componenti esterni, ovvero semplicità del sistema è maggiore affidabile avendo interconnesso meno componenti;
- Siccome è tutto integrato su un singolo chip, le dimensioni risultano essere molto ridotte. Quindi un altro vantaggio fondamentale è la trasportabilità.
- Risparmio energetico.

5.3 Architettura dello Smart Meter Implementato

L'architettura dello Smart Meter implementato come primo prototipo previsto nella presente convenzione ha il seguente schema a blocchi:

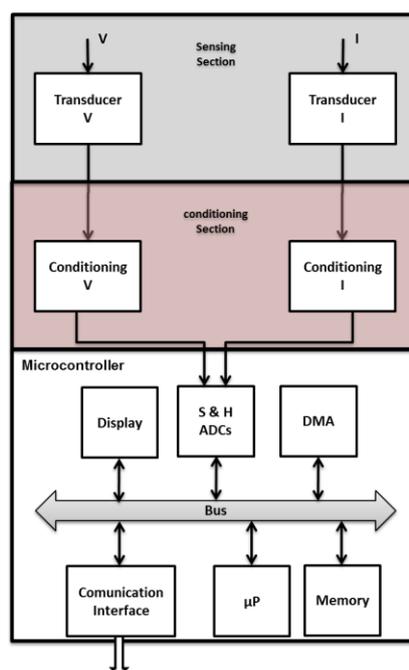


Figura A.15 Schema a blocchi del sistema di misura implementato

La parte relativa all'acquisizione, interfacciamento con le periferiche di comunicazione è implementata all'interno di un unico microcontrollore della famiglia dei ARM Cortex-M4: il STM32F4XXX.

6 I Microcontrollori ARM Cortex M4

6.1 Microcontrollori basati su ARM Cortex-M

L'architettura ARM (precedentemente Advanced RISC Machine, prima ancora Acorn RISC Machine) indica

una famiglia di microprocessori RISC a 32-bit sviluppata da ARM Holdings e utilizzata in una moltitudine di sistemi embedded. Grazie alle sue caratteristiche di basso consumo (rapportato alle prestazioni) l'architettura ARM domina il settore dei dispositivi mobili dove il risparmio energetico delle batterie è fondamentale.

Attualmente la famiglia ARM copre il 75% del mercato mondiale dei processori a 32 bit per applicazioni embedded, ed è una delle più diffuse architetture a 32 bit del mondo. I processori ARM vengono utilizzati in PDA, cellulari, tablet, lettori multimediali, videogiochi portatili e periferiche per computer (come router, hard disk di rete ecc).

Il Microcontrollori della famiglia ARM Cortex-M Series sono processori embedded ottimizzati per applicazioni a basso costo. Questi processori supportano il set di istruzioni Thumb-2.

L' ARM Cortex-M4 è nato come evoluzione del core ARM Cortex™-M3. Il core M4 offre prestazioni avanzate di controllo digitale e quindi ideale per applicazioni DSC, ovvero applicazioni di controllo ed elaborazione del segnale. Le sue caratteristiche sono basso assorbimento ed alta efficienza adatto alle applicazioni in real time è stato progettato per rispondere alle richieste di soluzioni flessibili specificamente mirate a campi come il motor control, automotive, gestione energetica, sistemi embedded audio e dell'automazione industriale.

Il Cortex-M4F è un processore con le stesse capacità del processore Cortex-M4, e include le funzionalità di aritmetica in virgola mobile (FPU). Gli ARM Cortex-M3 sono molto simili nelle caratteristiche agli M4, ma sono indirizzati a quelle applicazioni embedded che richiedono una risposta rapida agli interrupt, come sistemi di controllo automotive e industriali. L'ARM Cortex-M1 FPGA è stato progettato per applicazioni embedded che richiedono un piccolo processore integrato in un FPGA.

L'ARM Cortex-M0 e M0 + sono processori ad alta efficienza energetica destinati a microcontrollori e applicazioni embedded che richiedono un consumo di potenza e dimensioni del processore ottimizzate.

6.2 La famiglia di microcontrollori ARM CORTEX M4

Il Cortex-M4 è un processore a 32 bit ad alto rendimento. Offre notevoli vantaggi per gli sviluppatori, tra cui:

- Eccezionali prestazioni di elaborazione combinate con una veloce gestione degli interrupt.
- Buon Sistema di debug.
- processor core e memoria ad elevate performance
- bassissimo consumo di potenza nelle diverse modalità di standby e sleep mode

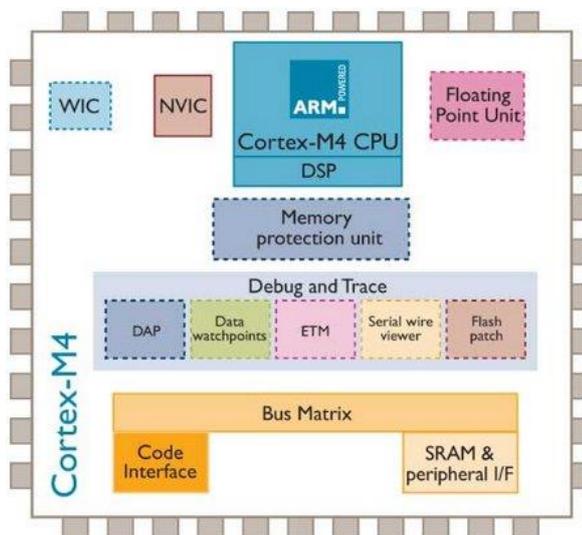


Figura A.16 Cortex-M4 implementation

Il processore Cortex-M4 si basa su di un core alte prestazioni, con una architettura Harvard pipeline a tre fasi, che lo rende ideale per le applicazioni di tipo embedded.

Il processore assicura un'eccezionale efficienza energetica attraverso un set di istruzioni efficiente ed ottimizzato, per facilitare la progettazione di dispositivi a basso costo, il processore Cortex-M4 implementa i componenti del sistema strettamente accoppiati in modo tale da ridurre significativamente le dimensioni del processore migliorando sensibilmente la gestione delle interrupt e le funzionalità di debug di sistema. Il processore Cortex-M4 implementa una versione del set di istruzioni Thumb[®] basato sulla tecnologia Thumb-2, garantendo un'elevata densità di codice.

Il set di Istruzioni del Cortex-M4 fornisce le elevate prestazioni attese da una moderna architettura a 32 bit, caratterizzata da elevata densità di codice. Il processore Cortex-M4 si integra strettamente con l'unità standard Nested Vectored Interrupt Controller (NVIC), per offrire elevate prestazioni nella gestione delle interrupt. La CPU del Cortex è realizzata con una pipeline a tre stadi ed è in grado di eseguire più istruzioni in un unico ciclo; mentre esegue un'istruzione, la successiva viene decodificata e la terza viene prelevata dalla memoria. Il Cortex-M4 supporta anche la branch prediction per minimizzare il numero di flush della pipeline.

La CPU Cortex è stato progettato per eseguire il set di istruzioni thumb-2 che prevede sia istruzioni a 16 bit che a 32 bit. Il thumb-2 ha prestazioni migliori rispetto ai set di istruzioni dei suoi predecessori. Sebbene è un processore RISC la CPU ha un ricco set di istruzioni progettato per il compilatore C; un programma potrà, pertanto, essere scritto interamente in ANSI-C, mentre soltanto il vettore dell'eccezioni dovrà essere scritto in ASSEMBLER.

I processori ARM CORTEX sono i più utilizzati nel settore dello sviluppo di dispositivi mobili proprio per la loro capacità di fornire elevate prestazioni e consumi energetici ridotti. I processori cortex M4 implementano due modalità per ridurre il consumo energetico del processore:

- Sleep Mode (modalità di sospensione) si ferma il clock del processore
- Deep Sleep Mode (modalità di sonno profondo) si ferma l'orologio del sistema, si spegne il PLL e la memoria flash.

L'FPU supporta pienamente tutte le operazioni in singola precisione e fornisce, inoltre, le conversioni tra formati di dati a virgola fissa e virgola mobile. La FPU fornisce funzionalità di calcolo in floating point che sono compatibili con lo standard ANSI/IEEE STD 754-2008. Lo standard IEEE STD 754-2008, per il calcolo in virgola mobile, è lo standard più diffuso nel campo del calcolo automatico.

6.3 Il microcontrollore STM32 F4

La serie STM32 F4 basata su ARM[®] Cortex[™]-M4 è un'estensione del STM32, in grado di offrire prestazioni ancora più elevate. Questi MCU si avvalgono della tecnologia NVM a 90 nm di ST e di ART Accelerator di ST per raggiungere i massimi punteggi di benchmark del settore per microcontrollori basati su Cortex-M con 210 DMIPS e punteggio Coremark 469, eseguendo il benchmark dalla memoria flash a una frequenza di funzionamento di 168 MHz. Le istruzioni DSP e l'unità di calcolo a virgola mobile ampliano il numero di applicazioni nelle quali è possibile utilizzare questi MCU. La serie STM32 F4 è il risultato di una simbiosi perfetta delle capacità di controllo in tempo reale di un MCU e delle prestazioni di elaborazione dei segnali di un DSP e, quindi, arricchisce il portafoglio STM32 con una nuova classe di dispositivi: controllori per segnali digitali (DSC). Le principali caratteristiche di un microcontrollore della famiglia STM32 F4 sono riportati nell'immagine A.18 e descritte nei tratti essenziali nei seguenti paragrafi.

6.3.1 Periferiche

Le unità periferiche possono essere divise in due gruppi: periferiche *general purpose* e periferiche di comunicazione. Tutte le periferiche sono integrate con una unità DMA. Ogni periferica ha estese funzionalità hardware che possono essere utili per diminuire il carico dato alla CPU per pilotarle.

Le periferiche *general purpose* nei microcontrollori della famiglia STM32 sono: *general purpose* IO (GPIO); controllori di interrupt esterni; ADC; unità timer *general purpose* ed avanzate; clock real-time con registri di backup.

Le schede di sviluppo della famiglia STM32 si distinguono per il numero di pin del processore che sono resi accessibili sulla scheda, nella presente attività di ricerca è stata utilizzata una scheda di sviluppo STM32F4 Discovery, che ha 64 pin di cui 36 bidirezionali, disposti su 5 porte GPIOs con s che può variare da A ad E e

tutte con massima tensione supportabile pari a 5V. Ogni porta GPIO ha dieci registri a 32 bit di cui quattro registri a 32 bit di configurazione, due registri dati, un registro per settare o resettare i pin della porta, un registro per abilitare il meccanismo di blocco per evitare scritture spurie sui registri e due registri per selezionare le funzioni alternative. Per ogni pin di una porta è, quindi, possibile settarne la modalità di funzionamento. Nel caso di configurazione come input un resistore interno può essere configurato come resistenza di pull-up o di pull-down. Nel caso di configurazione come output il pin può essere configurato come push-pull oppure come open-drain. Ogni pin di output può anche essere configurato con una velocità di 2, 10, 50 o 100MHz.

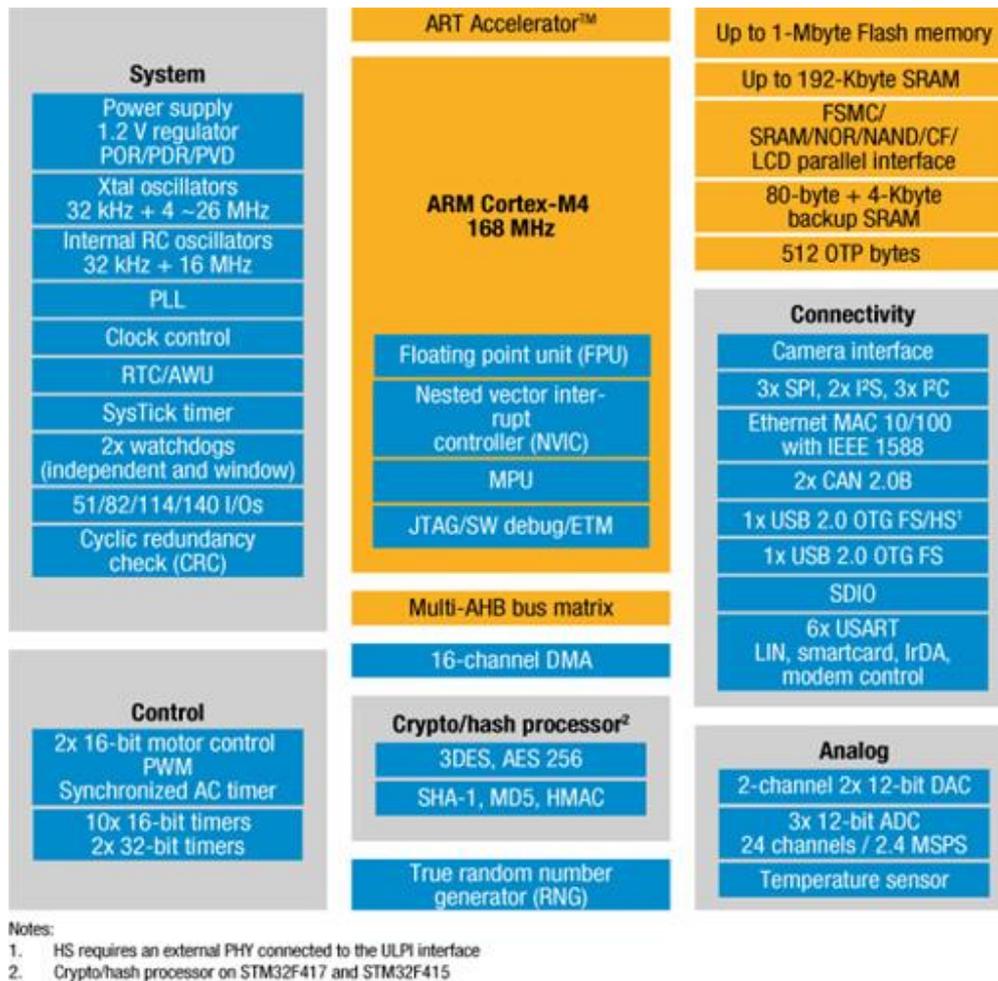


Figura A.17 Schema a blocchi del microcontrollore STM32 F4

La manipolazione dei bit può essere effettuata attraverso la tecnica del bit-banding sui registri di dati di input ed output, oppure mediante la manipolazione di due registri dedicati. Poiché la maggior parte delle periferiche condivide lo stesso pin potrebbe, quindi, verificarsi che, ad esempio, il PIN 1 della porta GPIOA condivide più periferiche come i tre ADC l'EXTI line 1 ecc.; pertanto ad ogni pin viene associata la relativa funzione da svolgere, utilizzando un multiplexer tramite il quale si decide quale periferica è legata al relativo PIN. I registri di alternate function permettono di rimappare i pin delle porte GPIO per funzioni che utilizzano le periferiche, consentendo, in tal modo, di ottimizzare il numero di periferiche utilizzate in parallelo. Le alternate function dell'STM32 sono controllate attraverso i registri di remap e di debug IO.

6.3.2 ADC

I microcontrollori basati su processori ARM Cortex M4F dispongono di tre convertitori analogico-digitale a 12 bit ad approssimazioni successive. Ognuno dei quali ha a disposizione 19 canali su multiplexer, 16 dei

quali utilizzabili per acquisire segnali da sorgenti esterne, due per sorgenti interne ed uno per misurare il segnale sul canale VBAT. La conversione analogica digitale dei segnali sui vari canali può essere effettuata in Continuous Mode (modalità continua), Scan (scansione) o Discontinuous mode (modalità discontinua). Il risultato del ADC è memorizzato in un data register a 16 bit con allineamento a destra. Ha una funzione di watchdog analogico che consente all'applicazione di rilevare se la tensione di ingresso supera le soglie alte o basse definite dall'utente.

Le caratteristiche principali degli ADC sono le seguenti:

- Risoluzione configurabile: 12bit, 10bit, 8bit o 6bit.
- Generazione interrupt di fine conversione (end of conversion).
- Modalità di conversione singola e continua.
- Modalità di scansione per la conversione automatica di più canali.
- Channel-wise, (tempo di campionamento programmabile)
- Trigger esterno opzionale con polarità configurabile.
- Modalità discontinua.
- Modalità Dual/Triple per utilizzare due o tre ADC contemporaneamente.
- DMA configurabile per l'archiviazione dei dati anche in modalità Dual/Triple.
- Ritardo configurabile tra conversioni in modalità Dual / Triple(interleaved mode)
- Alimentazione ADC: da 2,4 V a 3,6 V in full speed e a 1,8 V in slow speed.

La massima frequenza di conversione che può ottenersi ottenere a 12 bit è di 2.4MSPS. Poiché i valori dei dati convertiti vengono memorizzati in un unico registro dati (ADC_DR) è importante utilizzare il DMA per la conversione di più di un canale (regular channel) evitando la perdita dei dati già memorizzati nel registro ADC_DR. Quando la modalità DMA è abilitata (bit DMA impostato a 1 nel registro ADC_CR2), dopo ogni conversione di un regular channel, viene generata una request (richiesta) dal DMA che consente il trasferimento dei dati convertiti dal registro ADC_DR alla posizione di destinazione selezionata dal software. Nonostante ciò, può essere effettuato un controllo sfruttando le interrupt per verificare una perdita di dati; se i dati vengono persi (overrun), il bit di SSC del registro ADC_SR viene impostato ad 1 e viene conseguentemente generato un interrupt (se il bit di abilitazione OVR1E è impostato a 1).

7 Implementazione Hardware

7.1 Implementazione Trasduttori di Tensione e Corrente

Nell'implementazione del prototipo di Smart Meter, per la trasduzione dei segnali elettrici di tensione e corrente si è progettato una sezione di trasduzione, realizzata in logica operativa, in grado di alimentarsi dal segnale in ingresso. I trasduttori sono stati progettati in modo che con un segnale sinusoidale di ingresso, come da specifiche di progetto (460 Vrms per quello di tensione e 15Arms per quello di corrente), si abbia per entrambi in uscita una tensione sinusoidale pari a 1.5V (valore di picco) e una componente continua pari a 1.5V. Per la tensione si è utilizzato un valore di sovraccarico pari a 2 per tenere conto di eventuali sovratensioni. Lo schema di progetto è riportato in figura A.19.

Al carico sono stati collegati in serie uno shunt ed una resistenza a quattro morsetti, per la lettura del valore di corrente. Nelle figure A.19-A.20 si riportano i risultati delle simulazioni del dispositivo ottenuti mediante l'utilizzo del software NI Multisim 11.0. Le suddette simulazioni, effettuate per determinare la risposta in frequenza dei due trasduttori, lasciano prevedere una banda passante superiore a 5 kHz.

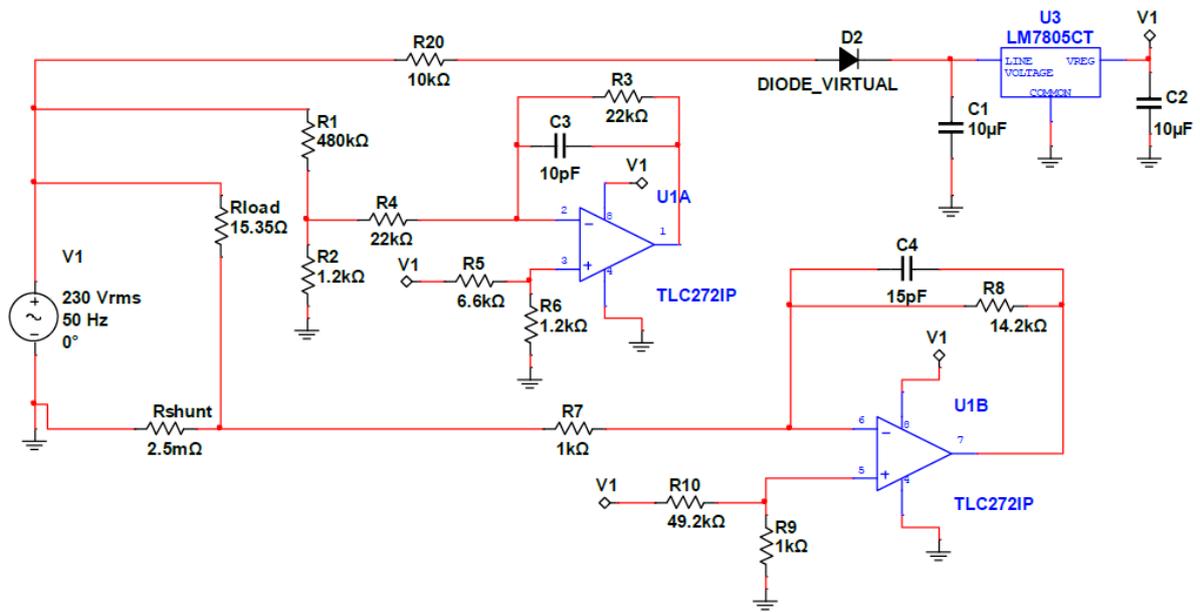


Figura A.18 Schema circuitale del progetto dei trasduttori

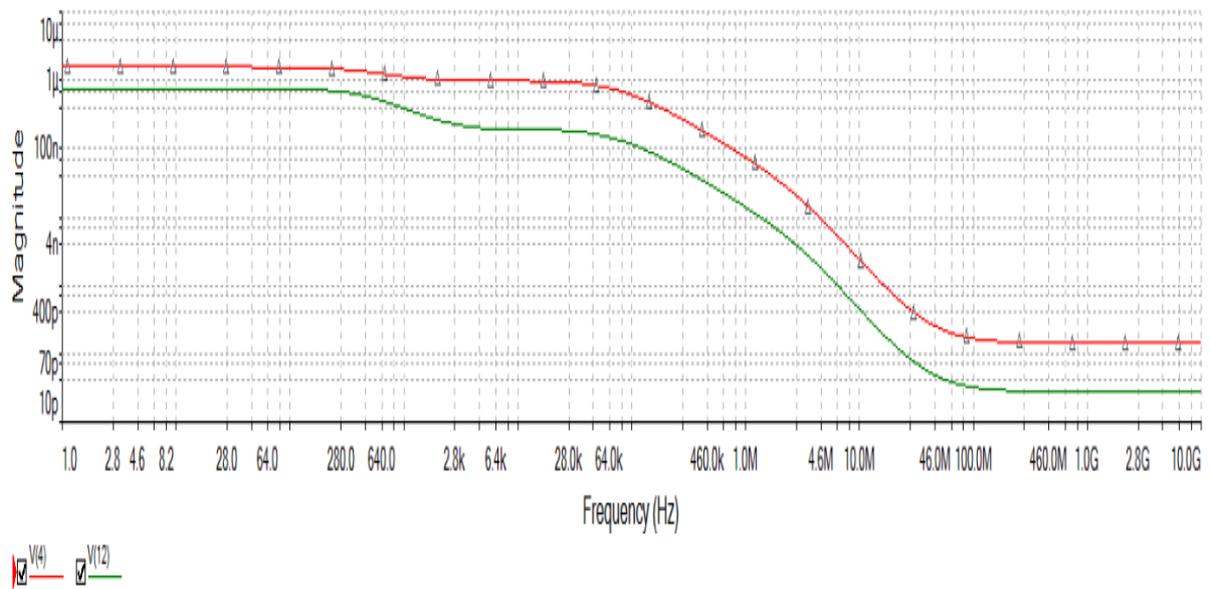


Figura A.19 Risposta in frequenza dei trasduttori

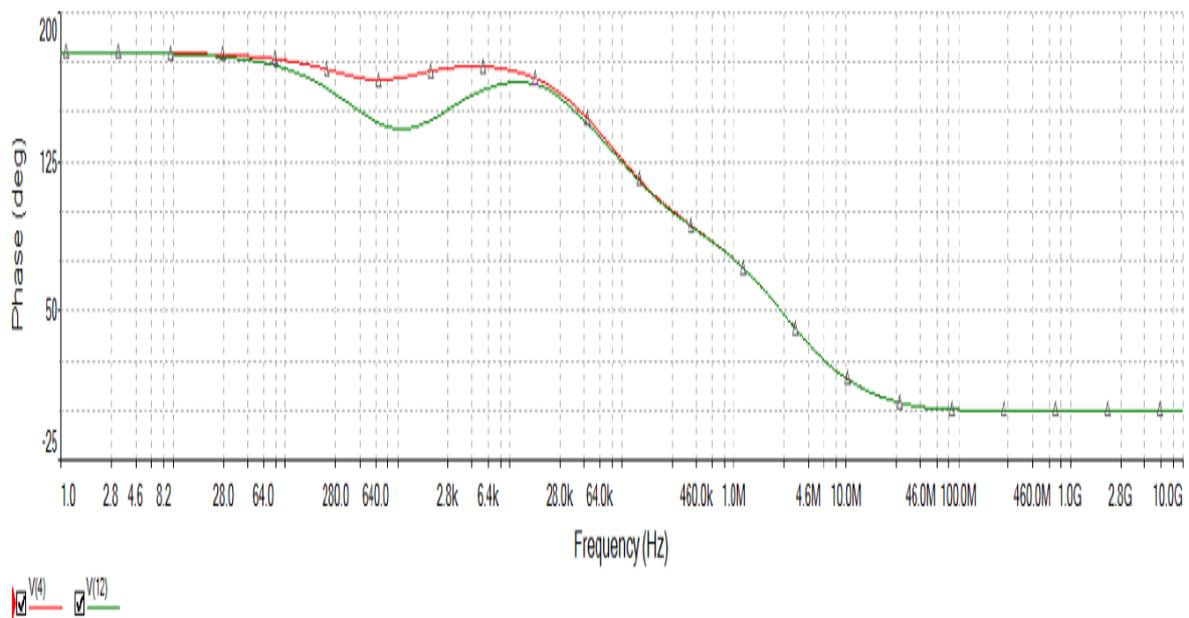


Figura A.20 Andamento della fase dell'uscita dei trasduttori al variare della frequenza

Per l'effettiva realizzazione prototipale dello stadio di trasduzione il primo passo da compiere è la scelta di tutti i componenti utilizzati per il circuito e dei loro package; ciò è fondamentale per poter conoscere le dimensioni degli stessi e fissare conseguentemente lo spazio occupato sulla board ed i fori di bloccaggio. Per quanto riguarda i resistori non vi sono particolari criticità, essendo costituiti da conduttori lunghi che danno molta libertà nella disposizione dei fori. Analogo discorso vale per i condensatori poiché si sono adoperati quelli ceramici ed elettrolitici a "gambo lungo". Per quanto riguarda i due amplificatori operazionali, costituenti il circuito di trasduzione, si è utilizzato il dispositivo AD8032A, le cui caratteristiche di seguito elencate lo rendono il prodotto più indicato per applicazioni ad alta densità di componenti, ma soprattutto per dispositivi di misura portatili (caso in questione):

- l'elevata larghezza di banda (80 MHz);
- bassissimo tempo di assestamento (125 ns a 0.1%);
- slew rate pari a 30 V/μs;
- bassa distorsione;
- corrente di uscita pari a 15 mA;
- potenza dissipata (4 mW alimentato se alimentato a 5V);

Si tratta di un package di tipo rettangolare che contiene il circuito integrato con 2 file parallele di pin equispaziati che puntano verso il basso. I pin sono inseriti all'interno dei fori creati sullo stampato e fuoriescono dall'altro lato dove sono saldati. Normalmente assieme al termine DIP è associato un numero che indica il numero totale di pin. La spaziatura tra i pin è generalmente di 2.54mm cioè 100mils; meno comuni sono spaziature tra i pin di 300 e 600mils. I DIP contengono normalmente porte logiche, operazionali o semplici circuiti analogici oppure array di resistenze, array di interruttori, array di led. Altre varianti del DIP sono CDIP o SDIP, rispettivamente con case ceramico e plastico.

Un altro componente utilizzato è il regolatore 7805BT. Lo Shunt che è stato montato è riportato nella figura A.21.

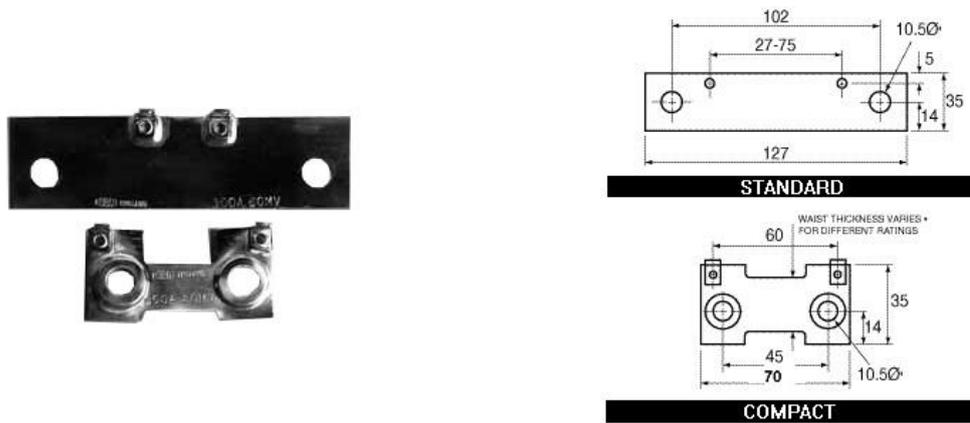


Figura A.21 Package dello Shunt

7.1.1 Layout e Sbroglie

Lo schema del circuito è stato implementato con il software Eagle per effettuare lo sbroglio e pervenire alla versione adatta alla prototipizzazione. In figura A.22 viene riportato lo schema implementativo.

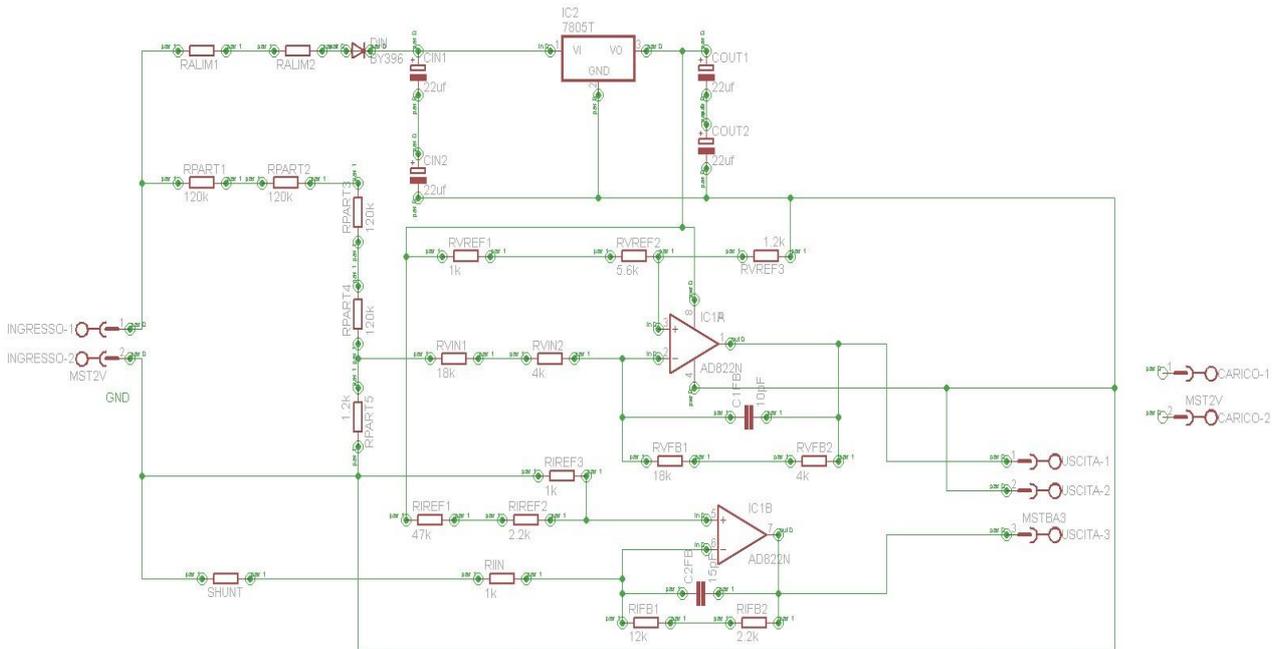


Figura A.22 Progetto del trasduttore di tensione e corrente

Partendo da questo schema circuitale si è proceduto alla creazione del master riportato nella figura A.23.

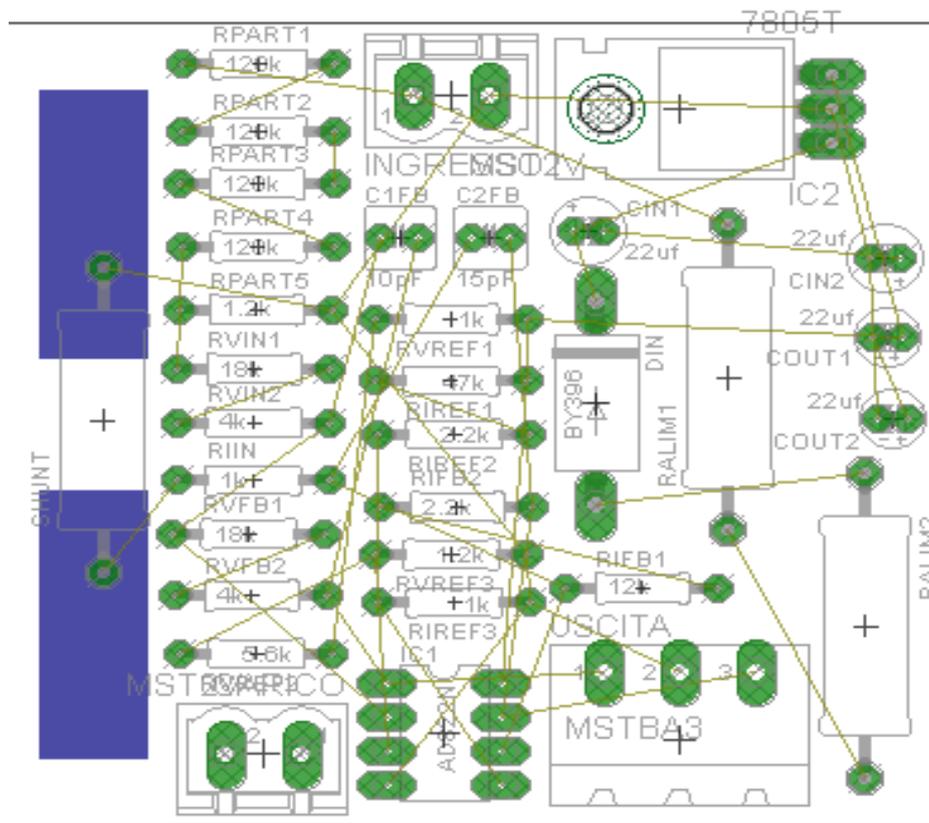


Figura A.23 Master board

Si distinguono chiaramente i componenti (in verde), le connessioni (in giallo), i connettori, infine il bordo della basetta (in nero). Si fa notare che per evitare un errato inserimento del componente, il Layout rappresenta il primo piedino di un qualsiasi circuito integrato con un quadrato (anziché un cerchio). A questo punto bisogna dimensionare correttamente le piste e la minima distanza di isolamento tra le stesse. Se le piste fossero eccessivamente sottili si rischierebbe la loro distruzione per il surriscaldamento dovuto all'effetto joule, che come noto dipende quadraticamente dal valore delle correnti che le attraversano. Tenuto conto di quanto sopraddetto, sarebbero sufficienti piste da 0.7 mm (le correnti sono dell'ordine di qualche mA), ma si è preferito, invece, realizzare piste da 1 mm per ottimizzare il processo di fotoincisione. Si è scelto, inoltre, di utilizzare come distanza minima di isolamento tra le piste un valore pari a 1.5 mm; tale scelta è di cruciale importanza per evitare l'innesco di archi elettrici che arrecherebbero seri danni al circuito. Una volta impostati tali valori si è proceduto allo sbroglio delle piste; tale procedimento consiste nel fare in modo che tutte le piste presenti nel circuito non si incrocino tra di loro. Ci si propone, inoltre, di ottenere tale risultato in uno spazio che risulti quanto più contenuto possibile (compatibilmente ai vincoli imposti dalle minime distanze di isolamento) così da ridurre al minimo la dimensione del dispositivo. A tal proposito il layout offre metodi di sbroglio automatico, oltre che manuale, che consentono una apprezzabile semplificazione del lavoro del progettista. Si riporta in figura A.24 il master del circuito al termine delle operazioni di sbroglio:

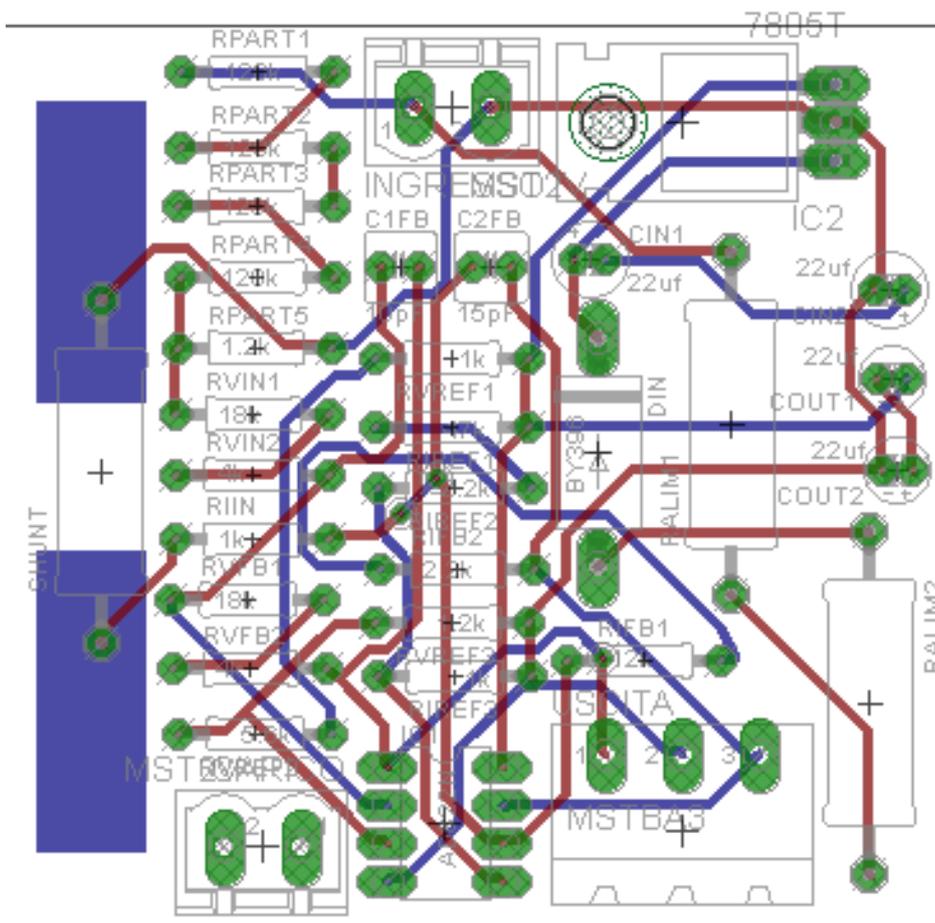


Figura A.24 Sbroglio del circuito su due facce

A questo punto prima di procedere alla stampa del master bisogna utilizzare opportuni accorgimenti. Innanzitutto è necessario cambiare il colore delle piste rendendole nere in modo che risultino perfettamente opache ai raggi UV durante la fotoincisione. Inoltre vanno eliminate le rappresentazioni grafiche dei componenti lasciando solo quelle delle piazzole; ciò va fatto per evitare la realizzazione di collegamenti indesiderati che potrebbero arrecare seri danni al circuito compromettendone irrimediabilmente il funzionamento. Si sottolinea infine che il master da stampare sarà l'immagine speculare della figura; quest'ultima, infatti, rappresenta il lato della board dove vanno inseriti i componenti e non quello dove andranno le piste. E' buona norma però stampare anche tale rappresentazione su di una particolare carta adesiva, e applicarla sul lato della basetta opposto a quello dove sono incise chimicamente le piste. Tale operazione consente di facilitare sia il piazzamento dei componenti che l'analisi del circuito in fase di misura. Tale accorgimento non può essere adottato quando vengono realizzati circuiti a "doppia faccia" che sono caratterizzati dall'aver piste su entrambi i lati della board. Può capitare infatti che non si riesca a sbrogliare il circuito su un unico lato della basetta per la presenza di un elevato numero di componenti e di connessioni; il problema può essere risolto aumentando le dimensioni della basetta o stampando le piste sui due lati della board collegandole mediante ponticelli realizzati forando la basetta. Si preferisce adottare il secondo metodo perché uno degli obiettivi fondamentali nella realizzazione di un dispositivo è minimizzarne le dimensioni. Nel caso del trasduttore in esame si è riuscito a sbrogliare il circuito utilizzando un unico lato della board e precisamente una basetta di dimensioni (6x6) cm. Di seguito vengono riportate le maschere ottenute ed un'immagine del prototipo realizzato.

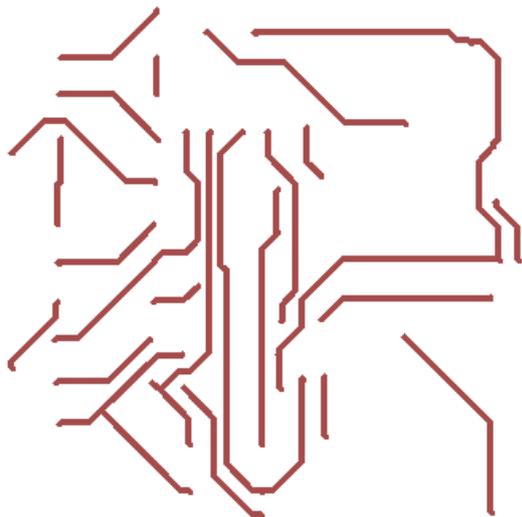


Figura A.25 Prima faccia del trasduttore Top

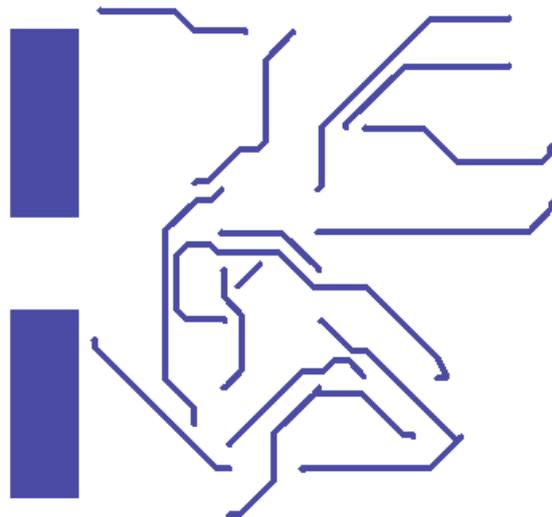


Figura A.26 Seconda faccia del trasduttore Bottom



Figura A.27 Maschera Fori

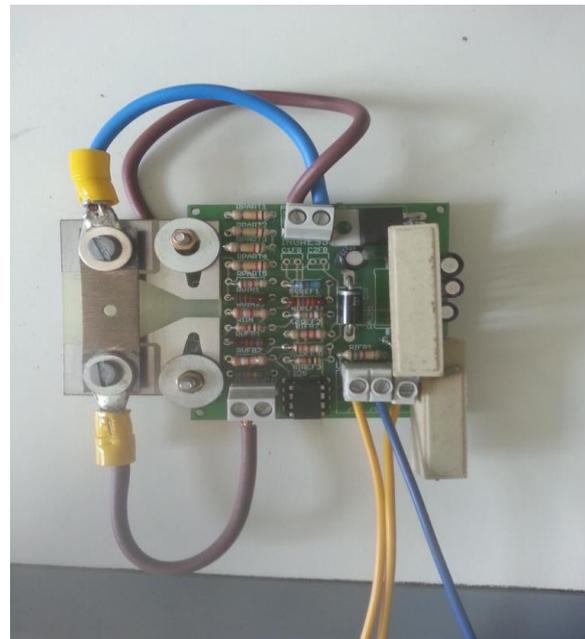


Figura A.28 Seconda faccia del trasduttore Bottom

7.2 Implementazione del bus CAN

Come già detto nei precedenti capitoli la trasmissione di dati è un aspetto cruciale degli Smar Meter. Ad alto livello è possibile utilizzare differenti protocolli e tecnologie (wireless e wired). Per il basso livello è auspicabile l'impiego di un protocollo standard che permetta l'interfacciamento con modem di differenti tipologie. A tale scopo, per il prototipo realizzato si è scelto il protocollo CAN. L'utilizzo del bus CAN richiede alcune implementazioni Hardware e la scrittura di una parte specifica di firmware di comunicazione. In questo paragrafo saranno descritte le attività relative all'implementazione Hardware dell'interfaccia di comunicazione CAN. A tale scopo, è stato considerato il physical layer del protocollo CAN, analizzando nel dettaglio la struttura della rete CAN, e descrivendo l'esigenza dell'utilizzo degli opto-isolatori per ragioni di sicurezza elettrica.

Per l'implementazione del physical layer del BUS dati CAN sono necessari i seguenti dispositivi hardware:

- Can Controller: trasmette e riceve dati seriali dal microprocessore al transceiver, il can controller è già presente sulla scheda di sviluppo STM32F4.

- Transceiver: rileva lo stato del bus valutando la differenza di tensione tra CAN_H e CAN_L. Esistono vari tipi di transceiver, nell'implementazione del prototipo è stato utilizzato il chip MCP2551 che funge da interfaccia tra il controllore CAN e il Bus fisico. Esso permette al controllore CAN di trasmettere e ricevere in maniera differenziale compatibilmente con lo standard ISO 11988; opera ad una velocità massima pari ad 1Mb/s. Il dispositivo prevede un numero massimo di 112 nodi connessi alla rete, dunque il limite di dispositivi intelligenti che possono scambiare dati sul bus can che in linea teorica era infinito è fissato dal transceiver. Esso provvede, anche, ad attenuare possibili spikes di tensione che possono generarsi sul CAN bus per mezzo di sorgenti esterne.
- Cavi twisted: il bus che trasporta i dati della rete CAN è costituito da due linee che viaggiano con valori di tensioni uguali e opposti (trasmissione dei dati in differenziale). In tal modo trasmettendo un segnale differenziale su di una coppia di cavi twisted i disturbi EMC che sporcano il segnale risulteranno notevolmente attenuati.

7.2.1 Optoisolamento

Per poter permettere in sicurezza il sistema di misura alla rete elettrica di potenza bisogna prevedere un meccanismo di isolamento galvanico per la rete di comunicazione. Infatti se la tensione di uno dei due terminali supera la tensione massima di isolamento di modo comune dei Transceiver CAN ($\pm 42V$) ne avverrebbe la rottura, perché l'uscita differenziale dei canali CANH e CANL è riferita alla massa del transceiver, quindi se alimentassimo direttamente il ricetrasmittitore CAN con la stessa alimentazione dei microcontrollori quando il transceiver in uscita viene collegato al bus potrebbe essere sottoposto ad un delta di tensione che ne provocherebbe il danneggiamento. Per risolvere il problema si è deciso di realizzare un'alimentazione isolata per i transceiver CAN mediante una batteria, ed un trasformatore di isolamento o da un'apposita linea di alimentazione separata. In tal modo i microcontrollori possano essere alimentati direttamente dai dc/dc, mediante lo stabilizzatore lineare LM7805. Tutti i ricetrasmittitori CAN (MCP2551) vanno invece alimentati da un'apposita linea di alimentazione separata, la stessa che può ad esempio essere derivata dall'alimentazione del circuito di controllo del primo convertitore dc/dc. Affinché il microcontrollore che appartiene al nodo n possa comunicare con un altro microcontrollore è necessario quindi un meccanismo per trasmettere informazioni e allo stesso tempo mantenere l'isolamento. Ciò si ottiene separando le alimentazioni e, quindi, le varie ground dei due circuiti che alimentano il microcontrollore e i trasmettitori CAN. Si è adottata una soluzione che prevede l'utilizzo degli optoisolatori, in modo tale da realizzare l'isolamento elettrico trasmettendo informazione per via ottica. L'optoisolatore scelto per l'implementazione hardware è l'integrato TLP2630, che presenta bassi tempi di propagazione del segnale.

Come si può notare in figura A.30, per quel che riguarda il lato in trasmissione afferente al canale CAN TXD, l'optoisolatore e il transceiver sono alimentati con la linea di alimentazione denominata "S" perché si interfacciano direttamente con il BUS; mentre il microcontrollore e il led dell'optoisolatore sono alimentati da una prima linea di alimentazione e l'anodo del diodo led è collegato alla linea "S".

Si richiama l'attenzione ad una considerazione sulla natura invertente dell'integrato TLP2630: siccome l'optoisolatore dà in uscita il valore negato dell'ingresso, per ottenere in uscita da quest'ultimo lo stesso valore logico trasmesso dal microcontrollore si è optato il seguente stratagemma

Quando il microcontrollore pone la linea CAN TXD ad un valore logico alto (3V) la differenza di potenziale tra anodo e catodo del diodo led è pari a 0V dunque il diodo è spento e risulta, quindi, al livello logico alto l'uscita dell'optoisolatore (5V riferiti alla linea S); mentre quando il microcontrollore trasmette un valore logico basso e pone la linea CAN TXD a 0V (rispetto alla sua linea di alimentazione) il diodo led si accende trasmettendo un valore logico alto che in uscita dell'optoisolatore viene invertito e dunque abbiamo che il valore logico trasmesso è 0 (0V rispetto alla linea S). Un discorso del tutto analogo può essere fatto per il lato in ricezione.

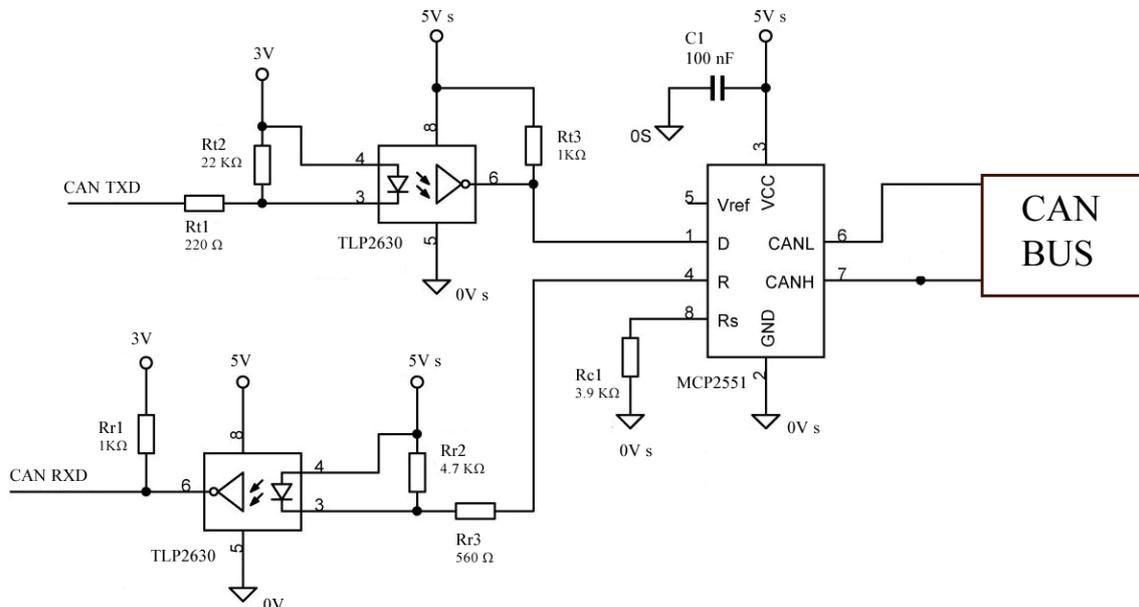


Figura A.29 Dettaglio dello schema di collegamento tra microcontrollore e BUS fisico

7.3 Implementazione dell'Interfaccia utente LCD

L'interfaccia utente è costituita da un LCD e da una tastiera costituita da tre pulsanti. Per quanto concerne l'LCD, il suo pin out e la sua gestione non sono descritti per motivi di brevità ma i dettagli possono essere trovati nell'implementazione firmware. La tastiera per l'interfacciamento con l'utente è costituita da due pulsanti N.O.. Per interfacciare correttamente il microcontrollore con una tastiera si è reso necessario progettare un circuito anti rimbalzo analogico, per eliminare i vari impulsi spuri tipici di una contrattazione meccanica. Le linee di input dell'STM32F4, per come è stato programmato il firmware del microcontrollore, possono rilevare impulsi sul bus fino ad una frequenza di 42 MHz. Il display mostra differenti menù di selezione in base alla pressione dei tasti e vengono in corrispondenza mostrati differenti risultati di misura. In figura A.31 viene riportata una vista dell'interfaccia utente che mostra tutti principali risultati di misura ed in particolare le potenze reattive calcolate secondo le differenti definizioni.

7.4 Implementazione complessiva

In figura è riportato il risultato dell'assemblaggio complessivo del misuratore realizzato che include microcontrollore e sezione di trasduzione e trasmissione dati.

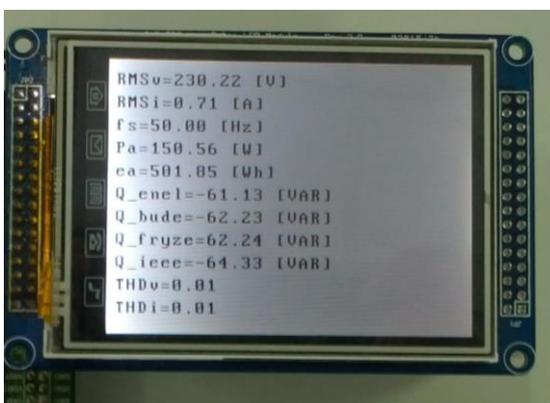


Figura A.30 Visualizzazione sull' LCD.



Figura A.31 Aspetto finale del prototipo realizzato

8 Implementazione Firmware

In questo paragrafo vengono solo elencati, per motivi di brevità, i tratti salienti della realizzazione del firmware necessario per la realizzazione delle funzionalità essenziali del prototipo di Smart Meter. Lo Smart Meter realizzato è stato programmato in modo per essere in grado di effettuare:

- acquisizione sincrona di due segnali (le uscite del trasduttore di corrente e di tensione);
- calcolo di frequenza, valori efficaci, potenza attiva, energia attiva, potenza apparente, energia apparente, Fattore di Potenza, potenza ed energia reattiva secondo le principali definizioni accreditate in letteratura, misura di THD e TIH;
- mostrare i risultati e prendere comandi tramite un'interfaccia locale utente;
- memorizzazione dei risultati di misura in locale per un determinato intervallo di tempo;
- trasferimento dei dati acquisiti attraverso interfaccia CAN verso il nodo concentratore a richiesta e in modalità programmata temporizzata.

L'analisi di sistemi trifase è demandata all'utilizzo di tre misuratori separati, uno per ogni fase.

8.1 Ambiente di sviluppo

Il firmware è stato sviluppato nell'ambiente di programmazione keil μ Vision, 4.04. Tale ambiente di programmazione ha permesso di sviluppare il firmware dell'STM32F407VGTB in codice C. Mediante keil μ Vision, 4.04. e, grazie al debugger integrato nella scheda di sviluppo STM32F4, è stato poi possibile effettuare un lavoro di debugging del sistema in modo tale da poter trovare e correggere le eventuali anomalie o malfunzionamenti del sistema.

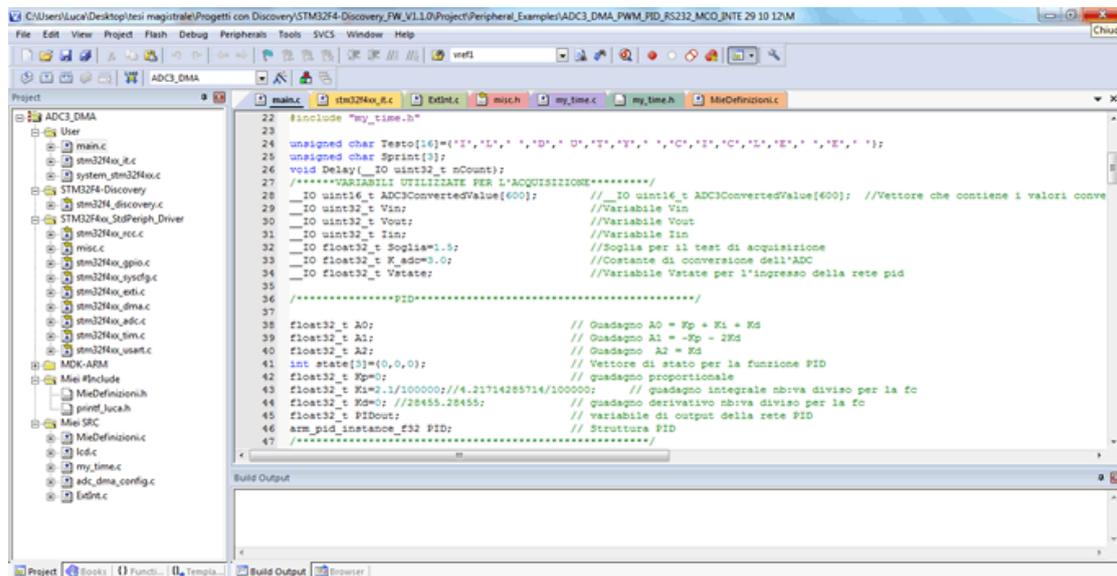


Figura A.32 Ambiente di sviluppo

Lo sviluppo del firmware si può suddividere nelle seguenti 8 fasi:

- configurazione del clock del sistema
- configurazione delle porte GPIO
- configurazione dell'ADC per l'acquisizione di dati su tre canali
- configurazione del DMA
- implementazione degli algoritmi di misura
- configurazione dell'interfaccia di comunicazione CAN
- configurazione e gestione dell'interfaccia utente

I dettagli delle configurazioni sono riportati nei relativi codici C.

8.2 Firmware di misura

Il software di misura implementa in primo luogo il driver di acquisizione dei segnali di tensione e corrente, che sono stati, in precedenza, opportunamente condizionati dallo stadio di trasduzione. Questo task è un processo critico, infatti, una volta avviata l'acquisizione, il programma deve sostenere un flusso di dati costante senza perdita di informazioni. Il codice deve effettuare le elaborazioni necessarie in linea cioè, fornire i risultati all'utente e tornare alla gestione del driver prima che dati acquisiti vengano soprascritti da quelli nuovi che stanno sopraggiungendo dal canale di ingresso. Per far fronte alla richiesta di custom power measurement, il software implementa i principali algoritmi di misura della potenza descritti in precedenza. In primo luogo la norma IEEE 1459-2000 con tutte le sue definizioni di potenze: fondamentali e non, attive e non attive; e grandezze correlate come il fattore di potenza. Il sistema implementa, quindi, gli algoritmi di misura più accreditati in letteratura o in pratica. Vengono valutati, inoltre, alcuni indici sintetici

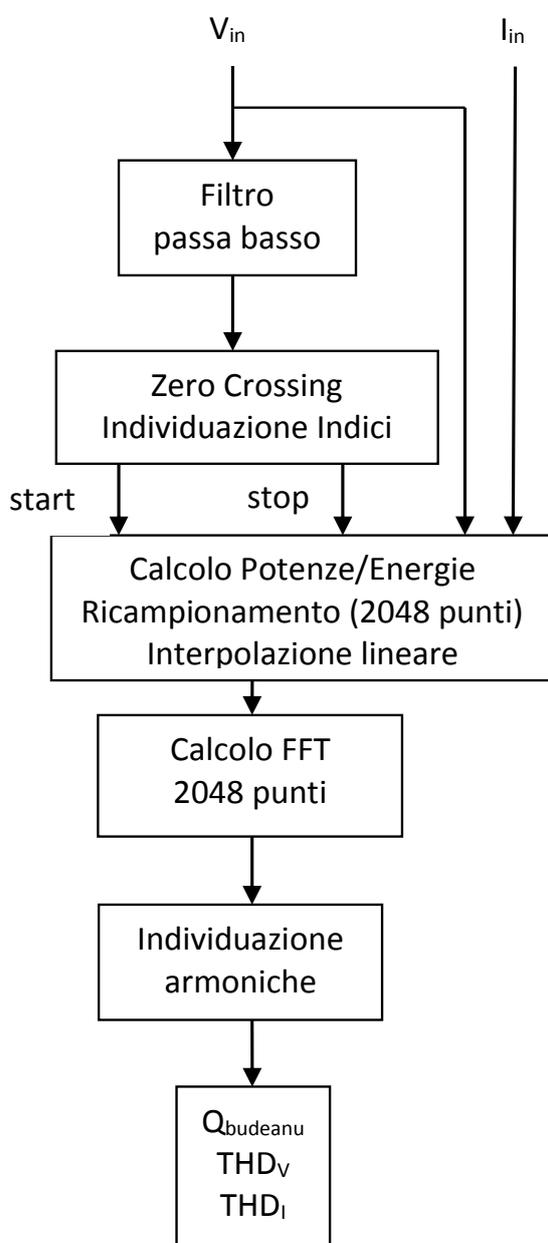


Figura A.33 Flow chart complessivo del firmware di misura implementato

per la valutazione della power quality innanzitutto il THD_v e THD_i. I valori RMS di tensione e corrente in comune a tutti i metodi vengono visualizzati al centro del pannello frontale dello strumento insieme con le potenze. I risultati delle diverse definizioni di potenza vengono distinti tra di loro mediante l'uso nomenclatura specifica. In aggiunta il programma di misura fornisce il calcolo delle energie attiva e reattiva secondo le varie definizioni.

Inoltre, è presente un algoritmo di sincronizzazione, che ha il delicato compito di valutare il periodo corretto del segnale e di inseguirne le variazioni. Sul valore di tale periodo, infatti, non solo si basano tutte le definizioni di potenza, ma anche la routine di acquisizione che preleva dal buffer volta per volta n periodi della fondamentale. In sostanza sul valore del periodo si fonda l'accuratezza delle misure effettuate e il funzionamento dell'intero programma di misura.

Il processo deve assolvere a tutti questi compiti in tempo reale, visualizzando anche l'andamento temporale della potenza istantanea. In aggiunta gestisce le richieste dell'utente che può modificare la configurazione.

Sul display locale vengono mostrati a richiesta i valori efficaci di tensione (RMS_V) e corrente (RMS_I), potenza attiva (P_a), le potenze reattive secondo i vari approcci (Q_{xxx}) le relative energie e la distorsione armonica totale di tensione (THD_V) e corrente (THD_I). Nella figura A.34 è riportato il Flow chart complessivo del firmware di misura implementato.

Le formule relative agli algoritmi implementati vengono elencate di seguito.

RMS della tensione (RMS_v)

$$RMS_V = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_k^2} \quad (25)$$

RMS della corrente (RMS_i)

$$RMS_I = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_k^2} \quad (26)$$

Potenza Attiva

$$Pa = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_k \cdot i_k \quad (27)$$

Potenza Apparente

$$S_r = RMS_V \cdot RMS_I \quad (28)$$

Potenza reattiva Q_{ENEL}

$$Q_{ENEL} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_k \cdot i_{k+\frac{N}{4}} \quad (29)$$

Potenza reattiva Q_{ieee}

$$RMS_I = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_k^2} \quad (30)$$

Potenza reattiva Q_{fryze}

$$Q_{fryze} = \sqrt{S_r^2 - P_a^2} \quad (31)$$

Potenza reattiva Q_{budeanu}

$$Q_{budeanu} = \frac{1}{2} \sum_{h=1}^M V_h \cdot I_h \cdot \sin(\varphi_h) \quad (32)$$

Distorsione armonica totale della tensione THD_v

$$THD_V = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^M V_h^2}{V_1^2}} \quad (33)$$

Distorsione armonica totale della corrente THD_i

$$THD_I = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^M I_h^2}{I_1^2}} \quad (34)$$

9 Caratterizzazione Sperimentale

Al fine di caratterizzare la funzionalità del prototipo realizzato e la corretta implementazione degli algoritmi di misura è stata implementata una stazione automatica di taratura come mostrato in figura A.35. Sono stati utilizzati i seguenti strumenti:

- Generatore di funzioni Yokogawa FG320 (Caratteristiche: uscita a doppio canale, frequenze variano 1 μ Hz a 15 MHz, range di ampiezza ± 10 V, precisione AC di ampiezza $\pm (0,8\%$ di impostazione + 14 mV), precisione uscita DC $\pm (0,3\%$ di impostazione + 20 mV)
- Amplificatore di potenza 3120 AMX (Caratteristiche: Potenza massima: 12 kVA; ii) Gamma di frequenza: 20 Hz a 50 kHz; iii) regolamento Linea: 0.027 mV; iv) Regolazione del carico: 0.00135 mV; v) THD: 0,1%; vi) Ripple di tensione e rumore: -70 dB).
- Wattmetro a larga banda LEM Norma D6000 (Caratteristiche: i) incertezza nella misura di tensione e corrente 0.05%, 0.09% per le misure di potenza; ii) frequency range: dalla DC ad 1 MHz

Il wattmetro Norma D6000, considerate le sue elevate prestazioni e la ridotta incertezza, è stato utilizzato come riferimento per determinare l'accuratezza dei risultati di misura di caratterizzazione del prototipo realizzato.

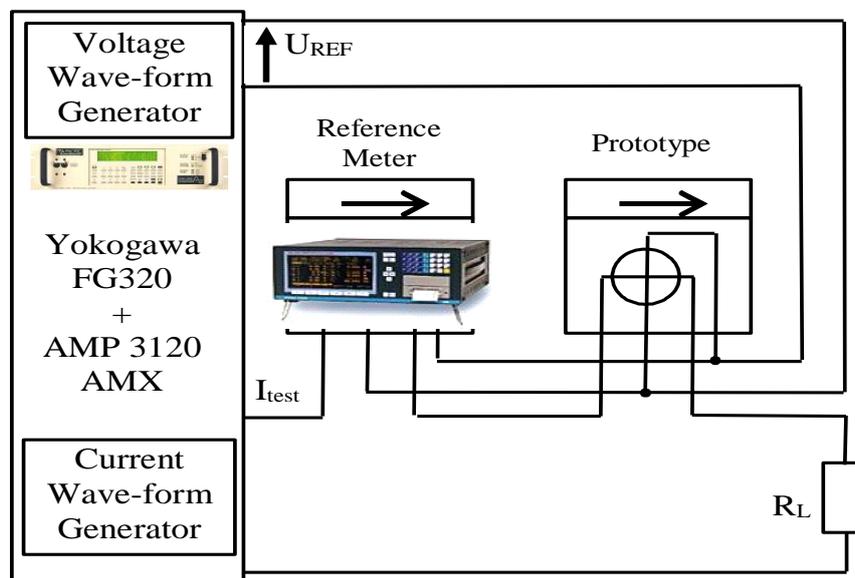


Figura A.34 Set-up sperimentale per la caratterizzazione

Mediante il sistema sopra descritto sono state, innanzitutto, effettuate le prove per la taratura del prototipo, generando forme d'onda di corrente e tensione, sinusoidali ed a frequenza nominale ma a vari valori crescenti di ampiezza come descritto nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**A.VII.

	I/I_{FS} [%]	I [Arms]	V/V_{FS} [%]	V [Vrms]	F [Hz]	Φ (°)
Prova 1	0	0,0	0	0,0	50,00	0,0
Prova 2	10	1,5	10	46,0	50,00	0,0
Prova 3	20	3,0	20	92,0	50,00	0,0
Prova 4	30	4,5	30	138,0	50,00	0,0
Prova 5	40	6,0	40	184,0	50,00	0,0
Prova 6	50	7,5	50	230,0	50,00	0,0
Prova 7	60	9,0	60	276,0	50,00	0,0
Prova 8	70	10,5	70	322,0	50,00	0,0
Prova 9	80	12,0	80	368,0	50,00	0,0
Prova 10	90	13,5	90	414,0	50,00	0,0
Prova 11	100	15,0	100	460,0	50,00	0,0

Tabella A.VIII: Parametri per il primo set di esperimenti

Per ogni prova effettuata è stato calcolato l'Errore Medio rispetto al valore vero e la Deviazione Standard su ogni grandezza misurata:

$$Errore_{medio} = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{(x_i - \bar{x})}{\bar{x}}}{N} \quad (35)$$

$$s_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N - 1}} \quad (36)$$

con

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (37)$$

I risultati della caratterizzazione sono riportati nelle successive tabelle e figure. È possibile notare come su ogni grandezza misurata l'Errore Medio è al di sotto dell'1%

%	Prova 1	Prova 2	Prova 3	Prova 4	Prova 5	Prova 6	Prova 7	Prova 8	Prova 9	Prova 10
I_{rms}	0,63	0,10	-0,04	0,05	0,03	0,04	-0,012	<0,001	-0,02	-0,01
V_{rms}	0,63	0,04	0,01	0,05	<0,01	0,04	-0,012	-0,005	-0,01	-0,05
P	-3,47	-0,53	0,05	-0,01	-0,06	-0,02	-0,040	-0,016	-0,03	-0,07
A	3,56	-0,53	0,05	0,08	-0,02	-0,01	-0,002	0,001	-0,01	-0,07
PF	-0,95	-0,30	-0,10	-0,10	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Tabella A.IX: Errore Medio (%) nel test 1

	Prova 1	Prova 2	Prova 3	Prova 4	Prova 5	Prova 6	Prova 7	Prova 8	Prova 9	Prova 10
I_{rms}	4,1E-04	< 1,0E-4	4,4E-04	2,2E-04	5,1E-04	4,9E-04	2,2E-04	4,1E-04	3,1E-04	4,1E-04
[A]	4,1E-04	< 1,0E-4	4,4E-04	2,2E-04	5,1E-04	4,9E-04	2,2E-04	4,1E-04	3,1E-04	4,1E-04
V_{rms}	< 1,0E-4	< 1,0E-4	3,1E-04	4,4E-04	2,2E-04	5,1E-04	2,2E-04	4,1E-04	3,7E-04	4,9E-04
[V]	< 1,0E-4	< 1,0E-4	3,1E-04	4,4E-04	2,2E-04	5,1E-04	2,2E-04	4,1E-04	3,7E-04	4,9E-04
P	< 1,0E-4	2,2E-04	< 1,0E-4	< 1,0E-4	2,2E-04	3,1E-04	3,1E-04	5,1E-04	5,7E-04	4,9E-04
[W]	< 1,0E-4	2,2E-04	< 1,0E-4	< 1,0E-4	2,2E-04	3,1E-04	3,1E-04	5,1E-04	5,7E-04	4,9E-04
A	< 1,0E-4	< 1,0E-4	< 1,0E-4	< 1,0E-4	3,7E-04	4,4E-04	3,7E-04	4,7E-04	5,1E-04	4,6E-04
[VA]	< 1,0E-4	< 1,0E-4	< 1,0E-4	< 1,0E-4	3,7E-04	4,4E-04	3,7E-04	4,7E-04	5,1E-04	4,6E-04
PF	2,3E-02	5,1E-04	< 1,0E-4							

Tabella A.X: Deviazione Standard (%) nel test 1

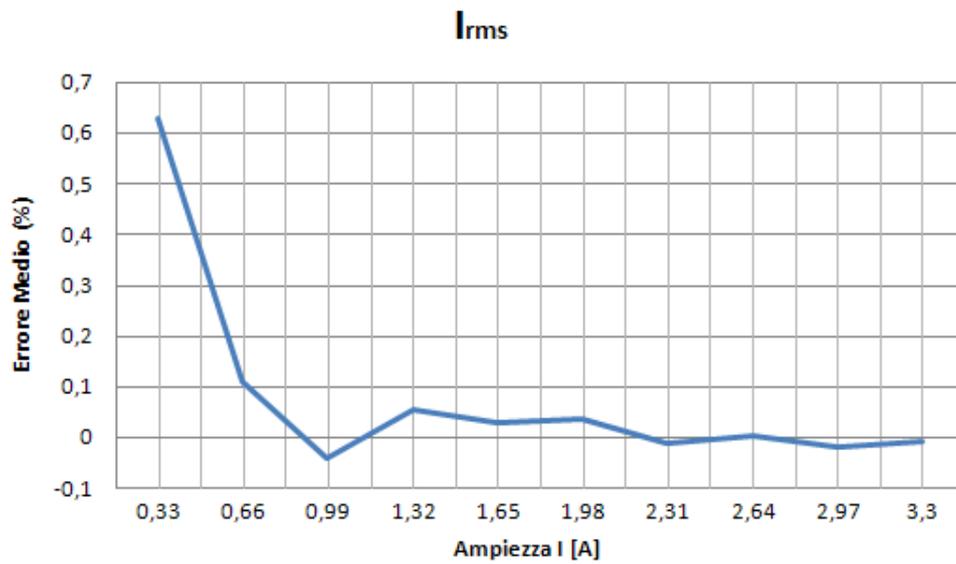


Figura A.35 Errore Medio (%) I_{RMS} nel test 1

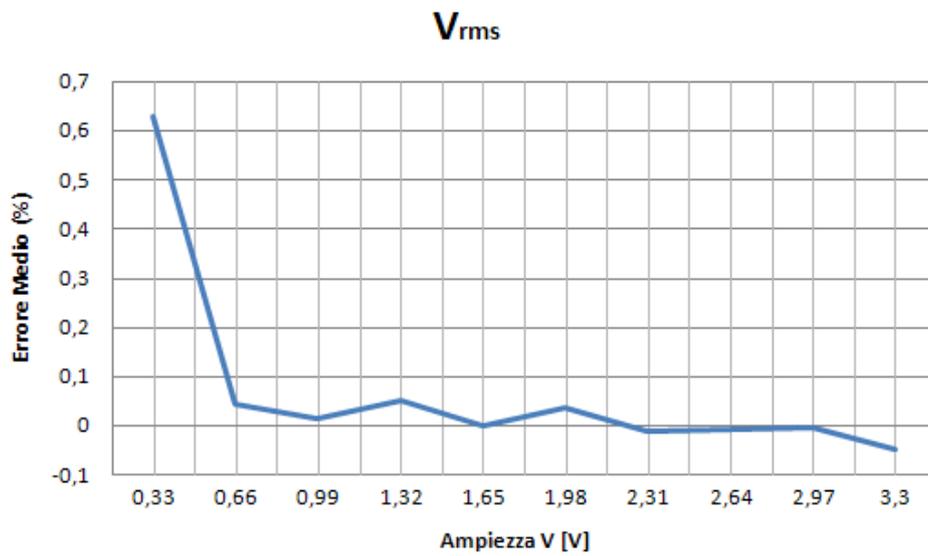


Figura A.36 Errore Medio (%) V_{RMS} nel test 1

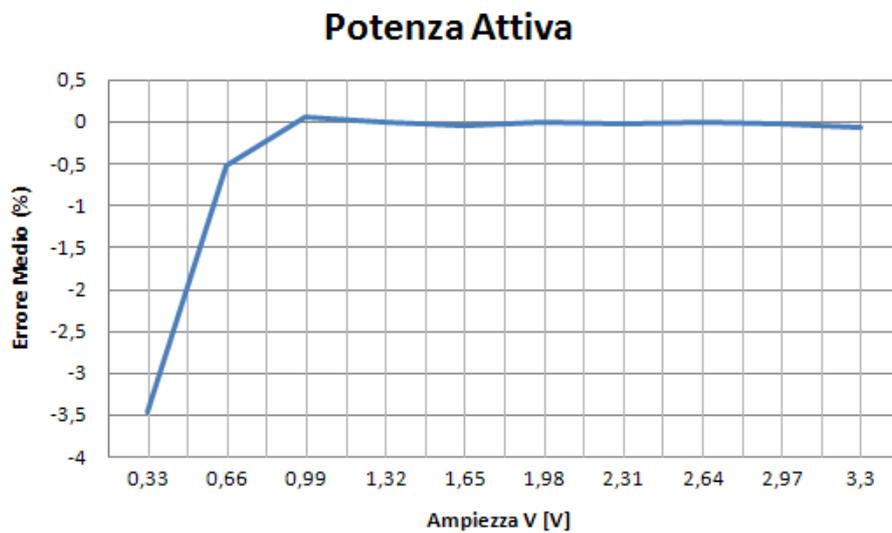


Figura A.37 Errore Medio (%) Potenza Attiva nel test 1

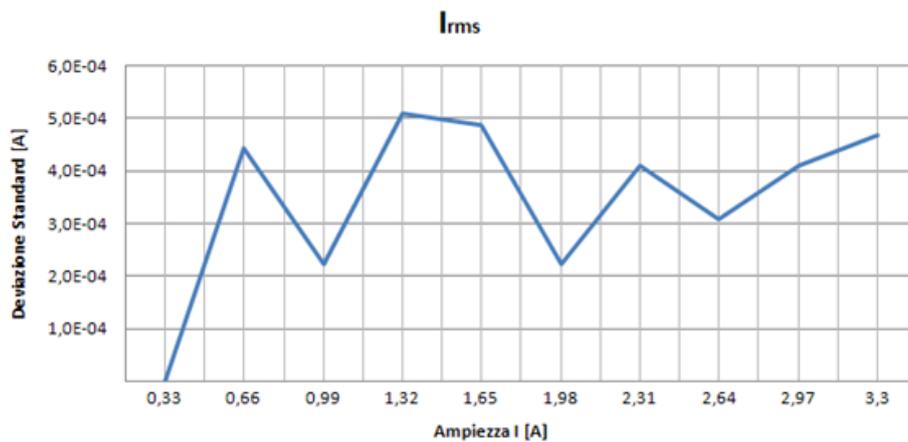


Figura A.38 Deviazione Standard I_{RMS} nel test 1

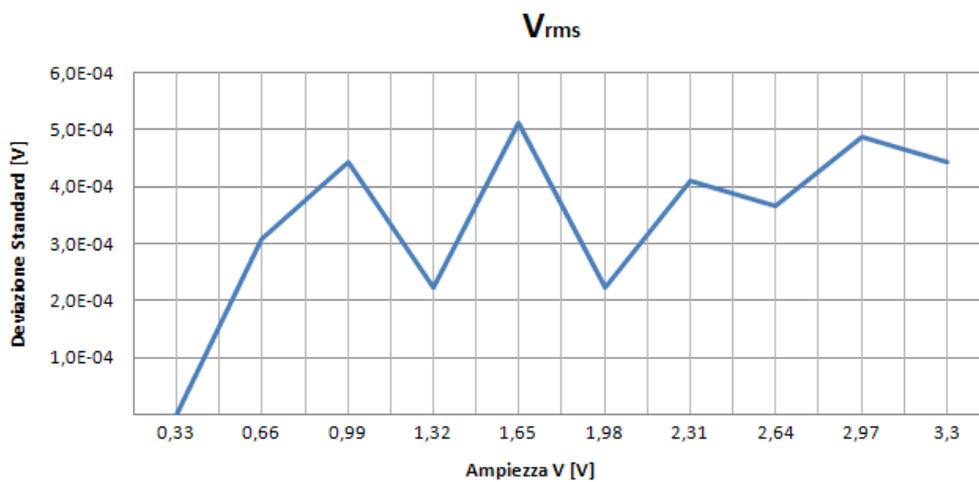


Figura A.39 Deviazione Standard V_{RMS} nel test 1

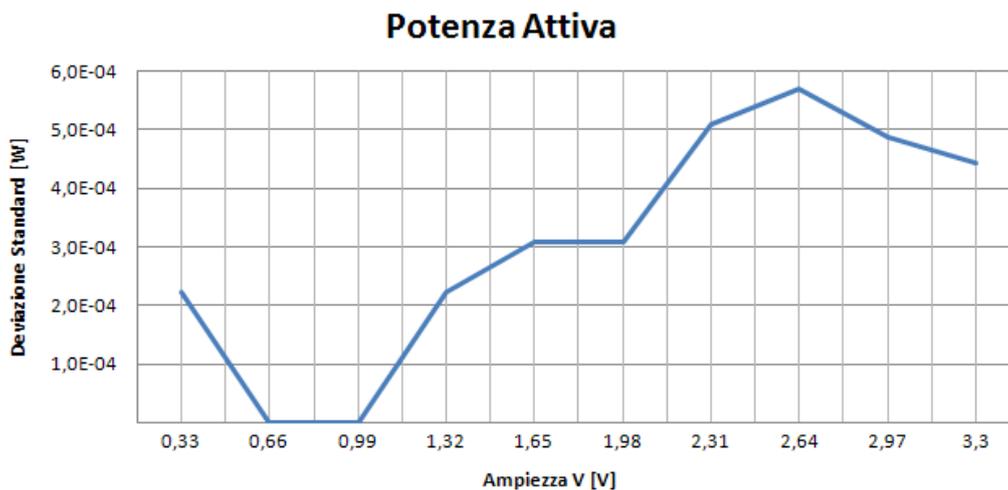


Figura A.40 Deviazione Standard Potenza Attiva nel test 1

Nel secondo set di prove, sono state generate forme d'onda sinusoidali con valori di frequenza compresi nell'intervallo 42,5 ÷ 57,5 Hz, mantenendo ampiezza di tensione e corrente ai valori nominali e fase nulla. In tali condizioni sono stati verificati gli scostamenti con i valori misurati di tensione e corrente, potenza attiva, potenza apparente e frequenza. Nelle figure A.42-A.46 sono mostrati i risultati ottenuti.

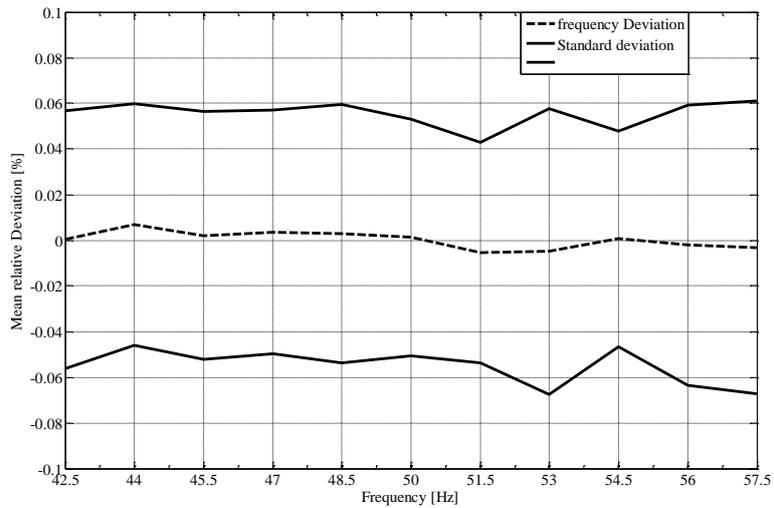


Figura A.41 Deviazione Standard nella misura di frequenza nel test 2

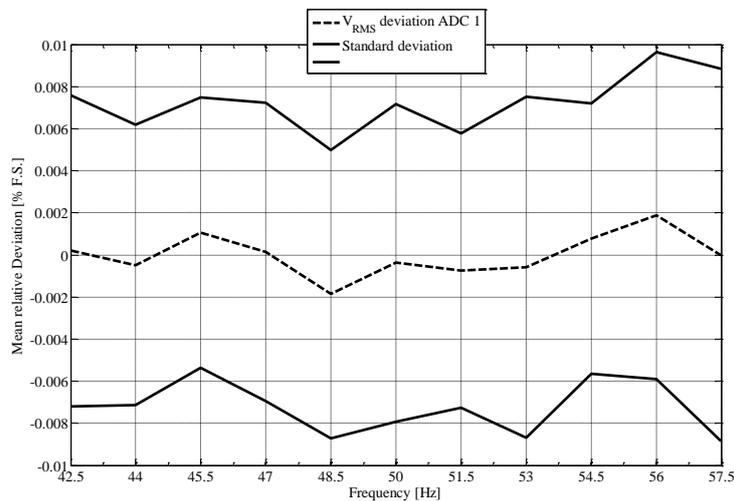


Figura A.42 Deviazione Standard nella misura di tensione nel test 2

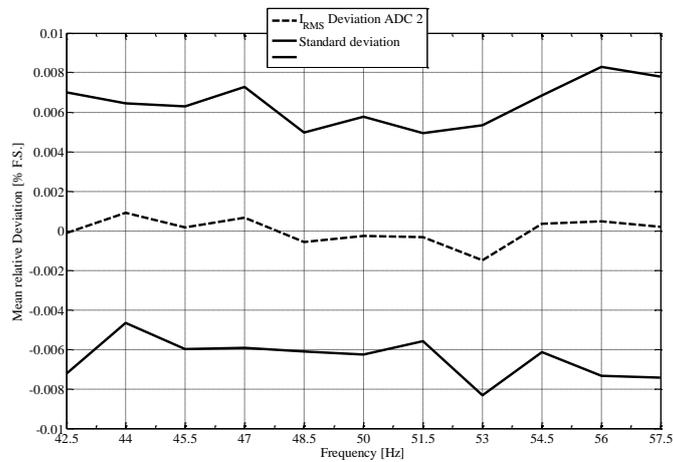


Figura A.43 Deviazione Standard nella misura di corrente nel test 2

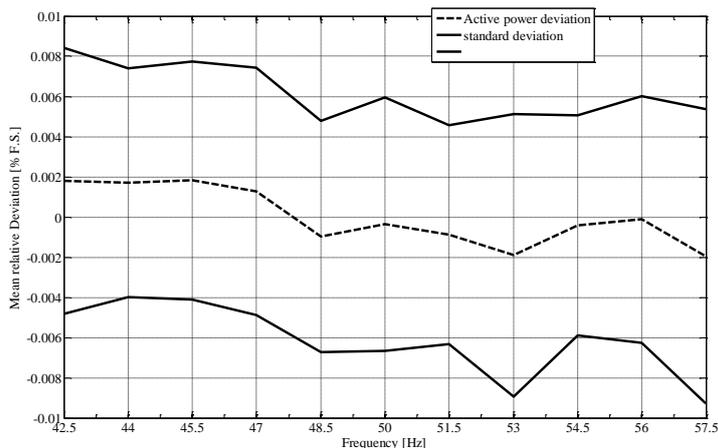


Figura A.44 Deviazione Standard nella misura di potenza attiva nel test 2

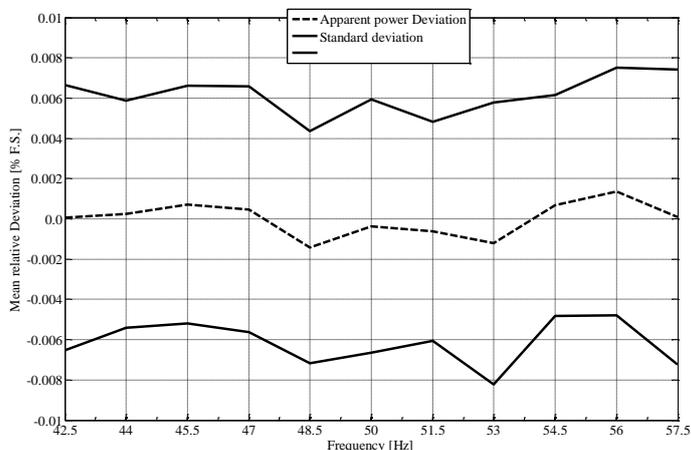


Figura A.45 Deviazione Standard nella misura di potenza apparente nel test 2

Nel terzo set di prove, sono state generate forme composte da due toni spettrali: la fondamentale di ampiezza nominale e con frequenza 50Hz ed un armonica di ampiezza pari al 10% della fondamentale e con frequenza nel range 100 ÷ 1250Hz. In queste condizioni sono state verificati i valori di THD_v, THD_i. I risultati delle misure effettuate sono riportati nelle figure A.47 e A.48.

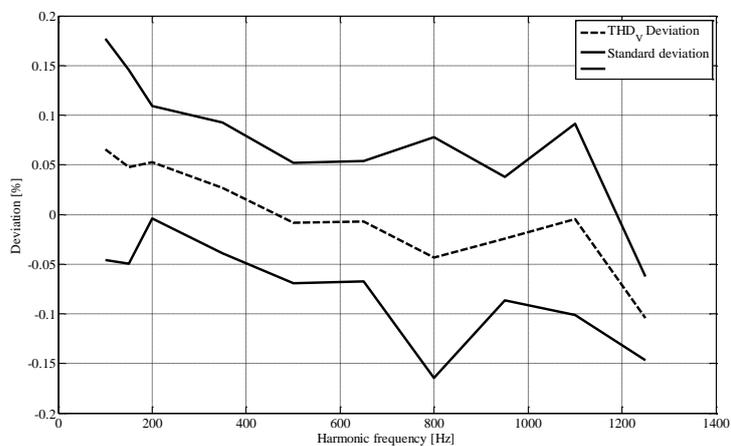


Figura A.46 Deviazione Standard nella misura di THD_v nel test 3

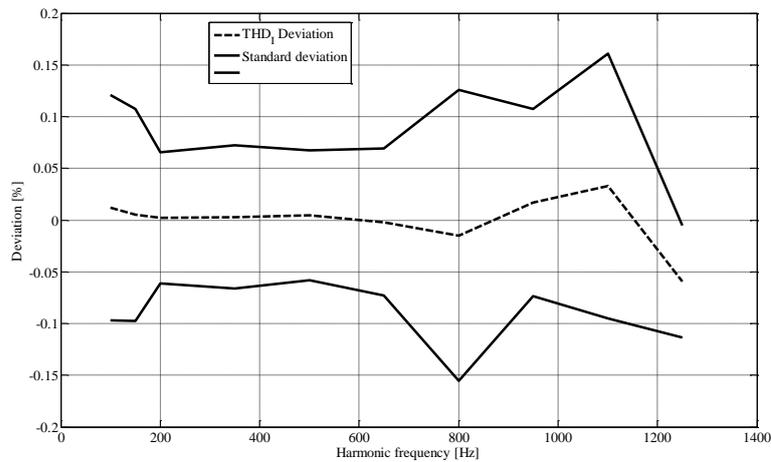


Figura A.47 Deviazione Standard nella misura di THD₁ nel test 3

Nel quarto set di prove, sono state generate forme composte da due toni spettrali: la fondamentale con frequenza nel range di 42,5 ÷ 57,5Hz e di ampiezza nominale, e la terza componente armonica con ampiezza pari al 10% della fondamentale. Per tali forme d'onda sono stati misurati i valori di frequenza, V_{RMS} , I_{RMS} , P, S THD_V e THD_I. I risultati sono stati riportati nelle figure da A.49-A.52.

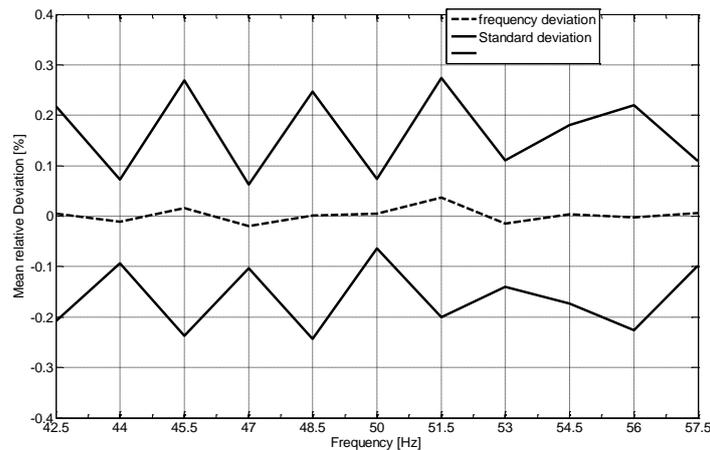


Figura A.48 Deviazione Standard nella misura di frequenza nel test 4

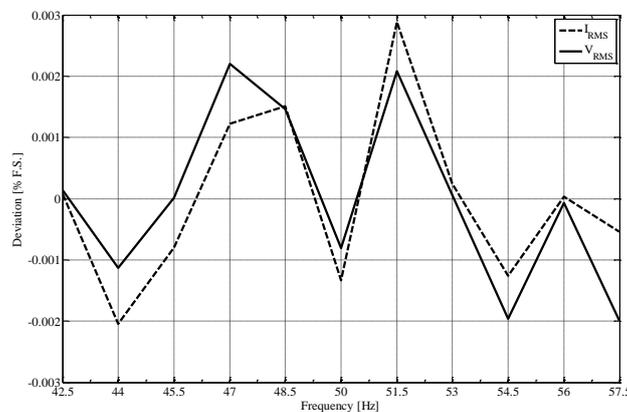


Figura A.49 Deviazione Standard nella misura dei valori rms nel test 4

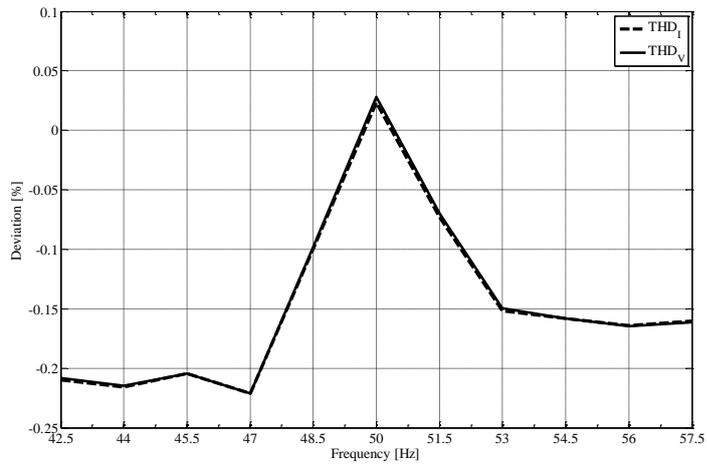


Figura A.50 Deviazione Standard misura di THD nel test 4

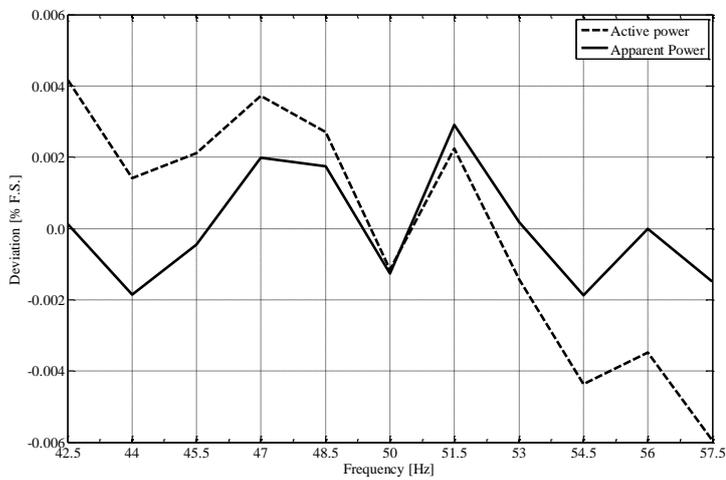


Figura A.51 Deviazione Standard misura di Potenza nel test 4

Infine, sono stati condotti dei test per valutare gli effetti congiunti dei vari parametri. A tal fine è stata condotta una Progettazione Degli Esperimenti (*“Design Of Experiment”*) utilizzando tre grandezze di analisi: frequenza; sfasamento ed ordine di armonicità. I risultati sono riportati nelle figure A.53 -A.56.

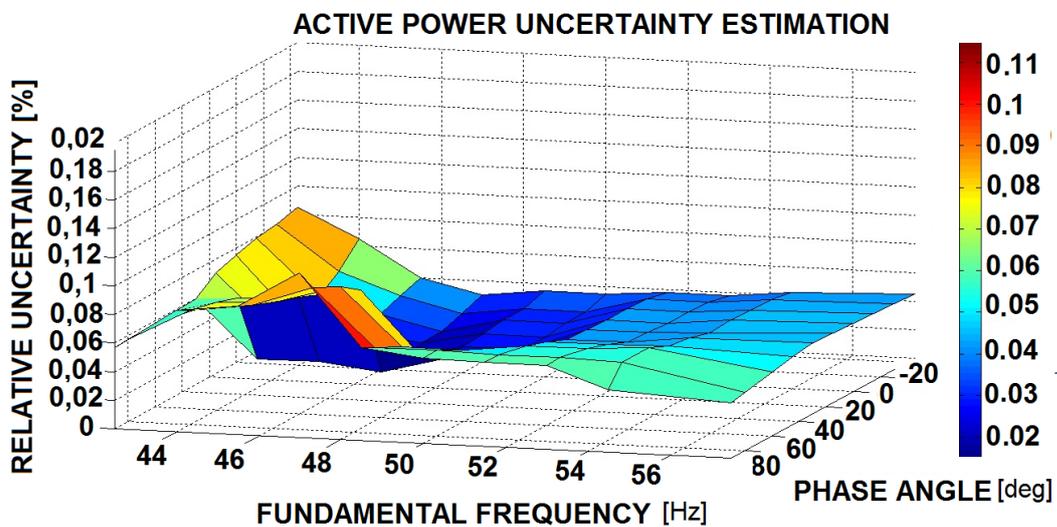


Figura A.52 Incertezza di misura per la potenza attiva rispetto a fase e frequenza.

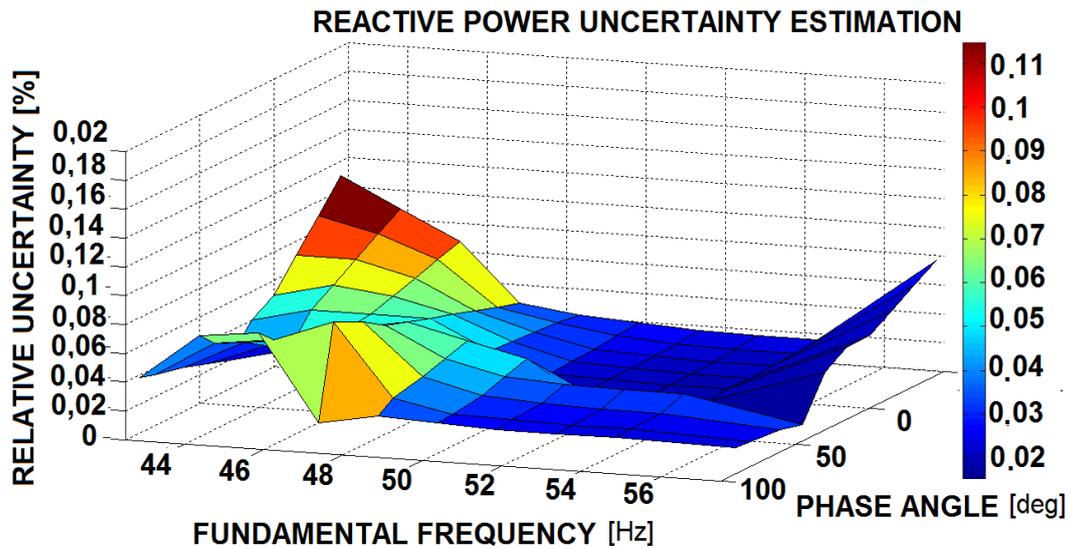


Figura A.53 Incertezza di misura per la potenza reattiva rispetto a fase e frequenza..

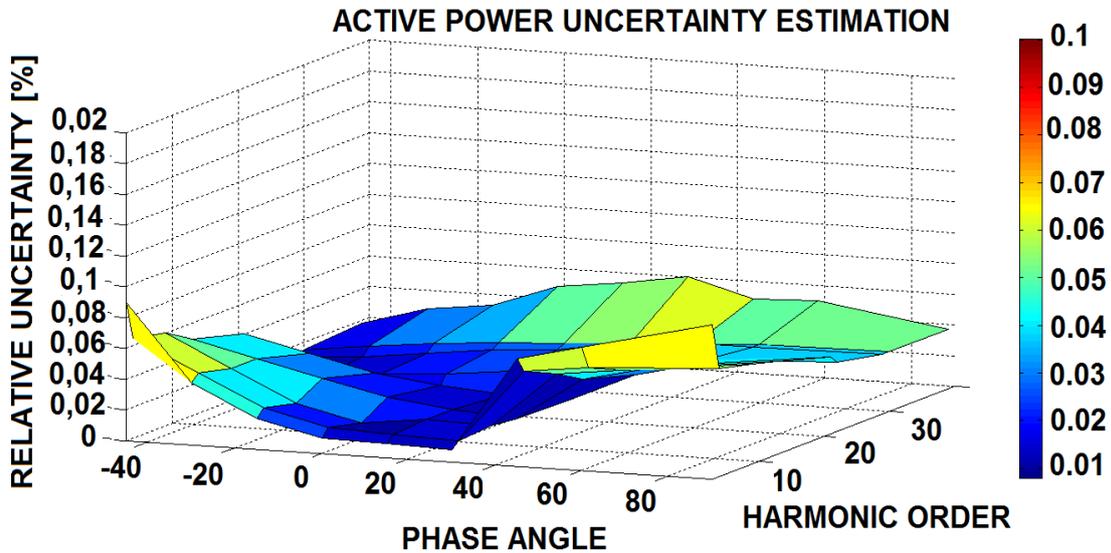


Figura A.54 Incertezza di misura per la potenza attiva rispetto a fase e ordine armonico.

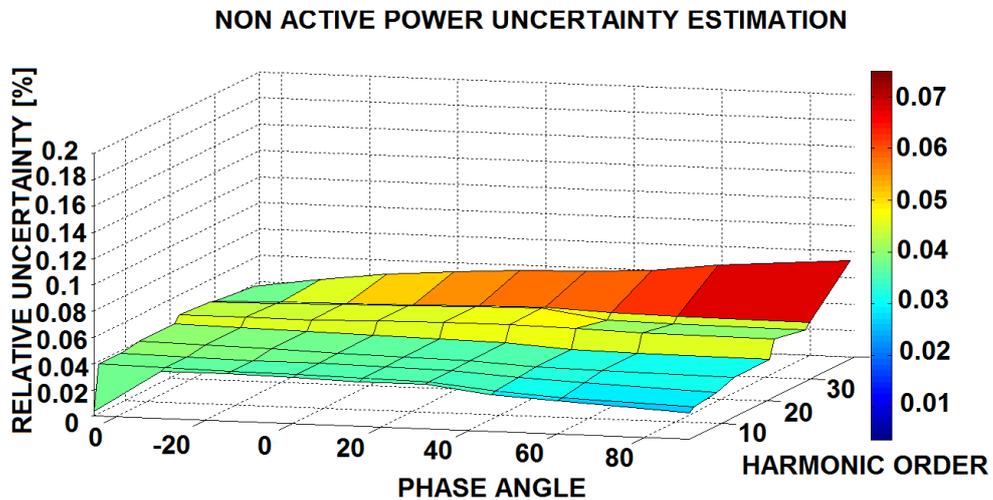


Figura A.55 Incertezza di misura per la potenza non-attiva rispetto a fase e ordine armonico.

In Tabella A.X sono riportati i valori complessivi delle incertezze che sono risultate dall'esecuzione delle prove sperimentali per la caratterizzazione del prototipo.

Tabella A.XI: Valore delle incertezze per I test in condizioni sinusoidali e non-sinusoidali.

Quantity	Uncertainty (sin. test)	Uncertainty (non- sin. test)	Units
Voltage (r.m.s.)	0.03	0.04	[%]
Current (r.m.s.)	0.03	0.04	[%]
Frequency	0.67	0.67	[mHz]
Active Power	0.043	0.061	[%]
Apparent Power	0.13	0.15	[%]
PF (conventional)	0.002	0.002	[p.u.]
Non Active Power	0.60	0.62	[%]
Voltage THD	---	0.072	[%]
Current THD	----	0.070	[%]

PARTE B

10 Introduzione alle Architetture dei Sistemi Informativi Distribuiti

Come precedentemente accennato, il prototipo di misuratore realizzato nella parte A può essere considerato uno degli elementi di una rete di misura distribuita i cui membri scambiano informazioni per l'implementazione di reti integrate di servizi per distretti energetici. Giova, quindi, richiamare brevemente alcuni concetti delle reti di comunicazioni.

Nella prassi comune con il termine *Topologia delle reti* s'intende il modo in cui i calcolatori (o più in generale i nodi della rete) sono connessi tra loro, indipendentemente dalla posizione fisica in cui si trovano. Ciò che conta è la connessione logica, infatti, possono essere collegati ad anello anche se fisicamente sono posti in fila. Vediamo rapidamente alcune topologie di rete.

Connessione a bus: tutte le unità appartenenti alla rete sono collegate ad un unico mezzo trasmissivo. Come si può intuire ogni pacchetto inviato da un nodo invade il mezzo raggiungendo tutti gli altri terminali, ciascuno dei quali controlla l'intestazione per verificare se il destinatario è se stesso, altrimenti lo scarta. La prima rete realizzata è stata proprio di questo tipo. La maggiore criticità di questa topologia è la collisione che occorre quando due macchine cercano di utilizzare contemporaneamente il bus. Vedremo più avanti come si potrà risolvere questo problema quando parleremo dei protocolli di rete ed in particolare della rete Ethernet.

Connessione a stella: è composta di un nodo centrale cui si connettono gli altri $n-1$ nodi. La semplicità della topologia, che è certamente un punto di forza, viene scontata in termini di stabilità; infatti, nel caso in cui si dovesse disconnettere il nodo centrale, l'intera rete non sarebbe più funzionante.

Connessione ad anello: la caratteristica principale di questa configurazione consiste nel fatto che ciascun nodo può essere raggiunto da due nodi adiacenti. Pertanto nel caso in cui dovesse cadere un collegamento sarebbe in ogni modo possibile utilizzare l'altro per raggiungere il nodo richiesto. A titolo d'esempio ricordiamo la *Token Ring dell'IBM* utilizzata nelle LAN industriali.

Connessione ad albero: come dice il nome stesso, la configurazione con cui i nodi sono connessi gli uni con gli altri è simile alla struttura di un albero. Il vantaggio offerto da questa struttura consiste nella facilità d'instradamento dei pacchetti verso il nodo destinatario. Lo svantaggio principale è che tutti i nodi, esclusi quelli terminali ("foglie"), sono punti d'articolazione. I punti d'articolazione sono nodi particolari che rendono la rete non connessa nel caso in cui dovessero cadere.

Altro importante concetto nella implementazioni di reti è il protocollo. Infatti, il semplice fatto che più macchine siano collegate fisicamente l'una con l'altra non significa che esse siano in grado di comunicare, per fare questo occorre un protocollo di rete che stabilisce quali sono i termini con cui due macchine possono comunicare. Sostanzialmente è un insieme di regole che, data una macchina in un certo stato, spiega come questa deve reagire a seguito di un evento. La complessità dei protocolli ha portato ad una suddivisione delle varie funzionalità in livelli, ognuno costruito su quello inferiore. Il numero di livelli, il nome di ciascun livello, il suo contenuto e le funzionalità differiscono da una rete all'altra. Tuttavia, in tutte le reti, lo scopo d'ogni livello è di offrire certi servizi al livello superiore, schermando quel livello dai dettagli di come i servizi offerti sono realizzati.

Il livello n su una macchina permette una conversazione con il livello n di un'altra macchina. Le regole e le convenzioni usate in queste conversazioni sono generalmente conosciute come il protocollo del livello n . Gli elementi attivi in ogni livello sono chiamate *entità*. Un'entità può essere software (un processo), oppure hardware (un componente intelligente dell'input/output). Le entità appartenenti ad un livello n , ma situate su macchine differenti sono chiamate *pari* (peer). In altre parole, sono i peers che comunicano utilizzando il protocollo.

In realtà, nessun dato è trasferito direttamente dal livello n su una macchina al livello n su un'altra. Infatti, ogni livello passa i dati e le informazioni di controllo al livello sottostante, fino a che è raggiunto il livello più basso. Sotto il livello uno c'è il mezzo fisico attraverso il quale avviene la comunicazione. Ogni coppia di livelli adiacenti su di una macchina comunica per mezzo di un'*interfaccia*. L'interfaccia definisce quali operazioni primitive e servizi sono offerti dal livello sottostante a quello superiore. I servizi sono disponibili

presso i *SAP* (*Service Access Point*). I *SAP* del livello n , sono i luoghi in cui il livello $n+1$ può accedere ai servizi offerti. Ogni *SAP* ha un indirizzo che lo identifica univocamente.

Un'entità di livello $n+1$ passa un *IDU* (*Interface Data Unit*) all'entità di livello n attraverso il *SAP*. L'*IDU* è composto di dati effettivi (*SDU* – *Service Data Unit*) da inviare al peer remoto, e da informazioni di controllo rivolte all'entità del livello n . Gli *SDU* sono eventualmente frammentati in unità più piccole, e provvisti d'intestazione. L'intestazione contiene informazioni dirette all'entità di livello n della macchina remota. Il pacchetto composto di *SDU* a più intestazione prende il nome di *PDU* di livello n .

Un insieme di livelli e protocolli è chiamato *architettura di rete*. Una lista di protocolli usati da un certo sistema, un protocollo per livello, è chiamato *pila di protocolli*.

I livelli possono offrire due diversi tipi di servizi ai livelli superiori: i servizi orientati alla connessione e quelli privi di connessione.

I *servizi orientati alla connessione* (*connection oriented*) sono modellati sul sistema telefonico. Per parlare con qualcuno si alza il telefono, si compone il numero, si parla e infine si ripone il telefono. In modo simile, per usare un servizio di rete orientato alla connessione, l'utente del servizio prima stabilisce una connessione, la utilizza e infine la rilascia. L'aspetto essenziale di una connessione è che i dati inviati dal mittente arrivano a destinazione con lo stesso ordine con cui sono stati inviati: questo è importante perché garantisce l'integrità dell'informazione.

Al contrario, i *servizi privi di connessione* (*connection less*) sono modellati sul sistema postale. Ogni messaggio (lettera) porta con sé l'indirizzo completo della destinazione, e ognuno è condotto lungo il sistema indipendentemente da ogni altro messaggio. Normalmente, quando due messaggi sono inviati alla medesima destinazione, il primo inviato sarà anche il primo ad arrivare. Tuttavia, è possibile che il primo inviato possa essere ritardato così che il secondo arrivi prima. Con un servizio orientato alla connessione questo non è possibile.

Le architetture dei sistemi informativi si sono sviluppate e evolute nel corso degli anni passando da schemi centralizzati a modelli distribuiti e diffusi, maggiormente rispondenti alle necessità di decentralizzazione e di cooperazione delle moderne organizzazioni. In questa tendenza alla distribuzione svolgono un ruolo importante le tecnologie a oggetti distribuiti e il *Distributed Object Computing* (*D.O.C.*). Questo contributo vuole fornire un quadro d'insieme dello stato dell'arte delle tecnologie per la realizzazione di sistemi distribuiti e permettere la comprensione delle loro potenzialità nel breve e medio termine. In particolare, sono introdotti i concetti di *architettura centralizzata* e di *architettura distribuita* e, dall'analisi critica dei vantaggi e degli svantaggi offerti dai due tipi di architettura, è descritto nelle sue caratteristiche principali il concetto di *Distributed Object Computing*. Si introducono, inoltre, i concetti riguardanti i *sistemi distribuiti ad accoppiamento forte*, usati principalmente nell'ambito di una medesima organizzazione, e i concetti riguardanti i *sistemi di cooperazione*, usati da più organizzazioni fra loro autonome ma interessate a cooperare per il raggiungimento di un fine comune;

Sono illustrate le tecnologie principali disponibili per realizzare sistemi ad oggetti distribuiti, individuando la classe dei *middleware* a oggetti.

È fornita una trattazione delle principali architetture tecnologiche adottate e dei possibili contesti applicativi nei quali il *Distributed Object Computing* può trovare fertile campo di applicazione, sia in ambito pubblico, sia in ambito privato. Sono svolte alcune considerazioni finali riguardo alle criticità attuali e alle linee evolutive future prevedibili per il settore.

10.1 Sistemi centralizzati, sistemi distribuiti e sistemi cooperativi

Si parla di *sistema informatico centralizzato* quando i dati e le applicazioni risiedono in un unico nodo elaborativo (Figura B.1); viceversa, si parla di *sistema informatico distribuito* quando almeno una delle seguenti due condizioni è verificata. Le applicazioni, fra loro cooperanti, risiedono su più nodi elaborativi (elaborazione distribuita); il patrimonio informativo, unitario, è ospitato su più nodi elaborativi (base di dati distribuita).

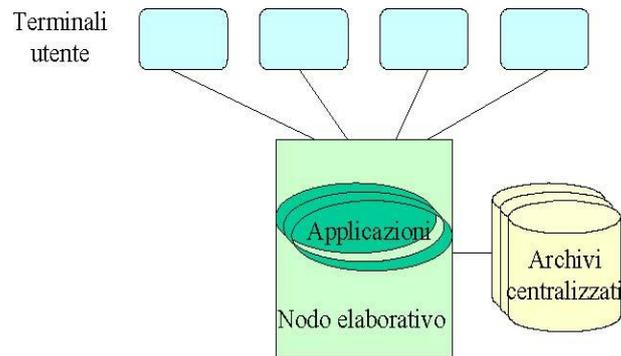


Figura B.1 Sistema informatico

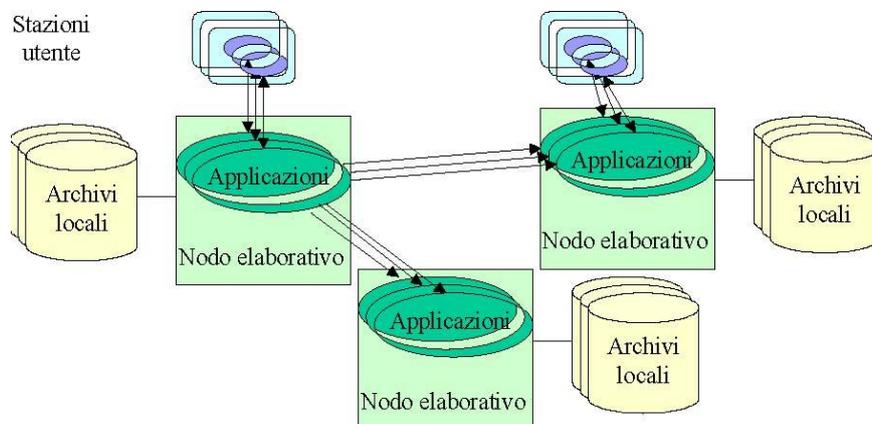


Figura B.2 Sistema informatico distribuito

In termini generali, quindi, un sistema distribuito è costituito da un insieme di applicazioni logicamente indipendenti che collaborano per il perseguimento di obiettivi comuni attraverso una infrastruttura di comunicazione hardware e software. I sistemi distribuiti possono essere suddivisi in due importanti categorie:

- **Sistemi ad accoppiamento forte:** questi sistemi sono tipicamente concepiti in modo unitario e usano risorse informative e elaborative controllate da una o più unità organizzative comunque facenti riferimento ad un'unica autorità. Esempi tipici di questa tipologia di sistemi possono essere i sistemi di supporto che le grandi organizzazioni private possono realizzare per le loro forze di vendita distribuite su tutto il territorio di interesse, ovvero i sistemi di automazione di sportello propri di enti pubblici e privati di tipo diverso, quali banche, presidi sanitari, enti di riscossione dei tributi. In questo scenario si prediligono logiche di *unitarietà* nelle scelte architettoniche e tecnologiche, di *integrazione* dei sottosistemi in un unico sistema complessivo, di *transazionalità* nella realizzazione dei servizi da fornire all'utenza, concepiti come pacchetti di lavoro unitari di cui si deve garantire l'esecuzione e il risultato finale atteso. Il risultato che si ottiene è quello di un *elevata qualità del servizio reso all'utenza* e di un *aumento dei vincoli organizzativi e tecnologici* esistenti fra le unità organizzative che cooperano per la fornitura del servizio stesso;
- **Sistemi a accoppiamento debole:** questi sistemi, chiamati *sistemi di cooperazione*, nascono tipicamente dalla messa a fattore comune di risorse informative e elaborative preesistenti e proprie di soggetti organizzativi fra loro autonomi che, per motivi istituzionali o di *business*, hanno interesse a cooperare per fornire servizi a valore aggiunto. Esempi tipici di questa tipologia di sistemi sono i sistemi di cooperazione di cui si possono dotare le amministrazioni coinvolte in processi di servizio complessi di pubblico interesse (quali l'ordine pubblico, la formazione professionale, la sanità),

ovvero i diversi soggetti privati coinvolti nelle catene del valore istituite per la produzione di beni e servizi da vendere sul mercato. In questo scenario si prediligono logiche di *normalizzazione* nelle scelte architettoniche e tecnologiche, al fine di assicurare la presenza di *interfacce* verso le risorse messe a fattore comune rispondenti a una logica *unitaria*, logiche di *federazione* dei sottosistemi nel sistema complessivo, logiche di *proceduralità* nella realizzazione dei servizi da fornire all'utenza, concepiti come processi di cui si deve garantire l'avanzamento e il tracciamento. Il risultato che si ottiene è quello di un *aumento dell'efficienza e della trasparenza* dei processi di cooperazione automatizzati, di un *aumento dell'usabilità* dei servizi stessi mediante l'istituzione di *sportelli unici* e di un *modesto aumento dei vincoli*;

- *Organizzativi e tecnologici* esistenti fra le unità organizzative che cooperano per la fornitura del servizio stesso, limitato all'istituzione di *regole di interfacciamento concordate*.

10.2 Il meccanismo Remote Procedure Call

Un meccanismo di base particolarmente importante per consentire il dialogo di applicazioni presenti su macchine diverse è il meccanismo *Remote Procedure Call – RPC* (vedi fig. B.3).

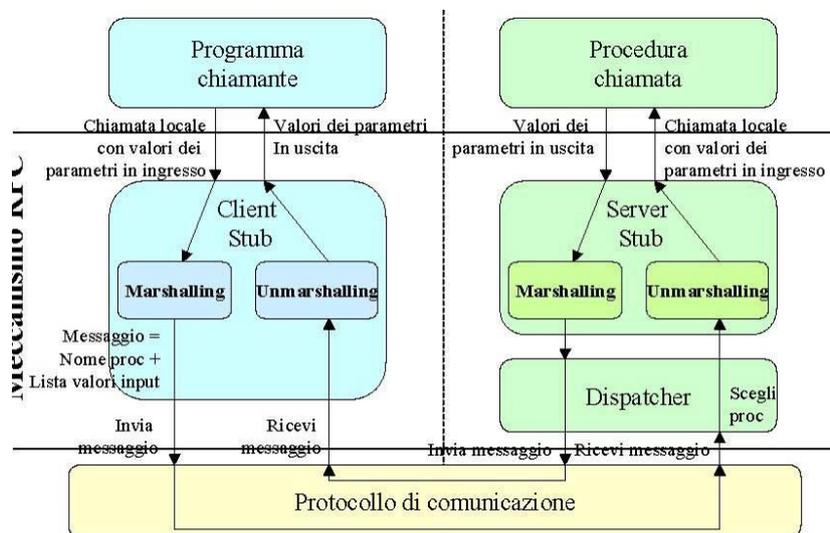


Figura B.3 Meccanismo RPC 1

Tale meccanismo permette a un programma di richiamare procedure remote (ovvero eseguite su un calcolatore diverso da quello ospitante il programma chiamante) come se fossero locali. L'ottenimento di questo risultato permette ai progettisti e ai programmatori di realizzare con facilità applicazioni distribuite, in quanto le metodologie e le tecniche progettuali e di programmazione usate per i sistemi centralizzati possono essere riapplicate nello scenario distribuito, mentre la complessità legata alla distribuzione è gestita dal meccanismo *RPC* sottostante. La figura B.3 illustra il meccanismo *RPC* e i componenti architettonici che lo caratterizzano.

Quando il programma principale invoca l'esecuzione di una procedura remota, il meccanismo di invocazione è del tutto analogo a quello previsto, nel particolare linguaggio di programmazione usato, per la chiamata di una procedura locale. Poiché la procedura remota da chiamare è caratterizzata da un *nome* che la identifica, da una *lista di parametri di ingresso* e da una *lista di parametri di uscita*, la sua chiamata mediante *RPC* provoca in realtà l'invocazione di un modulo locale, chiamato *client stub*, avente lo stesso nome e gli stessi parametri in ingresso e in uscita della procedura remota. Il *client stub*, quindi, ha il compito di *rappresentare localmente* la procedura remota, nascondendo al programma chiamante la complessità della sua invocazione fisica. Il modulo che individua, in base al nome passato, la procedura da invocare è chiamato *dispatcher*. Il *dispatcher*, quindi, invoca il *server stub* della procedura richiesta, passando a questo il resto del messaggio ricevuto. L'esecuzione della procedura fornisce al *server stub*, di

ritorno, i valori calcolati per i parametri in uscita previsti. Tali valori sono impacchettati (*marshalling*) e ritrasmessi sottoforma di messaggio al sistema chiamante attraverso il protocollo di comunicazione disponibile. Il *client stub* riceve il messaggio, ricostruisce i valori passati per i parametri di ritorno previsti (*unmarshalling*) e li restituisce, in ultimo, al programma chiamante. In particolare, le problematiche principali riguardano:

- i tipi di dato che possono essere usati per i parametri in ingresso e in uscita;
- i formati dei dati adottati dal programma chiamante e dalla procedura chiamata;
- la gestione delle eccezioni;
- l'invocazione concorrente della stessa procedura remota da parte di più programmi chiamanti ospitati in macchine diverse.

10.3 I sistemi client-server

Un meccanismo molto diffuso è quello client-serve. In quest'ambito, le applicazioni che costituiscono un sistema distribuito sono caratterizzate dal ruolo che svolgono nel sistema stesso:

- *Cliente (Client)*: una applicazione assume il ruolo di Cliente quando è utilizzatore di servizi messi a disposizione da altre applicazioni;
- *Servente (Server)*: una applicazione assume il ruolo di Servente quando è fornitore di servizi usati da altre applicazioni;
- *Attore (Actor)*: una applicazione assume il ruolo di Attore quando assume in diverse situazioni sia il ruolo di Cliente sia quello di Servente.

Un tipo particolare di sistema distribuito è quello *client-server*, caratterizzato dalla relazione di servizio secondo la quale più processi cliente avviano un dialogo richiedendo servizi forniti da processi serventi corrispondenti. Il dialogo fra processi clienti e processi serventi è generalmente di tipo sincrono, ovvero: Il processo cliente, quando invia una richiesta di servizio, rimane bloccato, in attesa del ricevimento della corrispondente risposta (Figura B.4).

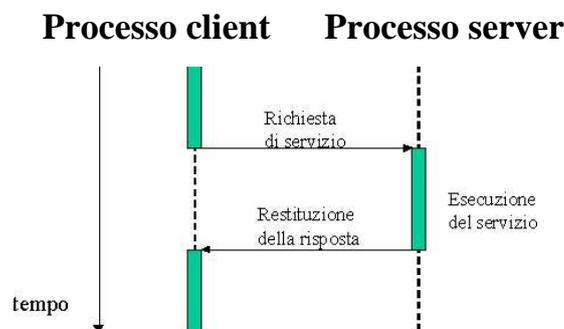


Figura B.4 Relazione di servizio fra processo cliente e processo servente

La relazione cliente-servente in generale implica l'uso di protocolli di comunicazione *asimmetrici*, in quanto tipicamente un processo servente può servire più processi cliente; per questo motivo il processo servente gestisce risorse condivise (dalla pluralità di processi cliente che a lui si riferiscono) e deve essere progettato con molta cura, in quanto deve operare in condizioni di carico elevato (molte richieste contemporanee), deve fornire meccanismi per salvaguardare la consistenza nell'accesso alle risorse condivise (tipicamente la base informativa a cui si appoggia) e deve essere scalabile, cioè deve potere aumentare le proprie dimensioni e capacità di servizio per soddisfare un numero crescente di processi cliente. Per quanto detto in precedenza, i sistemi *client-server* si inquadrano naturalmente nell'ambito dei sistemi distribuiti ad accoppiamento forte per i seguenti due motivi:

- il processo cliente, una volta che abbia richiesto un servizio, rimane generalmente bloccato in attesa che il servizio stesso sia completato. Tale schema comportamentale del processo cliente è ragionevole

solo se il servizio richiesto è di tipo transazionale e quindi sia completato in tempi brevi e in qualche modo predicibili; in altre situazioni è più conveniente una logica *non bloccante* di *invio asincrono della richiesta di servizio* da parte del processo cliente al processo servente interessato e di successiva *notifica di esecuzione del servizio*, da parte del processo servente al processo cliente, quando il servizio stesso sia stato completato;

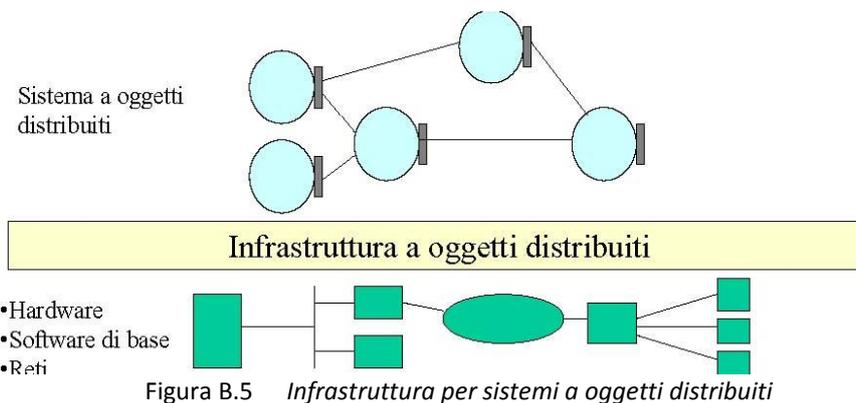
- il processo servente rimane in attesa dell'arrivo di richieste da parte dei processi cliente che a lui fanno riferimento. Tale schema comportamentale, che implica il consumo di risorse elaborative e di comunicazione, è ragionevole solo se il flusso di richieste provenienti dai processi cliente è sostenuto e predicibile, altrimenti risulta maggiormente conveniente una logica di *attivazione* del processo servente ogni volta che pervenga una richiesta da soddisfare.

10.4 L'evoluzione delle architetture dei sistemi informatici

I sistemi centralizzati si sono sviluppati negli anni '60 e '70 grazie all'affermarsi delle tecnologie dei *mainframe*, dei sistemi operativi *timesharing*, dei *file system* e dei sistemi di gestione di basi di dati (*Data Base Management System – DBMS*) centralizzati di tipo gerarchico e reticolare. La nascita e lo sviluppo, negli anni '70 e '80, di nuove tecnologie più economiche, versatili e facili da usare (mini e micro elaboratori, reti locali di comunicazione, sistemi di gestione di basi di dati relazionali, architetture *client-server*, interfacce utente di tipo grafico) ha portato alla crisi del modello centralizzato, evidenziandone la minore economicità e qualità del servizio, e ha promosso la realizzazione di sistemi distribuiti in realtà grandi, medie e piccole, dando luogo al fenomeno dell' "informatica diffusa". Questo fenomeno di decentralizzazione ha avuto grande impulso per via dei seguenti motivi principali:

- crollo dei prezzi degli apparati hardware e delle relative licenze software;
- maggiore scalabilità, continuità e qualità del servizio da parte dei sistemi distribuiti rispetto a quelli centralizzati;
- maggiore capacità, da parte dei sistemi distribuiti, di venire incontro alle esigenze di flessibilità e di autonomia delle moderne organizzazioni.

I sistemi distribuiti implicano scelte gestionali differenti da quelle dei sistemi centralizzati tradizionali. In questi, tipicamente omogenei, il controllo del sistema operativo e della comunicazione fra i terminali e l'elaboratore centrale richiede un gruppo di analisti e di sistemisti dedicato, che sia in grado di assicurare il regolare funzionamento operativo del sistema, e la manutenzione e la gestione di configurazione del sistema sono perfettamente definiti, in quanto vengono svolti in modo centralizzato. Con l'avvento dei sistemi distribuiti nasce la possibilità di scegliere e combinare, a vari livelli dell'architettura, componenti provenienti da fornitori diversi. La definizione del sistema richiede la risoluzione di un insieme di problemi, quali la scelta della piattaforma per le stazioni di lavoro degli utenti, la scelta della piattaforma (in generale differente) che deve ospitare le logiche elaborative e le risorse informative, la scelta dei protocolli di comunicazione e dei formati dei dati fra i diversi componenti architetture. A fronte della maggiore complessità nella definizione e gestione del sistema, causata principalmente da fenomeni di *eterogeneità*, si ottengono in cambio vantaggi economici dovuti alla possibilità di scegliere per ogni componente quanto di meglio (in termini economici e/o qualitativi) offre il mercato. Nei primi anni '90, sulla base dell'esperienza maturata nella gestione dell'informatica diffusa, il modello distribuito è stato sottoposto a forte critica proprio per la maggiore complessità progettuale, che determina in generale maggiori costi realizzativi e minore robustezza delle realizzazioni, e per la maggiore complessità gestionale, che genera costi spesso nascosti per gli utenti e le organizzazioni. L'analisi critica dei punti di forza e dei punti di debolezza del modello centralizzato e del modello distribuito ha portato la comunità scientifica ed i fornitori di tecnologie ad elaborare un nuovo modello di elaborazione, il *Distributed Object Computing - D.O.C.*, che tende a fornire un contesto virtualmente unitario di elaborazione, in cui più processi elaborativi (oggetti) cooperano come se risiedessero su un'unica macchina (Figura B.5).



Tale contesto unitario di elaborazione è realizzato mediante una infrastruttura tecnologica ad oggetti distribuiti che ne permette la distribuzione fisica su più macchine connesse tra loro in rete, in modo che: la progettazione, la realizzazione e la gestione delle applicazioni basate sull'infrastruttura può avvenire a livello operativo con tecniche e complessità simili a quelle dell'ambito dei sistemi centralizzati; si demanda ai fornitori e agli specialisti di infrastrutture ad oggetti distribuiti la risoluzione di tutte le problematiche architetturali, tecnologiche e gestionali proprie delle infrastrutture stesse. L'uso pratico del *Distributed Object Computing* nei diversi contesti reali ha portato infine, nel corso della seconda metà degli anni '90, a una ulteriore maturazione delle metodologie e delle tecnologie da adottare in situazioni di *distribuzione ad accoppiamento forte* e in situazioni di *distribuzione ad accoppiamento debole*. Nelle situazioni di distribuzione ad accoppiamento forte, risulta pienamente valido il concetto di *unica macchina virtuale*, costituita dall'infrastruttura a oggetti distribuiti, grazie alla quale è possibile realizzare il sistema come se risiedesse su un'unica macchina e come se sfruttasse un insieme di risorse informative e elaborative omogenee. In tale ambito, gli strumenti metodologici caratteristici sono quelli della *progettazione top-down* delle risorse informative (basi di dati) e delle funzioni che su queste operano, ovvero della *integrazione in schemi unitari* di risorse informative e elaborative esistenti. I servizi da erogare all'utenza sono tipicamente concepiti come *transazioni* per le quali sono da assicurare il completamento positivo ovvero il rigetto totale, evitando di lasciare il sistema in stati intermedi inconsistenti. Le tecnologie tipiche che si adoperano per questi sistemi sono le *tecnologie di integrazione di basi di dati*, le *tecnologie di gestione di basi di dati distribuite*, le *tecnologie di gestione di transazioni* in ambiente distribuito e a oggetti. Nelle situazioni di distribuzione ad accoppiamento debole (sistemi di cooperazione), l'infrastruttura a oggetti distribuita è chiamata non tanto a integrare contributi informativi e funzionali eterogenei fornendo di questi, a qualche livello, una visione unitaria, quanto a permettere a tali contributi, forniti da organizzazioni fra loro autonome e aventi interesse alla collaborazione, di essere messi a fattore comune per fornire nuovi servizi a valore aggiunto. In questo quadro di federazione, l'enfasi è quindi posta sull'identificazione di interfacce di scambio di dati e di richiesta di servizi rispondenti a una logica unitaria e concordata, nonché su meccanismi che permettano l'attivazione e l'esecuzione progressiva dei servizi messi a fattore comune, rispettando contemporaneamente l'autonomia organizzativa e tecnologica dei diversi soggetti cooperanti. In tale ambito, gli strumenti metodologici caratteristici sono quelli della *progettazione di schemi unitari* di risorse informative e elaborative esistenti. Nella progettazione degli schemi unitari dei dati si deve fare largo uso di formalismi e tecniche che permettano di distinguere i *concetti astratti di interesse comune* dai *meccanismi concreti* con i quali tali concetti sono istanziati nelle diverse organizzazioni che partecipano al progetto. In tale ambito hanno quindi importanza primaria le attività di progettazione di *dizionari dei dati (repository)* che contengano le definizioni dei concetti di interesse comune e le *regole di corrispondenza* di tali concetti con i concetti trattati presso le diverse organizzazioni. La corretta attuazione di questo passo progettuale è condizione indispensabile per garantire *stabilità* nel tempo degli schemi unitari concordati e *indipendenza* delle organizzazioni cooperanti relativamente alle proprie politiche di sviluppo e gestione dei patrimoni informativi locali. Quanto affermato per le risorse informative vale anche per le funzionalità che ogni organizzazione partecipante deve assicurare al sistema cooperativo. In questo tipo di sistemi particolare cura deve essere riposta nella

definizione dei servizi messi a disposizione e delle loro interfacce di invocazione (che cosa fa il servizio e come può essere richiesto), lasciando piena libertà all'organizzazione che lo rende disponibile di variare nel tempo le modalità organizzative e tecnologiche con le quali il servizio concordato è assicurato. I servizi da erogare all'utenza sono tipicamente concepiti come *procedure* per le quali sono da assicurare il *tracciamento* e l'*avanzamento affidabile* lungo la catena di passi concordata. In questo scenario, quindi, la procedura nel suo complesso non è trattata come una unica transazione, bensì come un *insieme di passi* ognuno dei quali può godere delle caratteristiche di transazionalità. Il passaggio da un passo a quello successivo è ottenibile con logiche di tipo *asincrono* e a *scambio di messaggi*, diverse da quelle di tipo *sincrono* e a *colloquio diretto fra processi* proprie di scenari transazionali distribuiti. Le tecnologie tipiche che si adoperano per questi sistemi sono conseguentemente le *tecnologie di descrizione e trattamento di meta-informazioni* (fra le quali sono in particolare da ricordare le tecnologie facenti riferimento ai linguaggi di marcatura tipo XML), le *tecnologie di specifica delle interfacce di invocazione fra oggetti*, le *tecnologie di gestione di reti di code di messaggi* per realizzare gli schemi procedurali previsti in fase progettuale. Al fine di completare la parte introduttiva riguardante i sistemi distribuiti e il *Distributed Object Computing*, i due paragrafi che seguono descrivono:

- le caratteristiche principali del *modello basato su oggetti* che si adotta nella descrizione di sistemi a oggetti distribuiti. Tale modello è quindi l'*astrazione* messa a disposizione, in generale, da una infrastruttura a oggetti distribuiti;
- le caratteristiche principali dell'insieme di tecnologie che costituiscono l'infrastruttura a oggetti distribuiti e che correntemente rientrano nella denominazione generale di *middleware*.

10.5 Il modello basato su oggetti

Il modello *basato su oggetti* si sviluppa agli inizi degli anni '90 grazie all'opera di diversi ricercatori operanti nell'area dei sistemi operativi distribuiti come semplificazione del modello *orientato agli oggetti*, in modo da consentire una rappresentazione a oggetti di applicazioni complesse che siano facilmente realizzabili e distribuibili su reti di grandi dimensioni. Il modello mette a disposizione i seguenti costrutti di rappresentazione principali:

- l'oggetto, insieme integrato di dati (che costituiscono il suo *stato*) e di funzioni (che costituiscono il suo *comportamento*) su di essi operanti; ogni oggetto è dotato di una propria *identità* che lo differenzia dagli altri a prescindere dallo stato in cui si trova ed è creato come istanziazione di un modello, detto classe;
- l'interfaccia, che raggruppa i servizi messi a disposizione da un oggetto e invocabili da altri oggetti; ogni oggetto può possedere una o più interfacce;
- la connessione tra due oggetti, che costituisce il meccanismo con il quale i servizi forniti dalle interfacce dell'uno (servente) sono usati dall'altro (cliente); una connessione può essere *sincrona* (bloccante per il cliente) o *asincrona* (non bloccante), di tipo *pull* (il cliente chiede l'esecuzione del servizio) o di tipo *push* (il servente propone attivamente il servizio).

La figura seguente mostra la simbologia comunemente usata per rappresentare i diversi costrutti.

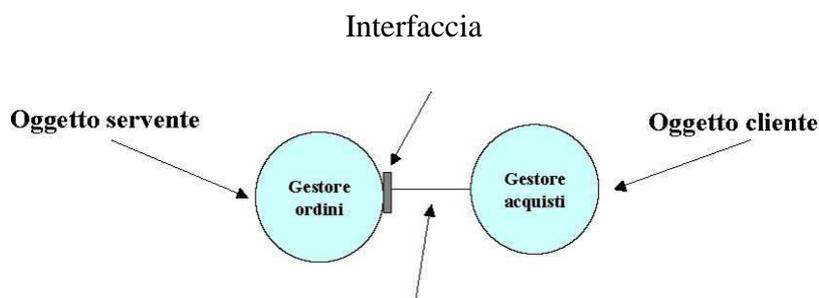


Figura B.6 Il modello basato su oggetti

Il modello basato su oggetti è più povero del modello orientato agli oggetti almeno per i seguenti due motivi: non è presente il concetto di *ereditarietà* fra classi; non è affermata esplicitamente la corrispondenza tipica della modellazione concettuale dei dati fra oggetti del modello e oggetti del mondo reale da rappresentare. Il primo aspetto è giustificato dalla difficoltà, da parte di molte tecnologie a oggetti distribuiti, di definire e mantenere correttamente e efficientemente le gerarchie di classi di oggetti in un contesto distribuito. Il secondo aspetto permette al modellista di individuare oggetti corrispondenti a componenti architeturali (processi) che possano essere trattabili da una infrastruttura a oggetti distribuiti, piuttosto che a concetti del mondo reale. Ad esempio, nella precedente Figura B.5, l'oggetto "Gestore ordini" componente del sistema, sostituisce il più generale oggetto "Ordine", rappresentativo di un concetto della realtà rappresentata.

Il modello basato su oggetti salvaguarda la proprietà di incapsulamento del patrimonio privato di dati e di funzioni di ogni oggetto. Tale proprietà, presente nei modelli orientati agli oggetti, è assicurata dal costruito di interfaccia, che è l'unico meccanismo mediante il quale oggetti clienti possono usufruire dei servizi messi a disposizione da oggetti serventi. La proprietà di incapsulamento del modello permette di affermare che ogni oggetto è:

- **unità di esecuzione:** ogni oggetto è dotato delle risorse necessarie (dati e funzioni) necessarie per l'esecuzione dei servizi forniti all'esterno;
- **unità di fallimento:** i malfunzionamenti che si verificano nell'esecuzione di un oggetto sono circoscritti all'oggetto stesso e non degradano il funzionamento degli altri oggetti del sistema;
- **unità di attivazione:** ogni oggetto costituisce un insieme autoconsistente di dati e funzioni da allocare su un elaboratore;
- **unità di distribuzione:** ogni oggetto, nell'ambito di un sistema distribuito, può essere collocato su un nodo diverso della rete, senza che ciò impedisca il funzionamento del sistema;
- **unità di replicazione:** ogni oggetto è candidato ad essere replicato, per aumentare la robustezza e l'efficienza del sistema;
- **unità di parallelismo:** ogni oggetto può costituire un processo elaborativo autonomo, permettendo così l'elaborazione parallela su una o più macchine;
- **unità di realizzazione:** ogni oggetto può essere realizzato in modo indipendente dagli altri, costituendo quindi il pacchetto di lavoro elementare da affidare ad un gruppo di sviluppatori.

La Figura B.7 mostra, a titolo esemplificativo, lo schema ad oggetti di un sistema per il commercio elettronico.

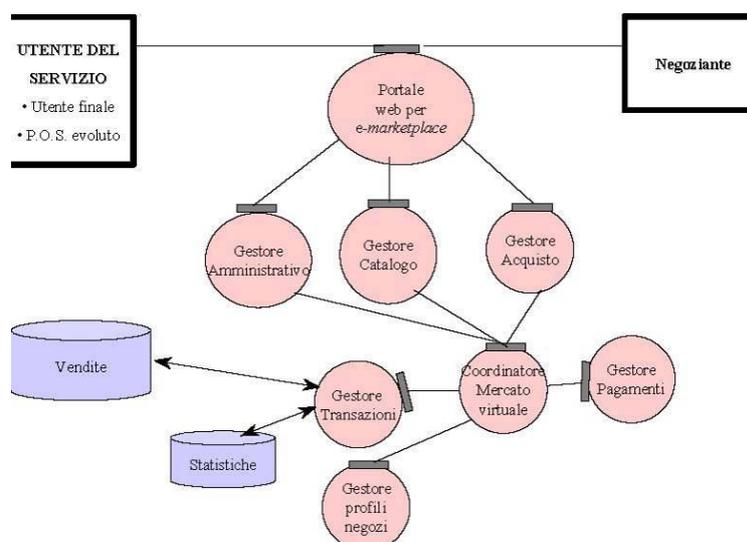


Figura B.7 Schema a oggetti di un sistema di commercio elettronico

Nel modello introdotto, la comunicazione tra due oggetti può avvenire secondo due differenti modalità: *sincrona* e *asincrona*. La modalità sincrona è analoga alla chiamata a procedura dei linguaggi di programmazione tradizionali, con il relativo passaggio dei parametri. Secondo questa modalità, l'oggetto che richiede il servizio (oggetto cliente) usa l'interfaccia messa a disposizione dall'oggetto che lo fornisce (oggetto servente), identificando il servizio per nome e passando i valori dei parametri d'ingresso previsti. L'oggetto servente, ricevuta la richiesta, esegue l'insieme delle operazioni necessarie per l'erogazione del servizio, restituendo infine all'oggetto cliente l'insieme dei valori calcolati per i parametri di ritorno previsti. Gli oggetti cliente e servente devono essere contemporaneamente attivi nel momento in cui il servizio viene richiesto e l'oggetto cliente rimane in attesa finché l'oggetto servente non completa il compito richiesto e restituisce la risposta. Tale modalità implica un forte accoppiamento tra gli oggetti cliente e servente, in quanto l'oggetto cliente rimane bloccato, consumando risorse, dal momento in cui ha inviato la richiesta a quello in cui ottiene la risposta. Nella modalità asincrona gli oggetti interagenti possono essere attivi in momenti differenti, in quanto la comunicazione avviene attraverso lo scambio di messaggi unidirezionali: l'oggetto cliente invia un messaggio a una coda d'attesa, l'oggetto servente preleva i messaggi dalla coda. In questo modo c'è totale indipendenza tra i due oggetti e la coda di messaggi in attesa costituisce l'elemento di disaccoppiamento.

10.6 Il concetto di middleware nel Distributed Object Computing

In generale, con il termine *middleware* si indica un insieme di componenti software che realizzano una *macchina virtuale* (ovvero un insieme di servizi fra loro coerenti e simulanti il comportamento di un unico elaboratore che fosse progettato per erogarli). La macchina virtuale è messa a disposizione delle applicazioni che la usano mediante chiamate ai servizi da questa offerti. Il *middleware* realizza la macchina virtuale usando servizi offerti da apparati *hardware* e *software* di livello più basso (Figura B.8). Generalmente si distingue fra due tipi di *middleware*: *middleware generalizzato* e *middleware orientato a specifici tipi di servizio*. Il *middleware generalizzato* è il substrato della maggior parte delle interazioni tra componenti di un sistema informatico; include gli strumenti di comunicazione, i servizi di sicurezza, i servizi di indirizzamento, i meccanismi di sincronizzazione, i servizi di accodamento. Fra i *middleware orientati a specifiche classi di servizio* ricordiamo:

- *middleware* per l'accesso a basi di dati, come *Open Data Base Connectivity – ODBC* e *Java Data Base Connectivity – JDBC*, che forniscono interfacce di programmazione per l'accesso a basi di dati da parte di applicazioni *software* in modo indipendente dalle caratteristiche fisiche dei singoli sistemi di gestione dei dati;
- *middleware* per la gestione di transazioni, come quello previsto dal modello *Distributed Transaction Processing – DTP* del consorzio *X/Open*, che specifica le modalità mediante le quali processi diversi possono fra loro collaborare per attuare transazioni distribuite.

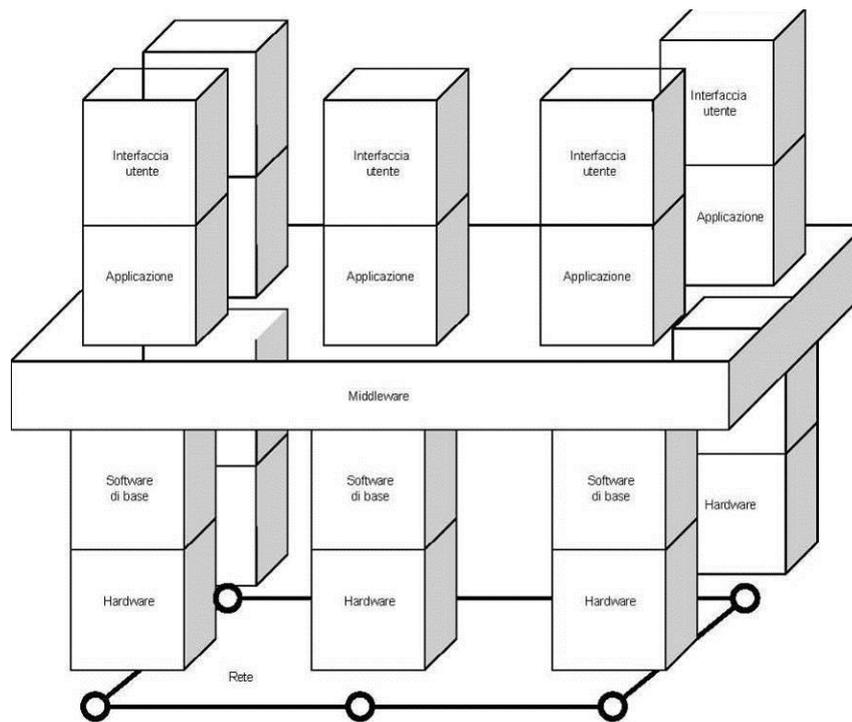


Figura B.8 Il concetto di middleware

Nell'ambito del *Distributed Object Computing*, i *middleware* che permettono a un insieme di oggetti distribuiti di cooperare su una rete di calcolatori e che quindi costituiscono, nel loro complesso, una *infrastruttura a oggetti distribuiti*, affrontano quattro tematiche generali e distinte (Figura B.9):

- il tema dell'accesso alle risorse informative e transazionali esistenti su sistemi legacy. I *middleware* che affrontano questo tema usano tecniche di incapsulamento di canali dati, di transazioni e di interfacce utente, al fine di presentare tali risorse come oggetti del tutto omogenei con quelli previsti dall'infrastruttura a oggetti distribuiti e fornenti servizi grazie ai quali le risorse legacy sono disponibili nel nuovo contesto tecnologico;
- il tema della produzione, a partire da servizi elementari offerti da oggetti realizzati *ex novo* o da oggetti incapsulanti risorse *legacy*, di nuovi servizi a valore aggiunto, secondo logiche transazionali o procedurali. I *middleware* che affrontano questo tema mettono a disposizione ambienti di realizzazione a oggetti distribuiti completi e danno supporto alla realizzazione di transazioni distribuite o di procedure composte da più passi attivabili mediante scambio di messaggi, mascherando in modo più o meno completo e affidabile la distribuzione e l'eterogeneità della piattaforma hardware e software sottostante;
- il tema della diffusione dei servizi elementari e dei servizi a valore aggiunto a vaste e diversificate popolazioni di utenti. I *middleware* di maggiore popolarità che attualmente affrontano questa tematica sono costituiti dalle tecnologie basate su *Web*, che prevedono l'erogazione dei servizi all'utenza, dotata di stazioni di lavoro complete di *Web browser*, mediante nodi logici di diffusione (*siti Web*), raggiungibili tramite reti *Internet*, *Intranet* o *Extranet*;
- Il tema della rappresentazione e del trattamento dei dati di interesse in modo uniforme, flessibile e indipendente dai meccanismi logico-fisici con i quali le informazioni sono organizzate presso le diverse organizzazioni che collaborano nell'ambito del sistema. In tale contesto stanno assumendo sempre maggiore importanza le tecnologie basate sull'impiego di linguaggi standard di marcatura come *eXtensible Mark up Language – XML* definito dal consorzio *W3C*. Mediante tale approccio standard, è possibile fornire specifiche formali e elaborabili automaticamente delle classi di dati di interesse nell'ambito di interazioni fra oggetti cooperanti, etichettare le corrispondenti istanze e fornire direttive per la loro elaborazione e presentazione all'utenza. La rapida diffusione nell'adozione di questa famiglia di standard da parte di tutte le tecnologie di gestione di risorse, di

elaborazione e di diffusione di informazioni e il fiorire di un ricchissimo mercato di strumenti e ambienti su questi basati, rendono XML una soluzione estremamente interessante per la realizzazione a costi limitati di sistemi flessibili e che richiedano basso accoppiamento fra le organizzazioni che cooperano per il loro esercizio.

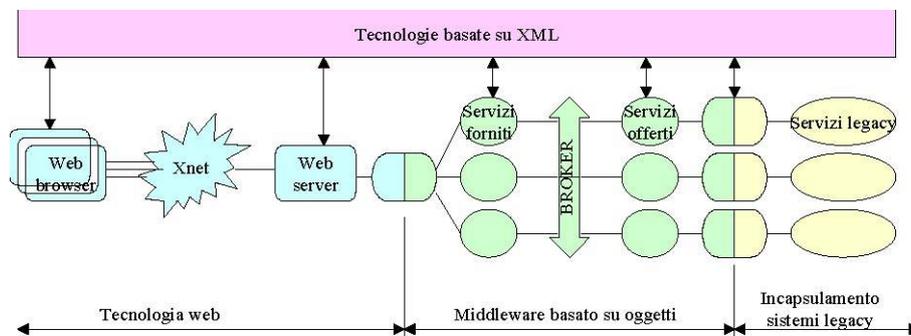


Figura B.9 Le tecnologie ad oggetti distribuiti

Il ruolo che le quattro classi tecnologiche hanno è quindi il seguente:

- i *middleware* generalizzati a oggetti realizzano la macchina virtuale che permette la progettazione e la realizzazione di un sistema distribuito come costituito da più oggetti applicativi fra loro cooperanti; nello sviluppo applicativo il sistema è modellato secondo un paradigma a oggetti, che promuove la modularità, la riusabilità e la manutenibilità e le problematiche proprie della distribuzione del sistema sulla rete di calcolatori sono affrontate dal *middleware* generalizzato a oggetti e da chi, a livello sistemistico, è chiamato a configurarlo e ottimizzarlo;
- le tecnologie basate su *Web* permettono la diffusione dei servizi informativi e transazionali offerti dagli oggetti di cui il sistema distribuito si compone su reti *Internet*, *Intranet* o *Extranet*. Tali tecnologie costituiscono il mezzo più moderno di diffusione dei servizi all'utente, sia per la praticità e la gradevolezza dell'interfaccia utente offerta, sia per l'economicità del supporto all'esercizio;
- le tecnologie di incapsulamento di sistemi *legacy* permettono di ottenere oggetti applicativi corrispondenti ai servizi transazionali (incapsulamento di transazioni host esistenti) o ai servizi informativi (incapsulamento di accesso a archivi di dati esistenti) offerti dai sistemi *legacy*; in questo modo i servizi offerti dai sistemi esistenti possono essere sfruttati nel nuovo contesto tecnologico, valorizzando gli investimenti pregressi e permettendo l'adozione di percorsi di migrazione graduale dalle vecchie alle nuove architetture;
- le tecnologie basate su linguaggi di marcatura consentono, da una parte, il disaccoppiamento del dominio dei concetti di interesse dal modo con il quale questo si materializza nei patrimoni informativi delle organizzazioni cooperanti e, dall'altra, la netta separazione fra i dati oggetto di elaborazione e le politiche con le quali i dati debbono essere presentati all'utente, diminuendo quindi l'impatto che variazioni di carattere formale, non sostanziale, possono avere sul sistema distribuito stesso.

10.7 Scenari applicativi dei sistemi distribuiti.

L'architettura di un sistema distribuito può essere, in termini generali, molto complessa. È possibile però, nella maggioranza dei casi, riconoscere tre livelli logici, in letteratura spesso indicati come *application layer*, che trovano corrispondenza in altrettanti strati *software* nei quali vengono partizionate le applicazioni:

1. Il *layer* che si occupa dell'interazione con l'utente (*logica di presentazione*);
2. Il *layer* che si occupa delle funzioni da mettere a disposizione dell'utente (*logica di business o logica applicativa*);
3. Il *layer* che si occupa dei dati (*logica d'accesso ai dati*). Nei sistemi distribuiti i *layer* sono installati su un numero, anche differente, di livelli *hardware* (detti *tier*), dove un livello rappresenta in generale una macchina di diversa potenza elaborativa. Da questo secondo punto di vista, una applicazione può essere configurata con:

- *Un livello di distribuzione (Single Tiered)*: tutti e tre i livelli applicativi vengono assegnati a un'unica macchina: questa configurazione è quella classica *terminale-host*.
- *Due livelli di distribuzione (Two Tiered)*: i livelli applicativi sono divisi tra la stazione di lavoro dell'utente (tipicamente un *personal computer*) e la macchina *server* che ospita i dati (di tipo *mainframe* o *mini computer*); sulla stazione di lavoro è realizzata la logica di presentazione e sulla macchina *server* quella d'accesso ai dati; differenti scelte sono possibili per l'allocazione della logica applicativa.
- *Tre livelli di distribuzione (Three Tiered)*: i tre livelli applicativi sono suddivisi tra altrettante macchine: una stazione di lavoro di tipo *personal computer*, un *server* intermedio di tipo *mini computer* e un *server* di gestione dei dati di tipo *mini computer* o di tipo *mainframe*.

La prima configurazione, pur rappresentando il vecchio modello centralizzato, mantiene ancora una sua validità. Infatti i sistemi *mainframe*, *Single Tiered* per eccellenza, garantiscono un livello di prestazioni, affidabilità e sicurezza che le moderne soluzioni distribuite non hanno ancora pienamente eguagliato. Relativamente alla seconda configurazione, in base a come sono allocati i tre *layer* applicativi, sono possibili cinque differenti architetture (Figura B.10), aventi caratteristiche differenti in termini di traffico di rete, di prestazioni con alti carichi transazionali, di compiti eseguiti dalla stazione di lavoro (secondo configurazioni *fat client* o *thin client*) che comportano livelli diversi di flessibilità e di facilità di modifica. Tra queste quella attualmente più comune, perché indotta dai più diffusi ambienti di sviluppo rapido (*Rapid Application Development – RAD*) e dai sistemi di gestione di basi di dati commerciali, è la *Gestione Dati Remota* che può avere imprevedibili effetti sul traffico di rete e porta allo sviluppo di oggetti clienti ricchi di funzionalità (*fat client*) e quindi difficili da mantenere.

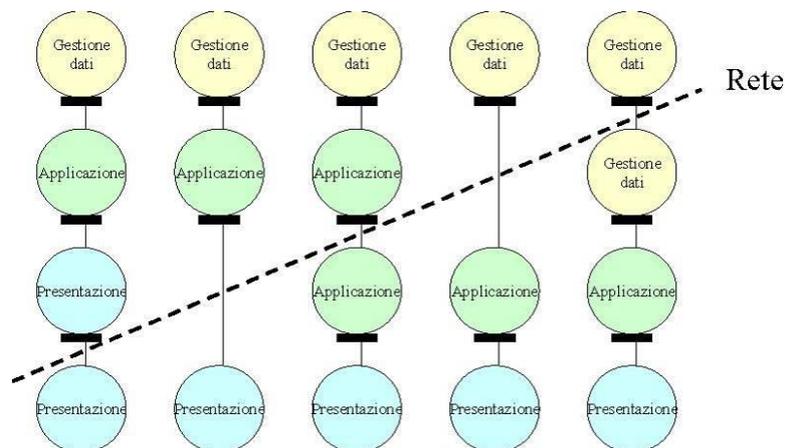


Figura B.10 Classificazione delle architetture 2-tier (secondo Gartner Group).

La Tabella B.11 mostra la possibile ripartizione dei tre *layer* architetturali su tre *tier* hardware in una configurazione *three tiered*: P, A e D indicano rispettivamente i *layer* di Presentazione, di Gestione della logica applicativa, di Gestione dati.

Tier/Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tier 3	D	D	D	D	D,A	D	D	D,A	D	D	D,A	D,A	D, A,P
Tier 2	D	D	D,A	A	A	D,A	A	A	D, A,P	A,P	A,P	P	P
Tier 1	D, A,P	A,P	A,P	A,P	A,P	P	P	P	P	P	P	P	P

Figura B.11 Classificazione delle architetture 3-tiered

Con riferimento alla tabella:

- Le configurazioni da 1 a 5 riguardano situazioni *fat client*, maggiormente indicate per realtà interne dove l'elevato supporto richiesto dall'utenza controbilancia i maggiori oneri di supporto all'esercizio;
- Le configurazioni da 9 a 13 riguardano situazioni *thin client*, adatte alla distribuzione di servizi a un insieme aperto di utenti;
- Le configurazioni 4, 5, 7, 8 e da 10 a 13 realizzano la separazione fisica fra utenti (*tier 1*) e dati (ospitati unicamente nel *tier 3*), per il tramite di una macchina intermedia (*tier 2*). Tali configurazioni sono quindi particolarmente sicure riguardo all'accesso ai dati da parte degli utenti;
- La tecnologia *Web*, inizialmente nata per fornire informazioni su *Web browser* (*tier 1*) mediante un *Web server* (*tier 2*) (configurazioni da 6 a 13), si è negli ultimi tempi evoluta per permettere l'esecuzione di logica applicativa sul *Web browser* (configurazioni da 2 a 5) o anche per accedere alle risorse locali del *tier 1* (configurazione 1);
- La tecnologia di incapsulamento di risorse *legacy* (*tier 3*) permette di mettere a disposizione degli altri livelli architetturali servizi informativi (configurazioni da 1 a 4, 6, 7, 9, 10) o servizi transazionali (configurazioni 5, 8, da 11 a 13) arrivando, grazie alla sua integrazione con un approccio *Web*, a offrire le classiche transazioni *mainframe* anche a una utenza che usi reti *Internet*, *Intranet* o *Extranet* per l'accesso (configurazione 13).

Con riferimento alle tre classi di tecnologie principali che compongono le moderne infrastrutture a oggetti distribuiti, ovvero i *middleware* generalizzati a oggetti, le tecnologie di diffusione di servizi tramite *Web* e le tecnologie di incapsulamento di sistemi *legacy*, è possibile ipotizzare due naturali distribuzioni delle stesse sui tre *tier* (Figura B.12).

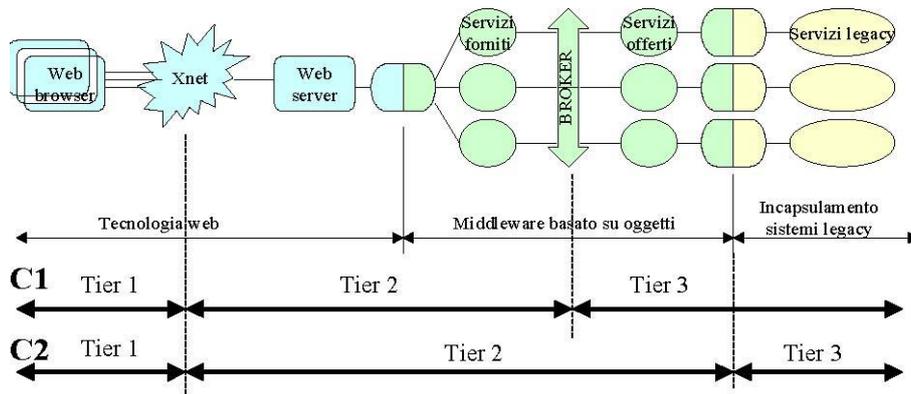


Figura B.12 Descrizione delle tre classi

La configurazione contrassegnata con C1 è propria di situazioni nelle quali, sul *tier 3* (tipicamente un *mainframe*) sono installati strumenti di incapsulamento di transazioni esistenti che forniscono una vista a oggetti delle stesse. L'approccio è invasivo rispetto al sistema *legacy* esistente ma permette una integrazione forte del mondo *mainframe* con il resto del sistema distribuito. La configurazione contrassegnata con C2 è propria di situazioni nelle quali i servizi offerti dal *tier 3* sono integrati nel sistema distribuito in modo non invasivo (per esempio con tecniche di cattura automatica delle informazioni presentate dalle interfacce utente native -*screen scraping*), applicabili quando la ripartizione del sistema in più *tier* corrisponda a una ripartizione organizzativa di ruoli fra diversi attori (federazione di sistemi). E' infine da notare come la suddivisione di una architettura in livelli hardware è indipendente da quella in livelli software. Spesso infatti può capitare che applicazioni distribuite (e quindi in presenza di più livelli hardware) non presentino una chiara stratificazione in livelli software. Tale caratteristica si rivela spesso molto problematica nel momento in cui si debba modificare il sistema. Si può quindi affermare che la stratificazione *software* (*layer*) è concettualmente più importante di quella *hardware* (*tier*), anche perché senza la prima risulta assai difficile riuscire a pervenire alla seconda.

In precedenza si è avuto modo di richiamare le tre grandi famiglie tecnologiche: le tecnologie basate sul *Web*, particolarmente adatte per la diffusione dei servizi; i *middleware* a oggetti distribuiti, per organizzare

una molteplicità di oggetti, spesso forniti da organizzazioni diverse, in un contesto tecnologico unitario; le tecnologie di incapsulamento di sistemi *legacy*, per fornire informazioni e servizi *legacy* in modo innovativo. Queste tre tipologie di tecnologie possono essere usate singolarmente o in modo concatenato, fornendo così scenari architetturali adatti per la risoluzione di diverse problematiche applicative. Si può affermare che l'uso combinato di due o più tipi di tecnologie è in generale attualmente fattibile, per via della disponibilità dei protocolli e dei formati *standard* di interscambio; inoltre ogni combinazione tecnica è in generale soluzione di problemi applicativi significativi, ovvero base per sviluppi organizzativi e applicativi innovativi. La disponibilità, inoltre, dei linguaggi di marcatura basati su *XML* e di strumenti software in grado di interpretarli è elemento abilitante per la realizzazione di sistemi cooperativi, in particolare in scenari di basso accoppiamento fra le organizzazioni che cooperano per la loro realizzazione.

Si illustrano nel seguito alcune esigenze applicative particolarmente significative e frequenti che interessano i sistemi di monitoraggio e gestione remota di impianti.

10.7.1 Diffusione di servizi esistenti verso una pluralità di utenti

Nella realtà applicativa è frequente il caso in cui si desideri mettere a disposizione di una utenza diffusa servizi originariamente concepiti per una utenza ristretta e specializzata. Si pensi, per esempio, a tutte le nuove iniziative di *e-procurement* che mirano a snellire il processo di acquisto di prodotti e servizi da parte di grandi organizzazioni. In tale scenario applicativo, parte dei servizi informatici precedentemente usati dal personale interno dell'ufficio acquisti (quali, ad esempio, le procedure di acquisizione dei dati riguardanti un fornitore o un prodotto) possono essere usati direttamente dai fornitori stessi, attraverso un collegamento in rete *Extranet*. In questo caso l'approccio architetturale naturale è costituito dalla combinazione di tecnologie *web* con tecnologie di incapsulamento di sistemi *legacy* (Figura B.13).

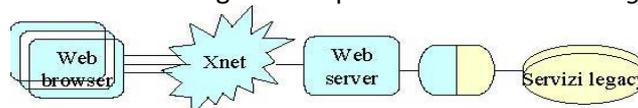


Figura B.13 Diffusione di servizi esistenti a una pluralità di utenti

10.7.2 Erogazione di servizi da parte di una federazione di organizzazioni

La crescente specializzazione delle organizzazioni, la loro focalizzazione sulla missione e, in parallelo, il concepimento di prodotti e servizi a valore aggiunto e innovativi rendono sempre più attuali, sia nel contesto pubblico, sia nel contesto privato, scenari nei quali il bene di consumo è frutto della cooperazione di più organizzazioni fra loro autonome. In questo ambito è particolarmente rilevante la combinazione di *middleware* ad oggetti distribuiti, di tecnologie di incapsulamento di sistemi *legacy* e di tecniche di formalizzazione delle informazioni di interesse tramite *XML*. L'insieme delle tecnologie adottate può essere ulteriormente arricchito dalla famiglia delle tecnologie *web* per permettere l'accesso ai servizi da reti *Internet*, *Intranet* o *Extranet* (Figura B.14).

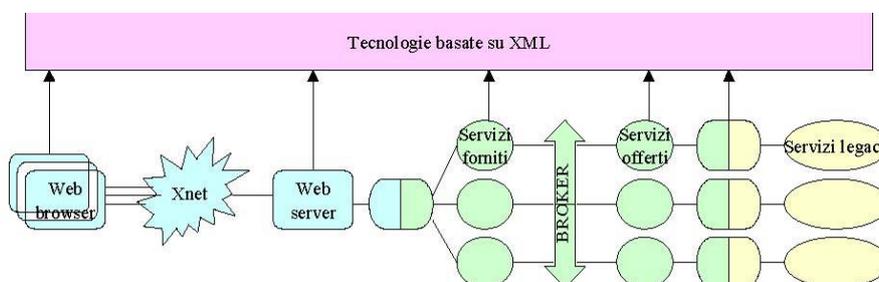


Figura B.14 Fornitura di servizi da parte di organizzazioni diverse

10.7.3 Adeguamento dell'interfaccia utente di applicazioni esistenti

L'adeguamento dell'interfaccia utente di un sistema tradizionale a paradigmi di interazione moderni è spesso il primo passo compiuto da una organizzazione per fornire alla propria utenza un servizio al passo

con i tempi, senza che ciò comporti nell'immediato elevati investimenti di rifacimento e di migrazione verso nuove tecnologie. L'uso di tecnologie di incapsulamento di sistemi *legacy*, eventualmente combinato con le tecnologie *web*, permette di rendere disponibili i servizi offerti da un sistema *legacy* con paradigmi di interazione grafici più moderni rispetto alle classiche interfacce a carattere (Figura B.15).

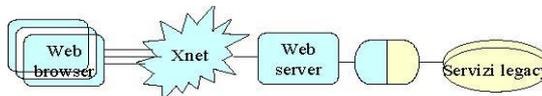


Figura B.15 Adeguamento di sistemi legacy con interfacce utente moderne

10.7.4 Realizzazione di servizi a valore aggiunto

Sono numerosi gli scenari applicativi nei quali è di attualità la realizzazione di servizi a valore aggiunto a partire da servizi elementari esistenti. A titolo di esempio, si pensi ai servizi di investimento finanziario offerti da realtà bancarie e assicurative. In tale contesto si assiste alla tendenza di portare il servizio *presso* il cliente, semplificandone la logica di fruizione e potenziandone il livello di competitività rispetto a servizi simili offerti dalla concorrenza. L'esigenza fondamentale da soddisfare riguarda la semplificazione massima possibile del processo che il cliente deve compiere per scegliere fra alternative di investimento e per ordinare conseguentemente un acquisto o una vendita di titoli. Questo processo, che in uno scenario tradizionale richiede l'intervento umano dello specialista finanziario, nello scenario innovativo prevede la realizzazione di un ambiente virtuale per l'utente che metta a disposizione un insieme completo di servizi informativi sulle opportunità di investimento presenti e un processo integrato per ordinare compravendite di titoli. Le tecnologie abilitanti di questo scenario sono quindi i *middleware* ad oggetti distribuiti, le tecnologie di incapsulamento di sistemi legacy e le tecnologie *web* per l'accesso ai servizi da rete Internet (Figura B.16).

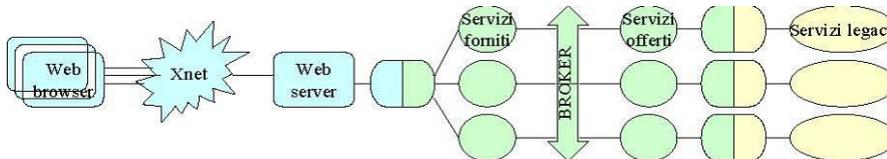


Figura B.16 Realizzazione di nuovi servizi integrando servizi esistenti

10.7.5 Interoperabilità fra organizzazioni diverse

Sono numerosi gli scenari applicativi nei quali è necessario realizzare l'interoperabilità fra organizzazioni diverse. In ambito privato, è particolarmente importante l'insieme delle esigenze relative al supporto della catena del valore (*value chain management*) attraverso la quale le capacità di organizzazioni diverse sono messe a fattore comune al fine della vendita sul mercato di beni e servizi di consumo. In ambito pubblico, l'interoperabilità fra organizzazioni diverse è alla base dell'automazione dei processi di servizio inter-amministrativi. Per tali scenari applicativi, sono da considerare tecnologie abilitanti i *middleware* ad oggetti distribuiti basati su *broker* di oggetti o su *broker* di messaggi, i protocolli di comunicazione fra *broker* tipo *IIOP* e le tecnologie *XML* per la determinazione di formati comuni dei dati da scambiare (Figura B.17).

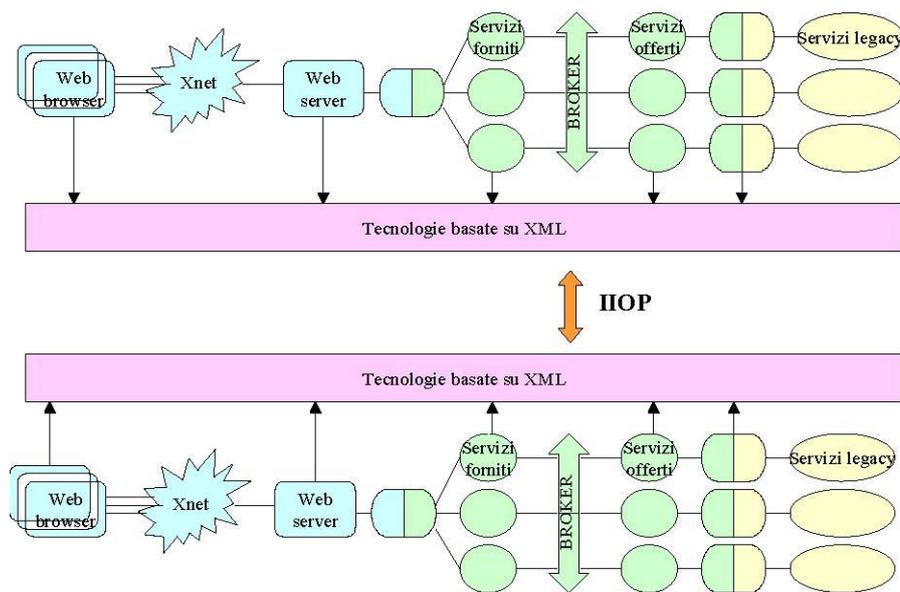


Figura B.17 Interoperabilità fra organizzazioni mediante comunicazione fra broker

Lo sviluppo delle metodologie e delle tecnologie di Distributed Object Computing cui si sta assistendo nel corso di questi ultimi anni e che è stato illustrato in questo capitolo permette di fornire soluzioni tecniche valide per diversi scenari applicativi, alcuni dei quali particolarmente importanti per il miglioramento dei servizi offerti e per la razionalizzazione dell'organizzazione interna di realtà pubbliche e private. Le soluzioni tecnologiche disponibili hanno o stanno per raggiungere, in generale, un livello di maturità accettabile per consentirne l'impiego in contesti pratici di rilievo. Nel prossimo futuro si attende: i) un'ulteriore maturazione sui fronti della scalabilità, della robustezza e dell'ingegnerizzazione delle interfacce d'uso; ii) un aumento dei livelli di integrazione e di supporto di piattaforme tecnologiche diverse, grazie al consolidarsi di standard; iii) la messa a punto di ambienti di sviluppo e di supporto all'esercizio dei sistemi che facilitino ulteriormente il compito degli specialisti; iv) la maturazione sul fronte di tematiche specifiche, quali la sicurezza, che attualmente richiedono studi e verifiche di volta in volta. Dal punto di vista metodologico, l'approccio a oggetti, originariamente concepito per essere applicato in piccolo, a livello di singola applicazione, è oggi chiamato a governare la complessità dei grandi sistemi informativi distribuiti e interoperanti. Le problematiche che si incontrano riguardano la non completa maturità del metodo in rapporto alla complessità e alla varietà delle tematiche architetture e tecnologiche legate al Distributed Object Computing, e la complessità delle tematiche specialistiche interessate, di natura progettuale, realizzativa e di gestione, che rende lungo e complesso il processo di apprendimento. Da questo quadro emerge la necessità, per le organizzazioni, di pianificare attentamente la strategia di applicazione di questo nuovo paradigma architetture; è necessario muoversi con piccoli passi incrementali, per ognuno dei quali siano presenti le fondamentali attività d'istruzione, apprendimento sul campo e riflessione sull'esperienza condotta. La transizione verso il Distributed Object Computing non è semplicemente un cambiamento di architetture o di tecnologie. Si deve avere la consapevolezza che sarà necessario un certo tempo per attuarla e che potrà essere convenientemente condotta eseguendo dapprima alcuni progetti pilota mirati, che forniscano l'esperienza necessaria per la progressiva diffusione a tutti gli ambiti interessati.

10.8 Cyber Security

Un aspetto cruciale che merita particolare attenzione, indipendentemente dall'approccio seguito tra quelli sopra descritti, è quello della cyber security. Per cyber-security si intende quell'insieme di tecnologie, processi e metodologie progettati per proteggere reti, sistemi, programmi e dati da attacchi, danni o accessi non autorizzati. Il ruolo fondamentale assunto dall'ICT nella nostra vita quotidiana ha prodotto, oltre ad innegabili benefici, un nuovo scenario nel quale risuliamo essere sempre più esposti a minacce di natura informatica, che non hanno più come obiettivo solo e soltanto il nostro personal computer, ma

possono colpire qualsiasi sistema che usi le tecnologie ICT (da quelli per l'intrattenimento alle infrastrutture critiche per la fornitura dei servizi di base al cittadino). Numerose sono le prove che dimostrano come queste minacce stiano rapidamente evolvendo ed abbiano ormai raggiunto livelli di elevata pericolosità e complessità. Azioni sofisticate, mirate e coordinate sono state condotte negli ultimi anni contro obiettivi sensibili, a riprova della mutata natura assunta dagli attacchi informatici e della dimensione globale che ormai li caratterizza. Le botnet sono un chiaro esempio di questa nuova generazione di attacchi, in quanto fanno uso di un elevato numero di host, il cui comportamento è coordinato al fine di eseguire sia azioni di attacco di tipo tradizionale (forza bruta), sia attacchi di nuova concezione, subdoli e pressoché invisibili (stealthy attacks). Il concetto di cyber-security va quindi ormai ben oltre quello tradizionale di sicurezza informatica e il fattore discriminante è proprio l'incremento di scala nella dimensione e nella complessità degli attacchi e nell'impatto, anche di tipo economico e sociale, che essi possono avere. Non a caso, il nuovo programma di ricerca HORIZON 2020 della Commissione Europea ha incluso la cyber-security come uno dei temi chiave per affrontare la sfida della promozione di società inclusive, innovative e sicure. Nuove strategie e nuove tecnologie sono necessarie per far fronte a questa nuova forma di minacce e per garantire la protezione del cittadino, delle infrastrutture e dei servizi.

Le problematiche della Cyber Security comprendono sia la protezione dei dati trattati dai sistemi informatici che quella delle persone e/o beni da essi controllati/gestiti. Dato che questo campo è molto ampio, occorre individuare chiaramente le priorità da affrontare. Sono state identificate le seguenti tematiche:

- 1 Sistemi di accesso;
- 2 Sicurezza delle reti da attacchi e intrusioni;
- 3 Information management su sistemi ad alte prestazioni;
- 4 Studio e sviluppo di sistemi per la gestione della crisi.

Sistemi di accesso

Andrà affrontata la sicurezza dell'intero ciclo del processo per l'accesso informatico a un sistema ICT. Questo processo concerne l'autenticazione, l'autorizzazione e la profilazione, per le i singoli individui e per i gruppi, per gli oggetti fisici, le entità, le istanze informatiche e le applicazioni. Per implementare questo processo, si ricorre a tecnologie ICT di accesso che garantiscono sia la sicurezza fisica sia quella logica.

Sicurezza delle reti da attacchi e intrusioni

Occorre rendere maggiormente resiliente e sicuro il sistema interconnesso delle reti critiche nazionali e le singole infrastrutture. Tipicamente ciò si ottiene mediante un enforcement delle difese perimetrali utilizzando sia sistemi passivi (firewall) che attivi (intrusion detection and prevention), nonché mediante l'evoluzione delle tecnologie per la progettazione dei protocolli e dei servizi di rete e, parallelamente, tramite il monitoraggio dello stato della rete e del traffico. Inoltre, questo può avvenire tramite l'implementazione di meccanismi per la sicurezza intrinseca dei sistemi non presidiati e la realizzazione di reti per comunicazioni sicure. Il controllo e la prevenzione delle intrusioni delle reti ICT sono di fondamentale importanza perché su queste si basano molti altri aspetti vitali della moderna società. A scopo preventivo e investigativo ricopre particolare interesse la tematica della lawful interception.

Information management su sistemi ad alte prestazioni

L'obiettivo della ricerca riguarda lo sviluppo di tecnologie per l'Information Management, anche basate su piattaforme ad alte prestazioni, per garantire la sicurezza globale dei cittadini. Queste tecnologie devono contribuire ad accrescere la sicurezza in vari contesti, compresi la protezione dei sistemi ICT, delle infrastrutture critiche e dei beni. Le tecnologie sviluppate offriranno un insieme di strumenti a supporto del processo per la sicurezza composto di tre fasi: "pianifica, controlla, reagisci". In quest'ambito vi è anche notevole spazio per le tecnologie per la raccolta di flussi d'informazioni, acquisiti ad esempio tramite strumenti di videosorveglianza. Particolare rilevanza assumono in questo contesto le tecnologie per la Security Information and Event Management (SIEM).

Studio e sviluppo di sistemi per la gestione della crisi

Risulta cruciale per la protezione di sistemi distribuiti e complessi adottare strategie globali di cyber-security che si basino su azioni coordinate che prevedano la collaborazione tra tutti gli attori coinvolti. È necessaria un'analisi estesa ed accurata di informazioni e dati riguardanti tutti i componenti e/o i livelli del sistema da difendere al fine di averne una visione completa e di poter individuare con efficacia e tempestività i potenziali rischi e, qualora l'attacco sia già in corso, i suoi sintomi.

11 Struttura clusterizzata di controllo delle Smart Grid

Un particolare campo di applicazione del concetto di architetture di sistemi distribuite è quello delle Smart Grid, ciò sia per la sua notevole diffusione sul territorio e sia per la peculiarità del sistema elettrico italiano. Infatti, negli ultimi anni il settore del mercato elettrico italiano sta portando avanti una decisiva ed importante ristrutturazione, riguardante ogni singola componente che lo caratterizza, dalla generazione alla distribuzione fino alla vendita dell'energia elettrica. Per un numero sempre maggiore di utenti quindi l'energia elettrica sta diventando ormai un bene sul quale poter risparmiare risorse potendo stipulare contratti di fornitura che si adattino meglio alla propria attività, in particolare si sta cercando di attuare una flessibilizzazione della domanda. Si tratta di dare ai clienti delle agevolazioni in termini di costo dell'energia, indicando delle fasce orarie in cui risulta conveniente utilizzare la stessa in modo da livellare i picchi di domanda. L'attuazione della suddetta politica, prevede l'integrazione della preesistente rete di distribuzione d'energia elettrica con sistemi intelligenti in grado di misurare, elaborare e comunicare le informazioni necessarie, dei veri e propri piccoli "calcolatori" che possono o meglio debbono essere considerati nodi di un sistema informativo distribuito, che potenzialmente può raggiungere i trenta milioni di nodi. Questi nodi devono essere connessi in rete, per realizzare il sistema informativo attraverso connessioni che possono essere in fibra ottica, rame, radio, etc.. Esistono diversi "media" utilizzabili per la comunicazione dei dati, alcuni a minor impatto economico-strutturale, vista l'estensione della rete, risulta la Power Line Communication (PLC) altri con maggiore flessibilità ad esempio i protocolli wireless. La necessità di utilizzare sistemi di misura distribuiti per l'attuazione di una politica DSM, sta orientando la nostra ricerca nella realizzazione di sistemi di misura ad elevate prestazioni e con la capacità di monitorare più punti di uno stesso e/o differenti sistemi elettrici anche su vasta area. La direzione, è nello sviluppo di sistemi con architetture aventi strategie sempre più decentralizzate attraverso l'uso di dispositivi di campo intelligenti (*smart sensor*) come quello realizzato nella parte A. Gli attuali sistemi commerciali esistenti hanno lo svantaggio di avere architetture gerarchiche di tipo *client/server*, e di utilizzare dispositivi propri, quasi sempre *general purpose*, che rendono il sistema *embedded* e chiuso alla possibilità di integrare altri strumenti di altri costruttori e inoltre di diventare costosi nel caso si voglia monitorare molti punti di un sistema elettrico.

Per questi motivi ci si è orientati allo sviluppo di sistemi di misura distribuiti, con struttura multilivello clusterizzata, aventi come caratteristiche principali per ogni livello del cluster un'architettura di rete completamente decentralizzata basata sull'utilizzo di *smart web sensor* e su un meccanismo di collaborazione e di ricognizione dell'evento che permettono un facile accesso ad una qualsiasi informazione presente sulla rete ed una riduzione dell'onere computazionale del singolo dispositivo. Principali caratteristiche di tale architettura sono un buon livello di scalabilità e di affidabilità. Lo *smart web sensor* proposto nella parte A per l'implementazione di un tale sistema permette oltre ad un basso costo ed un semplice accesso via rete ai risultati di analisi ottenuti anche di buon livello di flessibilità attraverso un'architettura, sia *hardware* che *software*, modulare ed adattabile alle specifiche richieste.

11.1 I Sistemi Clusterizzati

I sistemi clusterizzati hanno acquisito, negli ultimi anni, un'importanza sempre maggiore per le organizzazioni e/o le aziende che distribuiscono applicazioni specifiche. Un cluster è un gruppo di dispositivi che collaborano all'esecuzione di un insieme comune di applicazioni, fornendo all'utente e all'applicazione l'immagine di un unico sistema. Il vantaggio di tale architettura distribuita è quello di eseguire operazioni multiple in modo parallelo alleggerendo il carico di lavoro in ogni nodo ed evitando che un errore e/o un

guasto in un nodo (o in un cluster) sia letale per tutto il sistema. Nel complesso, un sistema multilivello clusterizzato si comporta come un erogatore di servizi e un generatore di azioni, realizzate tramite specifiche funzioni che vengono eseguite grazie all'impiego di una fissata infrastruttura tecnologica ed un software dedicato per il controllo e la gestione del sistema. L'utilizzo di un sistema a più livelli risulta particolarmente interessante, poiché permette:

- al livello più alto il completo controllo ed il continuo monitoraggio del sistema in esame;
- ai livelli più bassi, la più ampia autonomia gestionale nell'ambito interessato;

Si può dire che l'ambiente multilivello clusterizzato deve operare come un sistema cellulare in cui, da un lato ad ogni unità competerà la più ampia autonomia decisionale nella gestione delle risorse, dall'altro non si perderà la necessaria visione complessiva, al fine di ottimizzare il processo di acquisizione, distribuzione e monitoraggio delle risorse. A tal proposito è, infatti, utile osservare che i vantaggi dell'applicazione di un tale sistema sarebbero molteplici; in particolare:

- avere la possibilità di una completa gestione e controllo della distribuzione;
- avere una infrastruttura tecnologica che permetta una attenta analisi dei flussi per la risoluzione di problemi legati a disservizi ed indisponibilità e che sia, inoltre, capace di permettere al gestore un rapido intervento in caso di emergenze grazie all'utilizzo di software dedicati (sistemi di "trigger" e "alert") ed alla bassa latenza del sistema;
- offrire all'utenza la possibilità di nuovi servizi, quali ad esempio il controllo della qualità della fornitura, la telefatturazione, etc.;
- offrire ai gestori una erogazione differenziata in relazione al fabbisogno stagionale o giornaliero della risorsa in esame.

Una struttura tipica clusterizzata è la mostrata in fig. B.18 dove ogni box rappresenta un *cluster* con specifiche funzioni intese sia come operazionali decisionali che attuativi. Inoltre, mentre nei primi tre livelli troviamo una poderosa infrastruttura decisionale con un sistema principalmente di tipo software per la telegestione e il telerilevamento, nei tre livelli più bassi avremo un ampio sistema hardware, rappresentato dalla sensoristica necessaria al rilevamento e, in alcuni casi, alla retroazione rispetto a specifiche sollecitazioni del gestore o del sistema automatico decisionale. Da un punto di vista delle funzioni associate ai diversi livelli si presenta la seguente situazione che evidenzia il passaggio dall'attuazione alla gestione via via che si sale di livello. Al livello 6 competono solo funzioni elementari, quali ad esempio la registrazione dei consumi o di qualche mal funzionamento. Al livello 5 competono, principalmente, funzioni di monitoraggio per lo studio e l'analisi attraverso l'utilizzo di serie storiche della distribuzione delle risorse e delle eventuali perdite. Il livello 4 ha le stesse funzioni del livello 5 con l'aggiunta di funzioni per l'attuazione di retroazioni per interventi automatici o con operatore in casi di emergenze o alert, così come per il livello 3, che risulta simile al livello 4, con l'aggiunta di specifiche funzioni di monitoraggio. Il livello 2 è caratterizzato da funzioni di collezione dei dati rappresentati in forma sintetica, dal monitoraggio degli eventi. Il livello 1, infine, dovrebbe avere le tipiche funzioni connesse alla supervisione di unità complesse, cioè: analisi dei processi e degli eventi.

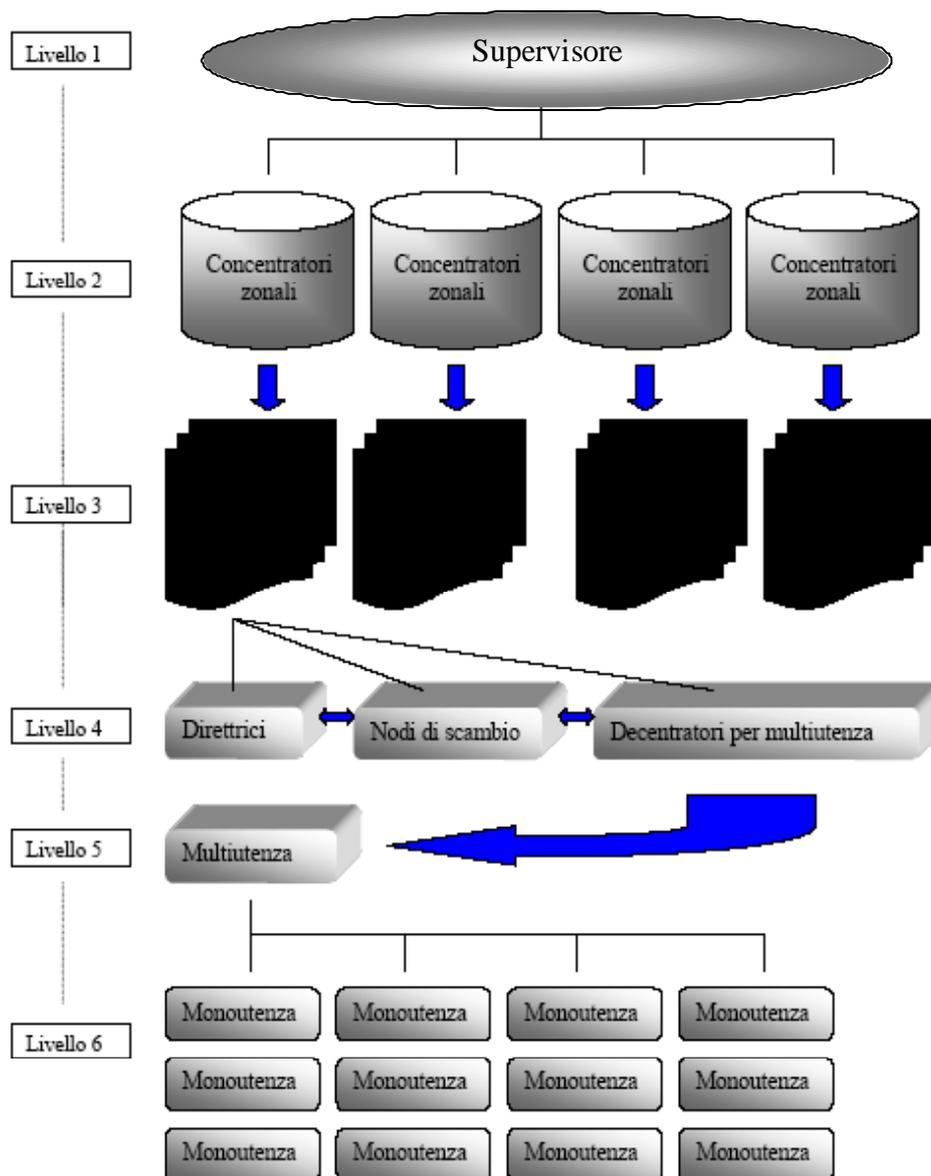


Figura B.18 Esempio di struttura clusterizzata.

Dal punto di vista dell'architettura, il sistema in esame è caratterizzato da:

- possibili espansioni differite sia hardware che software per ampliare, potenziare ed adattare le funzionalità dell'ambiente;
- possibili espansioni delle capacità di calcolo e di analisi sia del sistema centrale che di quelli periferici (espansione orizzontale dei cluster per ogni singolo livello);
- possibili realizzazioni di nuove applicazioni e funzioni.

I livelli 1-3, come precedentemente detto, si configurano come cluster di supervisione; pertanto in essi non troviamo la sensoristica, bensì le terminazioni (rete di collegamento) che portano alle centrali di supervisione i segnali provenienti dalla sensoristica di campo (field bus). Il livello 5, riferito alla multiutenza, potrebbe essere considerato come le sub-unità di un quartiere, ad esempio le cabine secondarie.

In questo caso si deve prevedere una sensoristica non intelligente e limitata esclusivamente al monitoraggio delle informazioni elementari, quali: flussi punto-punto, rapporto capacità/flusso attuale, analisi di eventuali perdite: limitatamente, però, alle ramificazioni principali, al fine di non appesantire l'apparato sensorio ed i relativi costi di realizzazione.

In molti dei servizi pubblici come i servizi di approvvigionamento e distribuzione delle risorse idriche, elettriche o del metano l'aver la possibilità di controllare e gestire da remoto la distribuzione delle risorse rappresenta un valore aggiunto consentendo di migliorarne la qualità e, più in generale, di elevare il livello qualitativo della vita dell'utenza e in particolare dei cittadini. Altro aspetto da considerare è come la telegestione e l'utilizzo delle tecnologie di rete connesse a Internet da un lato rappresentino un'opportunità di trasparenza per i cittadini e dall'altro si configurino come una forma di rapida diffusione dell'informazione in relazione ai servizi offerti. Da queste poche considerazioni si comprende come le soluzioni di telegestione possano rappresentare per le amministrazioni pubbliche, gli organismi di controllo e le aziende una soluzione per l'adeguamento alle sempre più precise direttive comunitarie in tema di salvaguardia e valorizzazione delle risorse naturali nonché della qualità della vita e dei controlli di qualità utili per perseguire i fini suddetti.

11.2 Architettura di Rete Proposta

Il livello più basso dell'architettura proposta in questo lavoro è riportata nella figura B.19. L'approccio utilizzato può essere esteso alla problematica multiutility con minime modifiche come riportato nella Figura B.20. L'interazione con il livello superiore può avvenire con differenti protocolli wireless o wired come precedentemente brevemente accennato e descritto in Figura B.21. La presenza di parti attive dell'impianto complica solo marginalmente la situazione come mostrato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

Nell'approccio brevemente descritto, un semplice accesso ai risultati o la verifica delle funzionalità di ogni singolo sensore da remoto può essere effettuato per mezzo di comune browser di Internet. Ogni sensore ha una propria capacità di elaborazione dei segnali acquisiti e diversi sensori possono collaborare fra loro nell'ottenimento di risultato di misura complesso richiesto. Ciò si traduce nella possibilità di distribuire l'intera capacità di elaborazione, rappresentata dai diversi algoritmi di analisi, sull'intero sistema, riducendo considerevolmente l'onere computazionale sul singolo sensore. Ogni volta che un utente si connette al sistema ed effettua una richiesta, il sensore interrogato è capace o di risolvere internamente la richiesta rispondendo direttamente con i risultati finali, riportati attraverso la generazione di pagine html via web server, o di ottenere solo dei risultati parziali. In tal caso, cerca collaborazione nel sistema facendo partire ulteriori richieste dirette ad altri sensori. I sensori comunicano fra loro e con un generico utente connesso al sistema tramite collegamenti LAN o WAN basate sullo stack dei protocolli TCP/IP. Chiaramente la struttura proposta può articolarsi in vari livelli di clusterizzazione che possono essere oggetto di specifici compiti e peculiari possibilità comunicative come descritto nel seguito

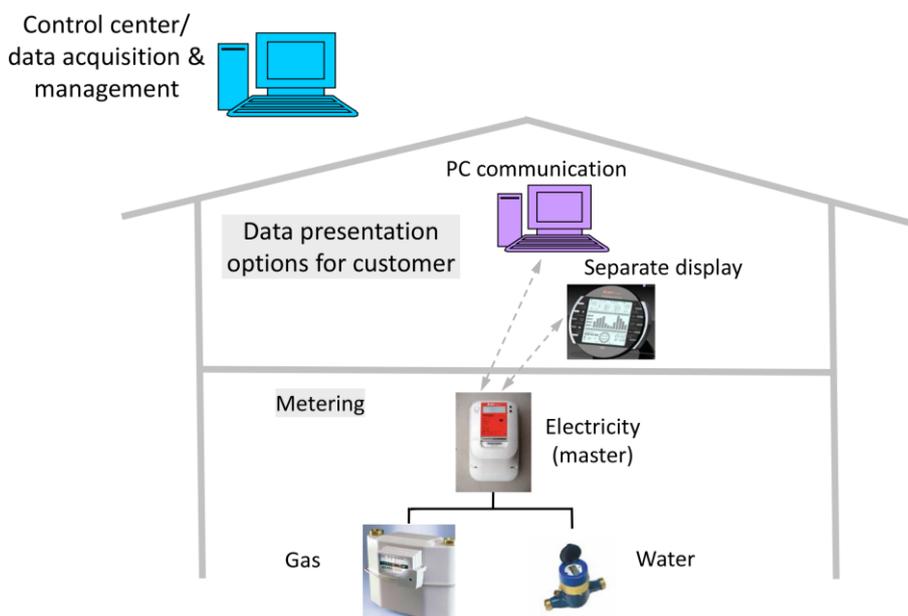


Figura B.19 Architettura proposta per un sistema di misura multiMetering

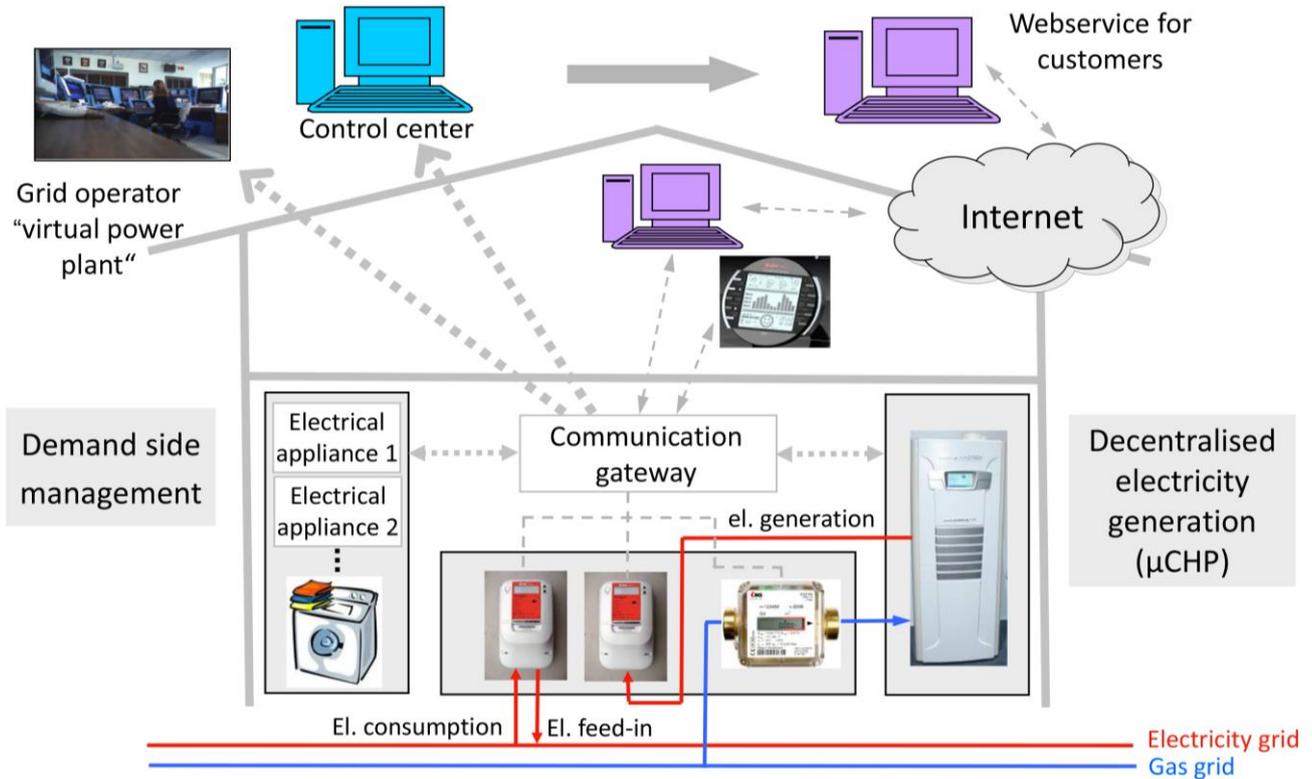


Figura B.20 Architettura per un sistema di misura multiutility

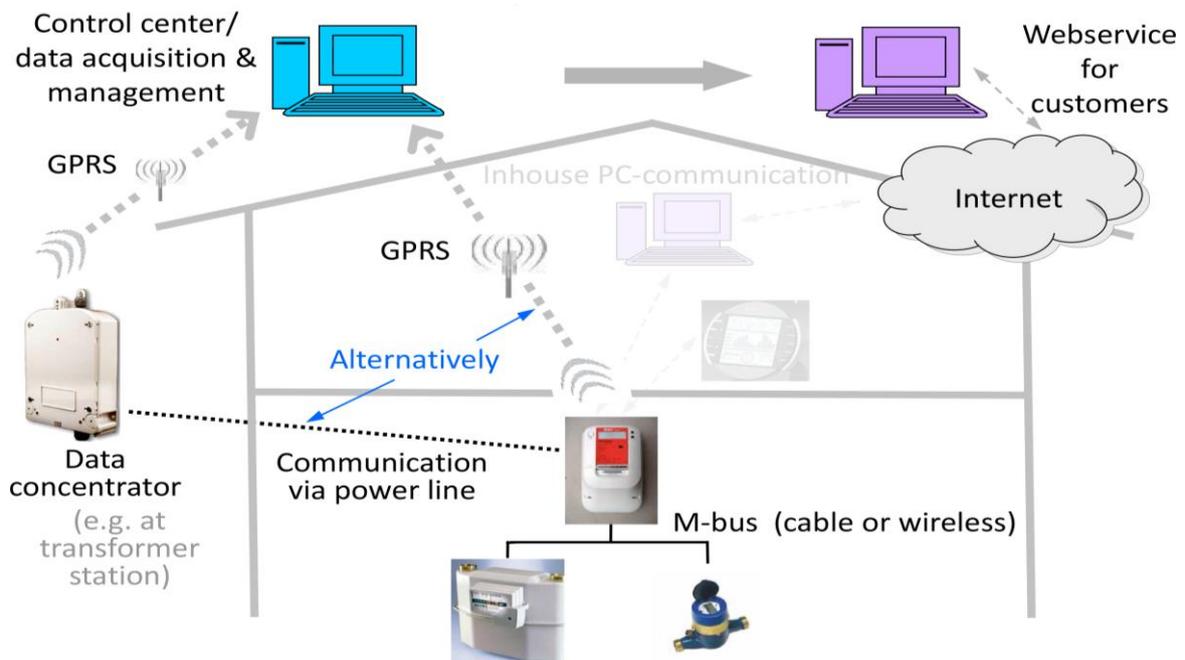


Figura B.21 Comunicazioni verso livello superiore del sistema clusterizzato

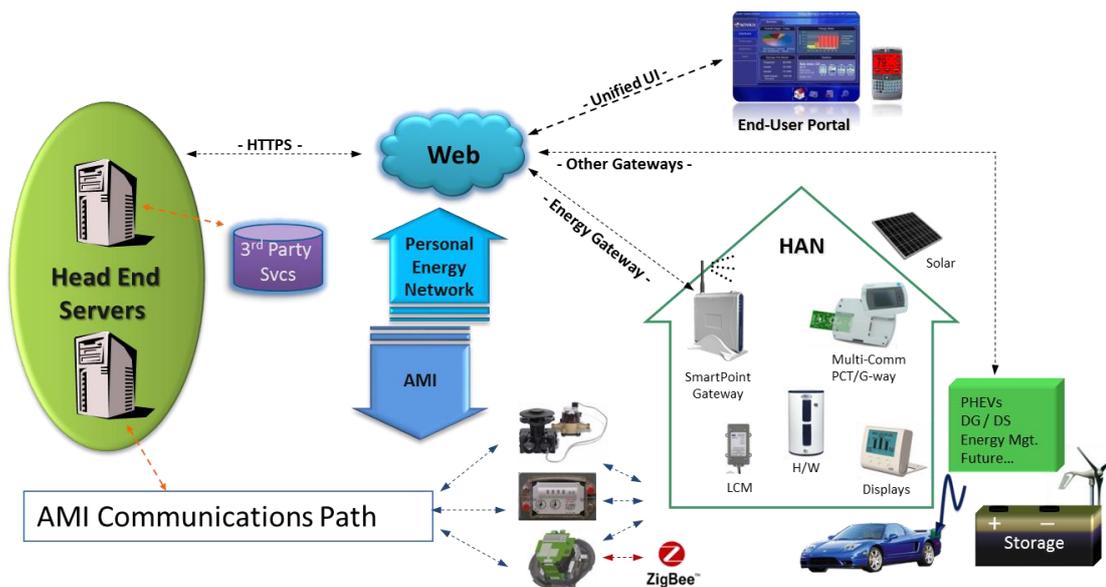


Figura B.22 Rete multi utility attiva.

11.3 Nodi e Relative Funzioni

Possiamo adesso descrivere le funzioni di nodo ad ogni livello:

Livello1 – Richiede al livello 2, in caso di emergenza, la riduzione di potenza disponibile preservando carichi critici, come mostrato nella figura seguente:

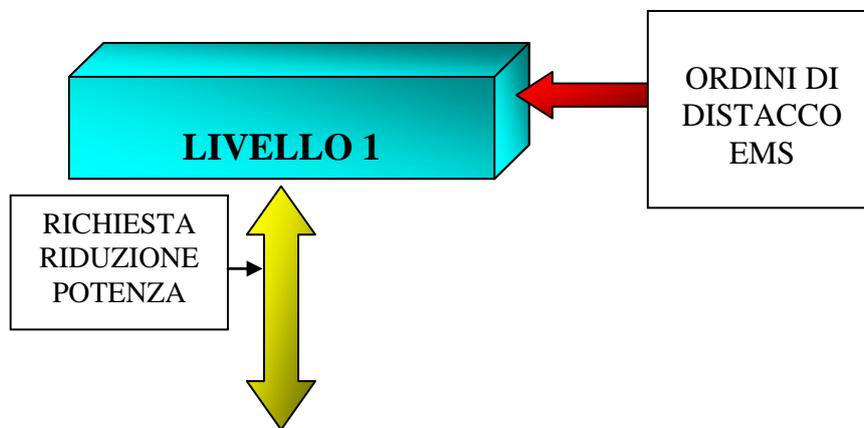


Figura B.23 Livello 1- struttura cluster

Livello2 – Il CTCD (centro di telecontrollo distribuzione) si trova all’altezza del livello 2 del sistema clusterizzato. Ad esso arrivano richieste di alleggerimento di carico dal livello 1 che gestisce in maniera autonoma, decide se instradare richieste di risorse aggiuntive verso generatori distribuiti o, verso i livelli più bassi, richieste di alleggerimento del carico. Inoltre il CTCD è l’interfaccia con il mercato dell’energia elettrica. Il CTCD si dovrebbe occupare dell’acquisto dell’energia dai produttori nazionali, esteri e dal mercato. Per quanto concerne la sicurezza, il livello 2 richiede alle cabine secondarie direttamente connesse l’alleggerimento dei carichi (DP in DT). Per fare ciò, esso ha bisogno di una misura dei consumi in tempi ragionevoli alla salvaguardia del sistema di distribuzione dell’energia. Come strategia di base, per la sicurezza del sistema, il livello 2, attraverso dei dati di consumo storici, ordina la riduzione di un certo ΔP alle singole cabine secondarie in maniera distinta; sarà quindi la cabina secondaria a gestire nella maniera più adatta il ΔP richiesto dal livello in esame. Le cabine primarie (AT/MT)

hanno la possibilità di distaccare autonomamente le cabine secondarie in caso di guasto, quindi si è pensato di inserirle al livello 2. Inoltre vengono definiti i profili tariffari in base alle informazioni raccolte dal mercato (mercato del giorno prima + mercato di aggiustamento) sia prima dell'apertura delle contrattazioni, che dopo la chiusura e invia al livello 3 i profili e le strategie di flessibilizzazione.

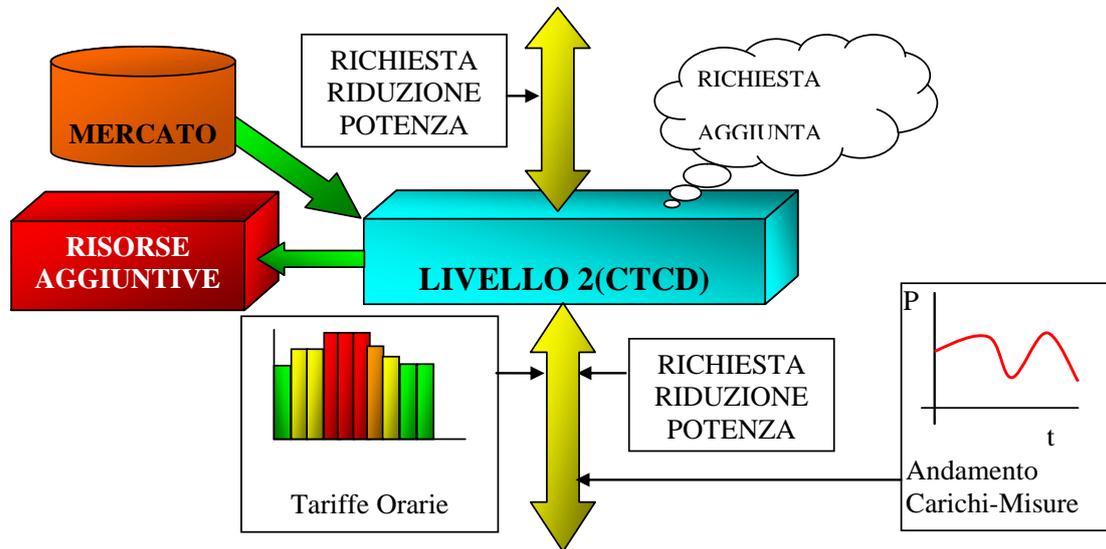


Figura B.24 Livello 2- struttura cluster

Livello 3 – Il livello 3 del sistema clusterizzato è formato da un'unità intelligente collocata in cabina secondaria (MT/BT) in grado di gestire ed elaborare informazioni e misure. A tale livello arriva il messaggio di riduzione di un ΔP che gestirà in funzione delle informazioni provenienti dai livelli inferiori ed in tal caso dagli utenti finali. Per fare ciò il sistema ha memoria degli utenti e della strategia di consumo da attuare in base alle scelte contrattuali operate dai singoli utenti (flessibilizzazione della domanda-strategia DSM). Le azioni applicabili in base al contratto sottoscritto, potranno essere di diverse tipologie, ad esempio dirette o indirette. Le prime sono quelle con le quali si può agire direttamente per effettuare l'interruzione, mentre, le seconde, sono quelle con le quali si richiede una gestione bilaterale livello 3- utente dell'interruzione. La cabina è quindi soggetta alla scelta del distacco a seconda della strategia DSM utilizzata. C'è da dire che per effettuare misure e quindi distacchi, servirebbero dei dati real time che, a causa di tanti fattori, come la capacità del canale di comunicazione, non sono possibili; ci si basa quindi su dati storici recenti. Inoltre tale livello attua la strategia di flessibilizzazione definita il giorno prima. Riceve i profili tariffari, elabora gli stessi sfruttando le misure di consumo, i parametri di rete e di trasformatore, con susseguente trasmissione del risultato sottoforma di profilo tariffario distinto per ogni tipologia di utenza.

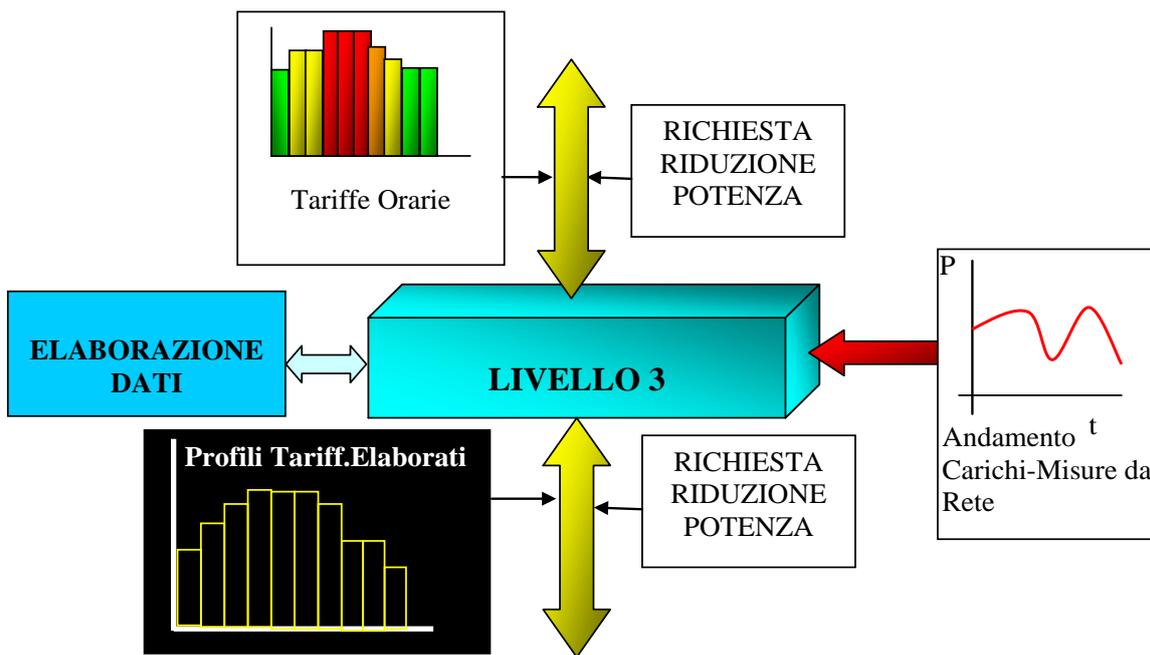


Figura B.25 Livello 3- struttura cluster

- Livello 4** – Riceve il profilo tariffario dal livello 3 e cerca di modellare il proprio consumo. Apparentemente, potrebbe sembrare che i livelli non comunichino in maniera bidirezionale, ma, per un corretto funzionamento, i livelli superiori hanno la necessità di ricevere un feedback dai livelli inferiori. Le modalità ed i canali di comunicazione variano da livello a livello; la trasmissione dei dati avviene attraverso canali di comunicazione wireless (GSM, GPRS, UMTS, ...) e/o wired (PLC, DSL, ...).

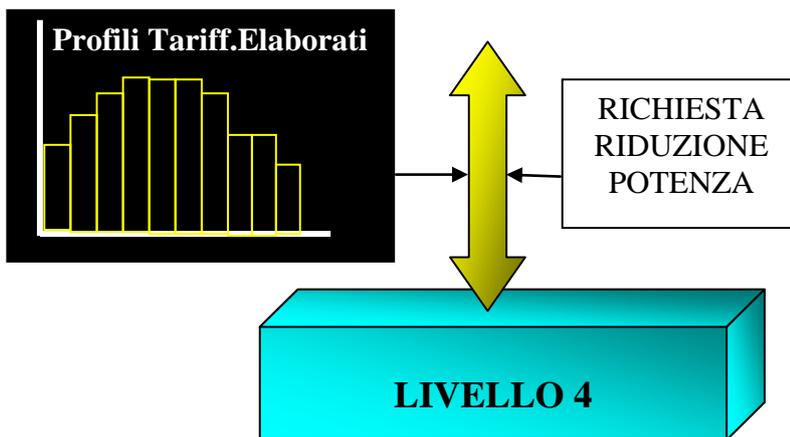


Figura B.26 Livello 4- struttura cluster

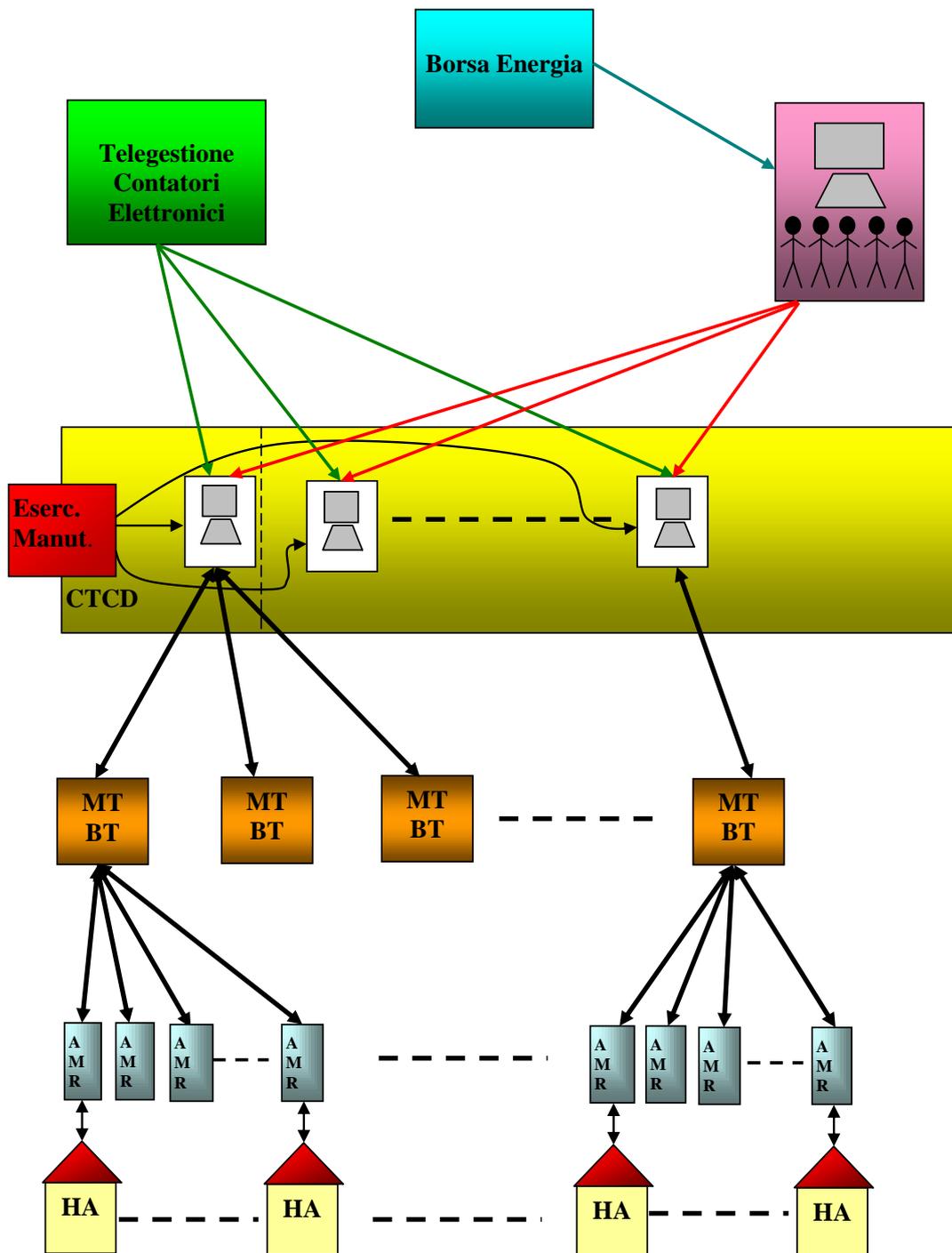


Figura B.27 Struttura software clusterizzata finale

12 CONCENTRATORE

Nei sistemi energetici odierni ci sono numerosi problemi da risolvere al fine della creazione di un sistema energetico di tipo smart. Alcuni di essi sono:

- mercato dei misuratori diversificato;
- varietà di reti di controllo per misuratori;
- i costruttori di misuratori chiedono di realizzare un prodotto compatibile con tutte le reti;
- scelta tra un solo misuratore per ogni rete, oppure un modello complesso per tutte le reti.

Tali problemi possono essere risolti utilizzando un modello di architettura di rete come quella mostrata in Figura B.28.

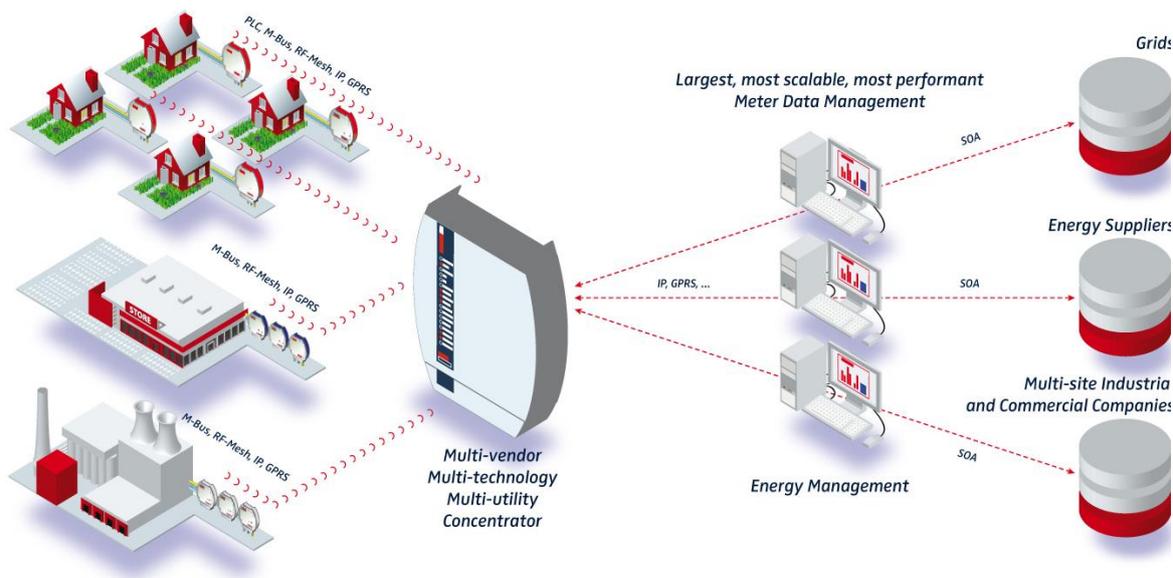


Figura B.28 Modello di architettura di rete con Concentratore “Multi-vendor, Multi-technology, Multi-utility”

Tale modello di architettura prevede l’utilizzo di un concentratore cosiddetto “Multi-vendor, Multi-technology, Multi-utility”, che funge da interfaccia tra la le reti di misura (a sinistra nella Figura B.28) e le reti di controllo (a destra nella Figura B.28)

In tal modo si hanno i seguenti vantaggi:

- tutti i misuratori connessi a tutte le reti di controllo alla stessa maniera;
- self-identification, self-configuration, self-calibration (gli stessi campioni e le stesse procedure per la calibrazione di tutti i Meter);
- intercambiabilità dei misuratori tra differenti costruttori (lo stesso “linguaggio”);
- intercambiabilità della rete di controllo per misuratori installati;
- aumento dell’efficienza.

Partendo da queste considerazioni, l’architettura di rete scelta è quella mostrata nella Figura B.29. Essa integra gli Smart Meter ed il concentratore realizzati.

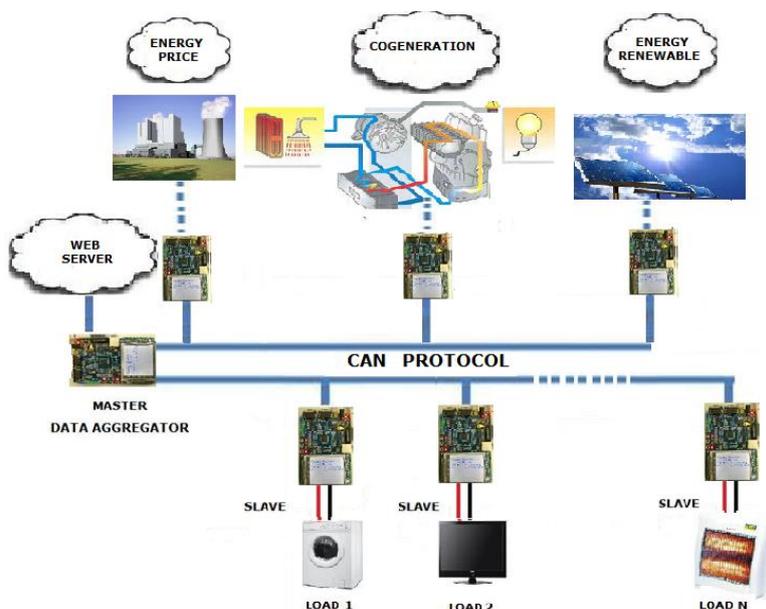


Figura B.29 Architettura di rete scelta per gli Smart Meter

Come si può vedere dalla Figura B.29, la rete prevede un aggregatore di dati master (concentratore) e diversi slave (Smart Meter).

L'aggregatore di dati, grazie al web server implementato contiene, in una tabella, informazioni riguardanti:

- disponibilità di energia da fonte rinnovabile;
- stato di cogeneratori;
- prezzo attuale dell'energia;
- attuali esigenze energetiche.

La prima informazione è importante, perché il livello di energia generata da fonti rinnovabili spesso soffre di alta variabilità di tempo a causa dei cambiamenti climatici. Pertanto causa di questa volta variabilità non è possibile garantire un livello specifico di disponibilità di energia in un momento specifico. Per questo motivo spesso le fonte rinnovabili vengono utilizzati congiuntamente con i sistemi di storage. Il monitoraggio del livello di carica dei sistemi di accumulo potrebbe essere una funzione aggiuntiva della rete di Smart Meter, qui non trattata; è uno degli *improvement* a cui gli autori stanno lavorando. Per una gestione integrata dell'energia sono necessarie alcune informazioni riguardanti il co-generatore come lo stato, fabbisogno di energia termica, ecc. Infine, l'aggregatore di dati ha bisogno di sapere il prezzo dell'energia che può essere aggiornato ogni giorno o addirittura ogni ora ed in base agli accordi commerciali anche in funzione della qualità dell'energia. Gli Smart Meter slave sono collegati al singolo nodo della rete di alimentazione. Ogni dispositivo acquisisce continuamente tensioni e correnti e calcola potenza ed energia assorbita/generata e diversi parametri di qualità dell'energia.

Il concentratore (master), inoltre, acquisisce informazioni sul prezzo dell'energia e quindi è in grado di prendere decisioni finalizzate ad un uso efficiente dell'energia, come ad esempio la disconnessione di un singolo carico o il tempo di utilizzo di un carico.

12.1 Il Bus di comunicazione

Si è scelto come protocollo di comunicazione a basso livello un protocollo che si basa sul bus CAN. Il Controller Area Network (CAN) è un bus seriale di comunicazione digitale di tipo "broadcast", per cui tutti i

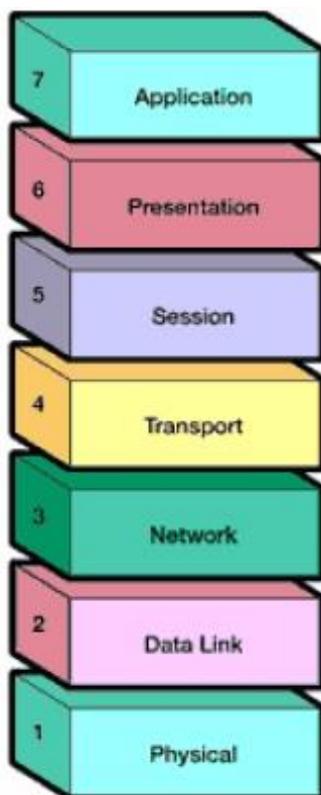


Figura B.30 modello ISO-OSI

nodi della rete possono teoricamente essere in grado di inviare dati sul bus e tutti possono ricevere qualsiasi messaggio. Esso permette il controllo real-time distribuito con un livello di sicurezza molto elevato. Il bus CAN è visto come lo standard dominante per le reti industriali del futuro, per le sue caratteristiche di sicurezza. Il protocollo CAN ha subito dalla sua ideazione alcune modifiche. Attualmente la versione di cui si fa utilizzo è la versione 2.0 la cui documentazione è stata rilasciata nel 1991. La versione 2.0 è suddivisa in Parte A e Parte B (nominate anche 2.0A e 2.0B). Andremo nei paragrafi seguenti ad analizzare le caratteristiche del Bus CAN che ci hanno indotto a scegliere tale protocollo di comunicazione come protocollo di trasmissione dati per il concentratore dati.

Alta immunità ai disturbi: Possibili disturbi di tipo EMC possono essere presenti sul bus, ad esempio per la presenza nelle più immediate vicinanze di dispositivi di potenza, il bus CAN garantisce un'elevata immunità ai disturbi presenti sul BUS.

Semplicità e flessibilità del cablaggio: È prevedibile che un generatore fotovoltaico costituito da un numero di pannelli sia poi successivamente esteso, aggiungendo dei nuovi pannelli, l'utilizzo di una rete di tipo CAN ci permette di poter prevedere l'aggiunta di un numero in teoria infinito di pannelli intelligenti che comunicano e scambiano dati tra

loro e con altri dispositivi mediante il bus. L'utilizzo di un bus CAN aggiungere altri nodi "device" senza dover riorganizzare il sistema perché ogni nodo non ha un indirizzo fisico assegnato. Le specifiche della CAN non si occupano della descrizione del mezzo fisico, se facciamo riferimento alla schematizzazione in livelli definita dall'ISO (International Standard Organization) col progetto OSI (Open System Interconnection) si può ritenere che il Bus CAN implementi il Physical Layer ed il Data Link Layer, quindi per sopperire a tale esigenza sono nati diversi standard ognuno dei quali con peculiarità diverse, infatti una delle caratteristiche che distingue uno standard dall'altro è appunto il mezzo trasmissivo utilizzato per la realizzazione fisica della linea bus, il bus fisico è stato realizzato mediante un doppino intrecciato (twisted pair) per avere una forte attenuazione dei disturbi elettromagnetici.

Elevata affidabilità: la rilevazione degli errori e la richiesta di ritrasmissione viene gestita direttamente dall'hardware, il CAN Bus inoltre dà la possibilità ai vari nodi del sistema di autoescludersi se sono interessati da un guasto non temporaneo, condizione che può verificarsi su di un pannello appartenente ad una stringa, in tal modo il Device che controlla il pannello non monopolizza il bus con continui messaggi d'errore, mediante un meccanismo che è denominato confinamento degli errori.

Maturità dello standard: la larga diffusione del protocollo CAN in questi venti anni ha determinato un'ampia disponibilità di chip rice-trasmettitori, di microcontrollori che integrano porte CAN, di tools di sviluppo, oltre che una sensibile diminuzione del costo di questi sistemi. Queste caratteristiche sono estremamente importanti nelle applicazioni di tipo embedded.

Tempi di risposta rigidi: Il Bus CAN permette di ottenere sistemi i cui tempi di risposta sono molto rigidi grazie a mirati artifici per evitare perdite di tempo.

12.2 Utilizzo del protocollo CAN

Il concentratore invia un messaggio, con un "remote frame". Si tratta di un messaggio senza contenuto informativo, finalizzato a richiedere un frame di dati agli slave. La creazione di messaggi avviene attraverso tre caselle di posta (mailbox) di trasmissione. Lo scheduler di trasmissione decide quale mailbox deve essere trasmessa per primo, ad esempio, il consumo energetico di un singolo carico. Il messaggio viene convertito da un convertitore parallelo - seriale e viene inviato al CAN TX Pin.

Il master riceve il remote frame attraverso il CAN RX Pin. Poi, il messaggio viene convertito in parallelo attraverso un convertitore seriale - parallelo. Il frame viene inviato ad un filtro di accettazione che è composto di 14 banchi di filtri identificatori configurabili, per la selezione dei messaggi ricevuti, di cui il software ha bisogno, e scartando gli altri. Due buffer di ricezione di tipo FIFO (First In First Out) vengono utilizzati per memorizzare i messaggi in arrivo. Tre messaggi completi possono essere memorizzati in ogni FIFO. Le FIFO sono completamente gestite da hardware.

Quando viene ricevuto un remote frame, il dispositivo imposta un messaggio di risposta, un frame di dati corrispondente al frame remoto, e lo invia al dispositivo che precedentemente ha inviato il frame remoto.

La struttura dei dati e del remote frame è la seguente.

L'inizio del frame denota l'inizio della trasmissione dei frame. L'ID è l'identificatore per i dati e rappresenta anche la priorità del messaggio. La richiesta di trasmissione remota è impostata dominante (zero). Il bit di estensione dell'identifier ed il bit riservato devono essere dominanti (zero). Il codice di lunghezza dati consiste di quattro bit ed indica il numero di byte di dati (0-8 byte). Il campo dati indica i dati da trasmettere (0-8 byte) ed è solo nel frame di dati. Il controllo di ridondanza ciclico, composto da 15 bit, è un codice di rilevamento di errore utilizzato per rilevare modifiche accidentali ai dati grezzi. Lo slot ACK viene inviato recessivo (1) dal trasmettitore e ogni ricevitore può affermare un dominante (0); la fine del frame deve essere recessivo (1).

12.3 Il Sistema Operativo

E' stato implementato un Sistema Operativo Real Time per sostenere le varie operazioni di ciascuno Smart Meter e del concentratore. Vi è un task principale che attiva e disattiva tutte i quattro task che sono state implementate.

Essi sono:

- **CAN manage:** per la gestione locale degli slave;
- **UIP Server:** per gestire la comunicazione tramite protocollo TCP / IP;
- **Measure:** per la misura delle grandezze di interesse;
- **User Interface:** per mostrare i profili di Potenza ed Energia assorbite e gestire il touch screen.

In Figura B.31 e Figura B.32 vengono mostrate l'interfaccia grafica ed il risultato di un task richiesto.

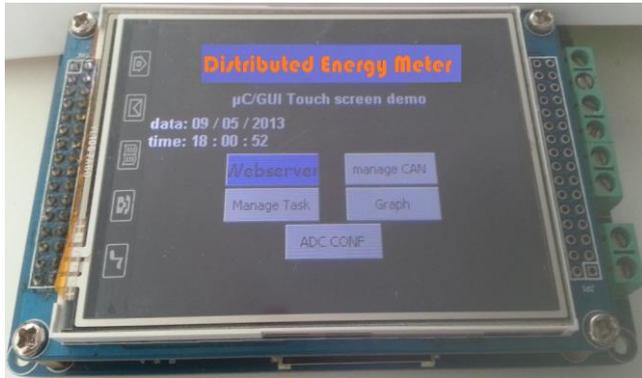


Figura B.31 User interface per accedere ai task implementati

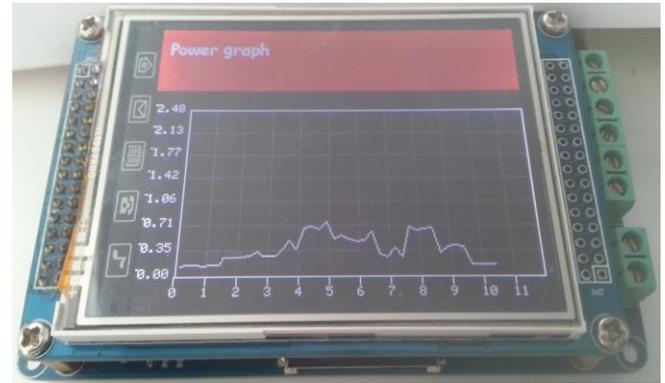


Figura B.32 Rappresentazione grafica dei risultati del task eseguito.

12.4 Il Web Server

Nel concentratore è integrato un server web che raccoglie le statistiche di ogni utenza ed estrae altre informazioni. Attraverso il web server, l'utente può monitorare a distanza il profilo di potenza di un singolo carico. Per queste ragioni è stato implementato un server Web http che può fornire pagine web dinamiche e file da una ROM di sistema di sola lettura, e diversi linguaggi di scripting.

Si riporta, per esempio, la richiesta di potenza assorbita. Le fasi della CGI (Common Gateway Interface) sono le seguenti: i) L'utente clicca Power Graph; ii) Viene visualizzato il browser del client; iii) La richiesta viene inviata al Web Server.

Il Web Server: i) Carica la UIP Packet Management Routine; ii) Verifica l'UIP Packet; iii) Avvia la httpd_add_call Routine; iv) Verifica la richiesta (Power Graph).

La service procedure dello script è la seguente: i) Invia il file header.html; ii) Scrive il testo " Load Power Profile"; iii) Chiama la funzione Create Graph; iv) Termina lo script.

Nello sviluppo di applicazioni Web Server, il protocollo HTML viene utilizzato per fornire pagine web statiche al client.

I passi concreti sono:

- gli utenti, nel browser del client, fanno una richiesta al server web;
- il web server giudicherà la richiesta;
- il web server trasferirà il file direttamente al browser del client;
- l'header contiene il titolo del sito web e diversi link per visualizzare altre pagine;
- il body contiene le pagine collegate.

In Figura B.33 viene mostrata la struttura del Web Server, mentre nella Figura B.34 viene riportata la sequenza di operazioni eseguite per la richiesta della pagina web. In Figura B.35 è mostrata la pagina web. È possibile, inoltre, monitorare a distanza la potenza istantanea consumo di un carico specifico, come illustrato in Figura B.36.

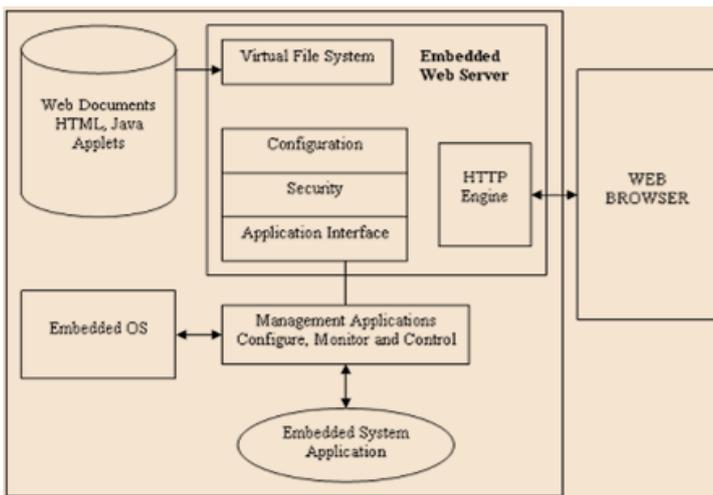


Figura B.33 La struttura del Web Server.

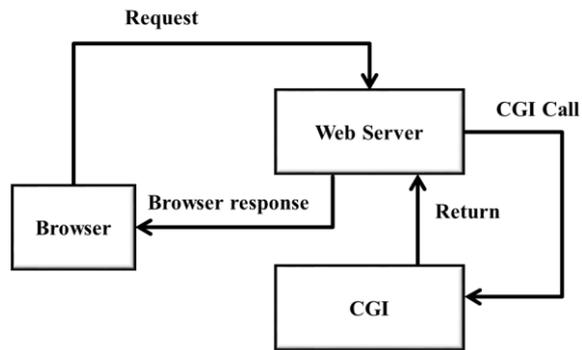


Figura B.34 Sequenza di operazioni per la richiesta della pagina web.



Figura B.35 La pagina web.

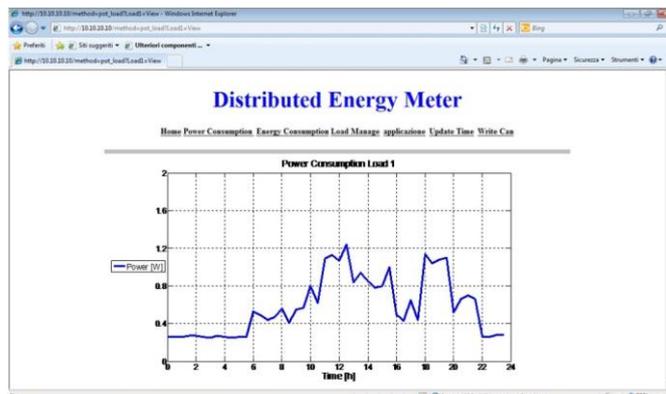


Figura B.36 Il Power graph di un carico specifico.

12.5 Implementazione complessiva

In figura B.37 è riportato il risultato dell'assemblaggio complessivo del concentratore dati realizzato che include microcontrollore utilizzato come concentratore connesso al sistema embedded di misura.

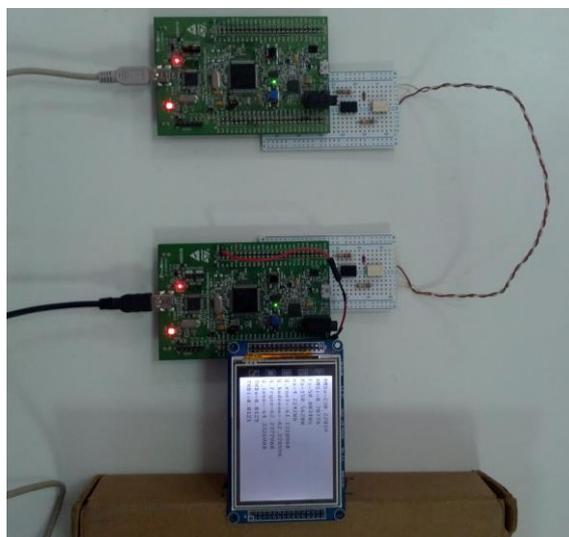


Figura B.37 Esempio di connessione tra i due prototipi implementati

Come brevemente accennato in precedenza la sicurezza delle comunicazioni è un fattore essenziale nell'ambito dello scenario Smart Grid. Nelle normali condizioni di funzionamento, in una Smart Grid un enorme numero di dispositivi di misura deve essere allocato in un'estesa disposizione geografica. Questa situazione espone in maniera estremamente elevata a possibili attacchi esterni che possono alterare anche informazioni estremamente sensibili. Ciò può creare numerosi problemi come ad esempio disconnessioni indesiderate, manomissione dell'ammontare da fatturare etc.. Per queste ragioni diventa fondamentale sviluppare ed utilizzare opportuni algoritmi e strategie di comunicazione per migliorare la cyber security della rete di comunicazione. D'altro canto, sofisticate tecniche di criptazione dei dati richiedono oneri computazionali aggiuntivi e incremento della banda necessaria che possono risultare eccessivi per le modeste dimensioni dei messaggi scambiati. A tale scopo gli autori nel prototipo realizzato hanno usato un algoritmo di comunicazione sicura che non richiede la criptazione. L'idea di base è quella di usare il MAC (Message Authentication Code) per controllare il messaggio ed autenticare l'identità di chi l'ha inviato. I passi per l'autenticazione del messaggio sono i seguenti:

- In spedizione si aggiunge un Sync Code, un numero non decrescente, e una chiave segreta, condivisa con ricevitore, al messaggio originale
- Con la funzione di hash viene calcolato il MAC che in spedizione viene rimpiazzato dal codice segreto
- Perciò il ricevitore rimpiazza il MAC con la stessa chiave segreta usata per calcolare il MAC in spedizione e ottiene un nuovo MAC usando la stessa funzione di hash.
- Se in ricezione i due MAC coincidono, il messaggio viene riconosciuto come originale.

Il Sync Code viene usato per verificare l'autenticità del messaggio; in fatti essendo un numero non decrescente un vecchio messaggio ha un valore che dovrebbe essere inferiore a quello di un messaggio più recente. Se ciò non si verifica, un tentativo di attacco esterno viene rilevato.

Numerosi test sono stati condotti per valutare le performance in termini di tempi di trasmissione. Le misure di tempo in questi test sono state condotte tramite l'oscilloscopio Tektronix TDS3012B. Per caratterizzare i tempi di latenza, un bit di uscita del DAC è stato utilizzato per generare un'onda quadra con segnale di conferma di completamento delle operazioni. Misure di periodo o di intervallo di tempo su questo segnale hanno consentito di determinare e caratterizzare la latenza della comunicazione.

Un primo test è stato fatto per calcolare il ritardo temporale tra l'istante in cui il concentratore manda una richiesta di informazioni al misuratore di campo e l'istante in cui il microcontrollore slave rileva un interrupt per il rilevamento di una richiesta. La latenza misurata per questa operazione è stata di approssimativamente 3.6 ms (Figura B.38a). Nel secondo test, il concentratore effettua una richiesta di potenza attiva a due differenti misuratori ma utilizzando due differenti livelli di priorità. La risposta del messaggio inviato con la più alta priorità è stato di approssimativamente 25 ms (Figura B.38b) mentre il dato della richiesta con priorità inferiore è arrivato dopo 60 ms (Figura B.38c). Una completa analisi del protocollo è stata effettuata in [74] in termini di capacità di comunicazione in funzione del numero di unità nella rete e di throughput.

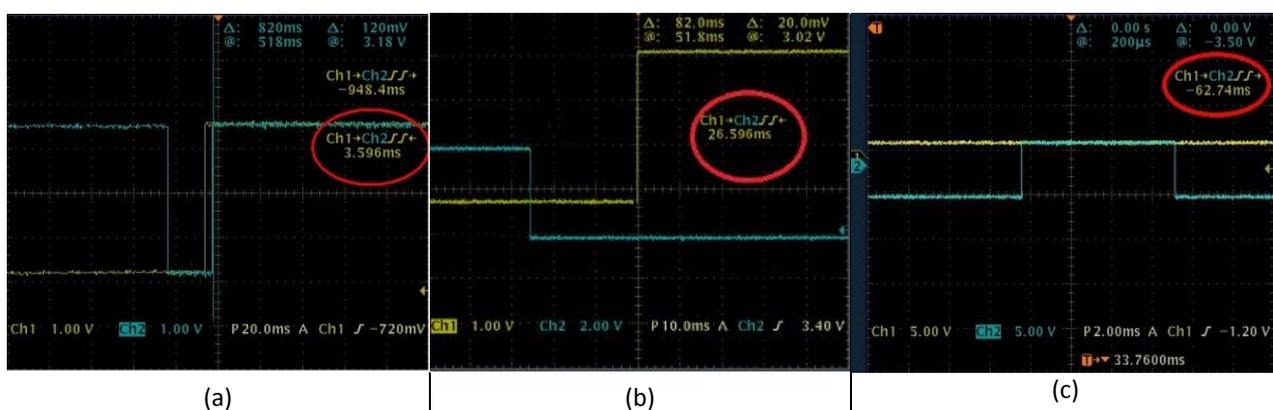


Figura B.38 Risultati della caratterizzazione dei tempi di latenza nel primo (a) e nel secondo (b e c) test.

13 APPENDICE A La Scheda Di Sviluppo



Figura A.56 Discovery kit for STM32 F4 series - with STM32F407VG MCU

I prototipi sono stati realizzati utilizzando l'STM32F4DISCOVERYboard. Questa scheda ha dimensioni piuttosto contenute (appena 6,5 x 9,6 cm) e potenzialità molto elevate. Si tratta di una evaluation board che permette di utilizzare un ARM Cortex-M4 a 32. Infatti la scheda si basa su un STM32F407VGT6, che include un tool di debug embedded, ST-LINK/V2, due MEMS, un accelerometro ed un microfono, un DAC dedicato per l'audio.

La scheda è dotata di un pinout non convenzionale ma piuttosto comodo per l'interfacciamento diretto (piuttosto che su breadboard); 2 coppie da 2 file da 25 pin l'una permetteranno l'accesso diretto a ciascuna funzione della scheda consentendo il totale controllo su ognuna delle features di cui è dotata.

L'elenco completo delle features della scheda viene di seguito riportato:

- microcontrollore STM32F407VGT6 (ARM Cortex-M4 da 32-bit, equipaggiato con 1 MB Flash, 192 KB RAM e package LQFP100);
- ST-LINK/V2 on-board, con "selection mode switch" per utilizzare il kit come standalone ST-LINK/V2 (grazie al connettore SWD per la programmazione ed il debug);
- Power Supply: via USB oppure tramite alimentazione esterna (5 V oppure 3.3 V);
- Accelerometro: LIS302DL, MEMS della ST, tri-assiale con output digitale;
- MP45DT02, sensore audio MEMS della ST, un microfono digitale omnidirezionale;
- CS43L22, DAC audio con speaker driver di classe D integrato;

- 8 LED dei quali:
LD1 (rosso/verde) per le comunicazioni via USB;
LD2 (rosso) per l'alimentazione 3.3 V;
4 LED dedicati all'utente di 4 colori diversi, LD3 (arancione), LD4 (verde), LD5 (rosso) ed LD6 (blu);
2 LED USB OTG, LD7 (verde) e LD8 (rosso);
- due pulsanti (user e reset);
- USB OTG FS con connettore micro-AB.

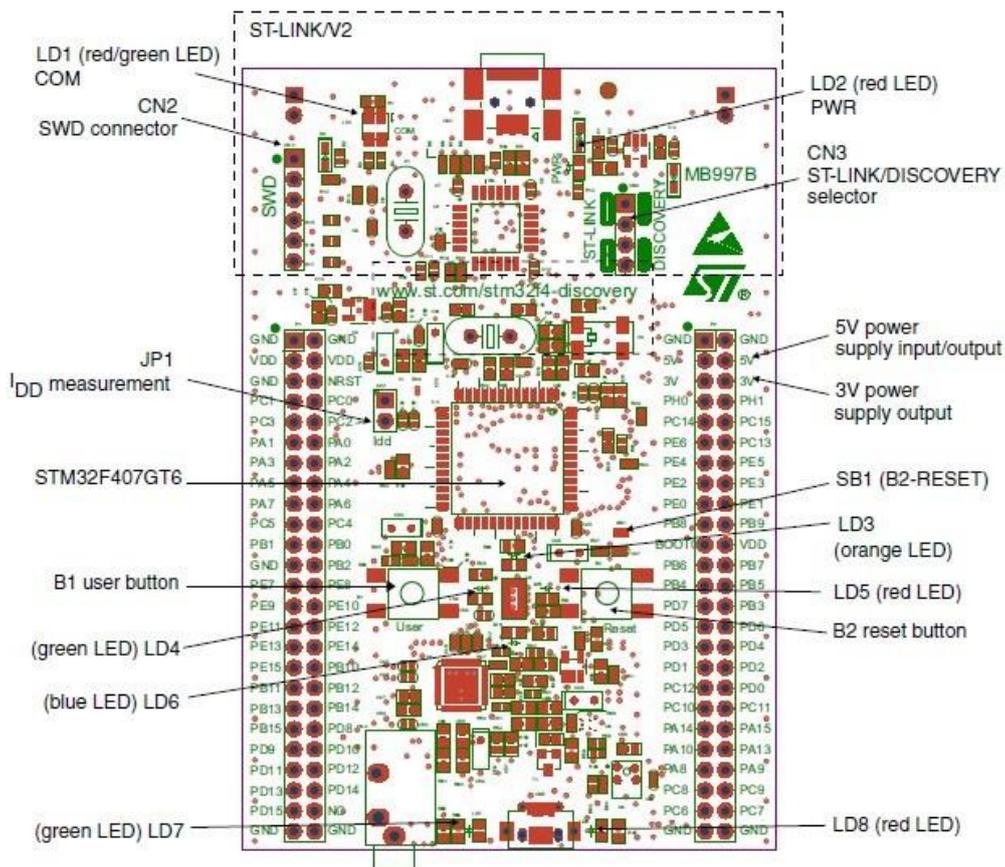


Figura A.57 Schema componenti della Discovery kit for STM32 F4 series

14 APPENDICE B Codice Sorgente In C

Per ragioni di brevità di stampa, i codici sorgenti sono stati inclusi soltanto nel supporto informatico allegato alla relazione.

15 Riferimenti bibliografici PARTE A

- [1] EN 50160 - "Voltage Characteristics of the Electricity Supplied by Public Distribution Systems" - CENELEC - Novembre 1999
- [2] IEC Standards and Drafts 61000-3 - "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits" - IEC.
- [3] IEEE Standard 519-1992 - "IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems" -New York, 1992.
- [4] Standard IEC 61000-4-7 - "Electromagnetic compatibility (EMC) -Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurement and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto "
- [5] Standard IEC 61000-4-30 - "Electromagnetic compatibility (EMC) -Electromagnetic compatibility (EMC) -Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power Quality Measurement Methods"
- [6] Unione Europea: Direttiva 19 dicembre 1996, n. 92 - "Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" - Gazzetta Ufficiale UE n. L 027 del 30 gennaio 1997.
- [7] Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 - "Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" - Gazzetta Ufficiale R. L n. 75 del 31 marzo 1999.
- [8] Legge 14 novembre 1995, n. 481 - "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità" - Gazzetta Ufficiale R. I. n. 270 S.O. del 18 novembre 1995.
- [9] Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas: delibera n. 128, 1 settembre 1999 - "Definizione degli obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e di indicatori della qualità del servizio".
- [10] Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas: delibera n. 201, 28 dicembre 1999 - "Direttiva concernente la disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h) della Legge 14 novembre 1995, n. 481".
- [11] Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas: delibera n. 202, 28 dicembre 1999 - "Direttiva concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe e del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h) della Legge 14 novembre 1995, n. 481".
- [12] Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas: delibera n. 143 del 3 agosto 2000 - "Modificazioni ed integrazioni delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 e 28 dicembre 1999, n. 202/99".
- [13] Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas: delibera n. 52 del 9 marzo 2000 - "Emanazione di direttive al gestore della rete di trasmissione nazionale per l'adozione di regole tecniche, ai sensi, dell' articolo 3, comma 6 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79".
- [14] Autorità per l'Energia elettrica ed il Gas: delibera n. 138, 3 agosto 2000 - "Direttiva al gestore della rete di trasmissione nazionale per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio, ai sensi dell'articolo 17, comma 17.1 della deliberazione dell' 'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 9 marzo 2000 n. 52/00".
- [15] F. Pilato, F. Verternati, A. Ardito, S. Rogai, C. Sabelli, G. Gola - "Le misure e la liberalizzazione del mercato" - L'Energia Elettrica, vol. 78, n. 1, gennaio/febbraio 2001.
- [16] V. Cataliotti - "Impianti elettrici" - Voi. I, II, III, Flaccovio Editore.
- [17] IEEE Standard 1459-2000, "IEEE standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, non sinusoidal, balanced or unbalanced conditions" - September 2002.
- [18] A. Cataliotti, V. Cosentino, S. Nuccio, P.V. Barbaro: "Potenza reattiva in regime deformato: quale definizione adottare?", AEI, Rivista Ufficiale dell'Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana, Luglio - Agosto 2004
- [19] A. E. Emanuel: "Poynting vector and the physical meaning of nonactive powers" - IMTC,

- Instrumentation and Measurement Technology Conference, Como, 18-20 Maggio 2004
- [20] A. Ferrero, S. Leva, A.P.Morando: "An approach to the non-active power concepts in terms of the Poynting -Park vector", ETEP, vol. 11, n.5, 2001.
- [21] A. E. Emanuel "IEEE Standard 1459: A Long Overdue Document -Industrial and Commercial Power Systems, 2003. IEEE Technical Conference, St. Louis, Missouri, USA, 4-8 May 2003
- [22] ISO - Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (1995); UNI GEI ENV 13005 - "Guida all'espressione dell'incertezza di misura" - Milano, 31 luglio 2000.
- [23] G. Mamola, G. Garbo, "Lezioni di teoria dei segnali", Dario Flaccovio Editore, Palermo 1988.
- [24] J. Schoukens, R. Pintelon, H. Van Hamme, "The interpolated fast Fourier transform- a comparative study", IEEE Transactions On Instrumentation and Measurement, voi. 41, no. 2, Aprile 1992.
- [25] T. Grandke, "Interpolation algorithms for discrete Fourier transforms of weighted signals", IEEE Transactions On Instrumentation and Measurement, vol. IM-32, pp.350-355, June 1983.
- [26] C. Offelli, D. Petri, "The influence of windowing on the accuracy of multifrequency signal parameter estimation" IEEE Transactions On Instrumentation and Measurement, vol. 41, pp. 256-261, April 1992.
- [27] A. Ferrero, R. Ottoboni, "High accuracy Fourier analysis based on synchronous sampling techniques", IEEE Transactions On Instrumentation and Measurement, vol. 41, no. 6, December 1992.
- [28] P.S. Filipksi, Y. Baghzous, M.d.Cox "Discussion of Power Definitions Contained in the IEEE Dictionary" IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 9, N° 3, Luglio 1994;
- [29] Leon M. Tolbert, Thomas G. Habetler "Comparison of Time-Based on-Active Power Definitions for Active Filtering" CIEP 2000 Acapulco, MEXICO 15-19 Ottobre 2000 IEEE pp.73-79;
- [30] W. Shepherd e P. Zakikhani, "Suggested Definition of Reactive Power for Nonsinusoidal Systems", Proc. Inst. Elect. Eng., Vol. 119, pp. 1361-1362, Settembre 1972;
- [31] D. Sharon, "Reactive Power Definitions and Power Factor Improvement in Nonlinear Systems", Proc. IEE, 1973, 120,(6) pp.704-706;
- [32] N.L. Kusters, W.J. M. Moore, "On the Definition of Reactive Power Under Non-Sinusoidal Conditions" IEEE Trans. Power Apparatus Sys., Vol. PAS-99, Settembre 1980;
- [33] C.H. Page, "Reactive Power in Nonsinusoidal Situations" IEEE Trans. Instrum. Meas., Vol IM-29, Dicembre 1980, pp. 420-423;
- [34] A.E. Emanuel, "Power in nonsinusoidal situations, a review of definitions and physical meaning", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 5 N. 3 Luglio 1990;
- [35] Leszek, S. Czarnecki, "Power in Nonsinusoidal Networks: Their Interpretation, Analysis, and Measurement" IEEE Trans on Instrum. and Meas., Vol. 39, No 2 Aprile 1990;
- [36] M. Depenbrock, "The FBD Method as Tool for Compensating Total Non-Active Currents", IEEE ICHQP VIII, Athen,1998 pp.320-324;
- [37] M. Depenbrock, "Some Remarks to Active and Fictitious Power in Poliphase and Single-Phase Systems", ETEP Voi.3, Gennaio 1993, pp.15-19;
- [38] H. Akagi, H. Kim, "The instantaneous Power Theory on the Rotating p-q-r Reference Frames" International Conference on Power and Drive Systems, PEDS'99, 1999 IEEE;
- [39] A. Ferrero, G. Superti-Furga, "A New Approach to the Definition of Power Components in Three-Phase Systems under Noninusoidal Conditions", IEEE Trans. Instrum. Meas., Voi. 40, Giugno 1991, pp.568-577;
- [40] A. Ferrero, S. Leva, A. P. Morando "An Approach to the Non-active Power Concepts in terms of the Poynting-Park vector" ETEP, Vol. II,N.5,2001,pp.291-299.
- [41] S. Svensson "Power measurement techniques for non-sinusoidal conditions. The significance of harmonics for the measurement of power and other AC quantities" Phd thesis, Department of Electric Power Engineering CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY Göteborg Sweden 1999.
- [42] Norma GEI EN 62052-11 Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova -Parte 11: Apparato di misura " - novembre 2003
- [43] Norma GEI EN 62053-23 "Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari-

- Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3) " - dicembre 2003
- [44] B.V. Djokic, P.Bosnjakovic, "TVo methods far improved measurements of reactive power and reactive energy insensitive to frequency variations", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol.47, No. 1, February 1998, pp.215-218;
- [45] L.V. Saranovac, "Digital realization of frequency insensitive phase shifter far reactive Var-Hour Meters", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol.49, No.4, August 2000, pp.802-808;
- [46] P.S. Filipski, P.W. Labay, "Evaluation of reactive power Meters in the presence of high armonic distortion" IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.7, No. 4, October 1992, pp. 1793-1799;
- [47] A. Cataliotti, V. Cosentino, S. Nuccio - "A time domain approach for IEEE Std 1459-2000 powers measurement in distorted and unbalanced power systems" - IMTC 2004 - Instrumentation and Measurement Technology Conference, Como, Italy, 18-20 May 2004
- [48] NPL, Software Support for Metrology Best Practice Guide No. 2: The Development of Virtual Instruments (2000).
- [49] C. Spataro – “Valutazione delle incertezze nelle misurazioni con strumenti virtuali” - Tesi di dottorato in ingegneria elettrica, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Palermo, 2001
- [50] “STM32F405xx, RM0090 © 2011 STMicroelectronics”;
- [51] “STM32F4 high-performance discovery board © 2011”
- [52] “The Insider’s Guide to the STM32 ARM® Based Microcontrollers” Published by Hitex (UK). Ltd.First Published February 2008. Sir William Lyons, Road University Of Warwick Science Park Coventry;
- [53] “Cortex™-M4 r2p0 Technical Reference Manual”
- [54] “STM32F405xxx Flash programming manual”
- [55] “Develop Embedded Applications for AMR7, ARM9, and Cortex-M Microcontrollers with μ Vision®4”;
- [56] “ARM®-based 32-bit MCU STM32F405xx and STM32F407xx firmware library” www.st.com;
- [57] “Low-, medium- and high-density STM32F101xx, STM32F102xx and STM32F103xx advanced ARM-based 32-bit MCUs Reference manual RM0008”;
- [58] “USB Standard communication” www.usb.org
- [59] Usb Design By Example: A Practical Guide To Building I/O Devices (2nd Edition)” John Hide, Copyrighted Material;
- [60] “SD-CARD Specification” www.sdcard.org; www.sandisk.com.
- [61] Ryan T.P., “Statistical methods for quality improvement”, John Wiley & Sons, 1989;
- [62] Pukelsheim, Friedrich (2006). “Optimal Design of Experiments” SIAM. ISBN 978-0-898716-04-7.
- [63] L. Cristaldi, A. Ferrero, S. Salicone: "A distributed system for electric power quality measurement", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, August 2002;
- [64] S. Salicone: “Incertezze negli algoritmi di misura. Una procedura per valutarne la propagazione”, Tutto misure n. 3 2002;
- [65] C. LANDI, D. GALLO, N. RIGNANO “Real-time Digital Multifunction Instrument for Power Quality Integrated Indexes Measurement”. IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT. vol. 58 ISSN: 0018-9456.

16 Riferimenti bibliografici Parte B

- [1] Autori vari - Object-Oriented Application Frameworks - Numero monografico su Communications of the ACM, ottobre 1997
- [2] C. Batini, M. Mecella – Cooperation of Heterogeneous Legacy Information Systems: a Methodological Framework – Proceedings of the 4th International Enterprise Distributed Object Computing Conference, Makuhari, Giappone, 2000
- [3] A. D. Birrell, B. J. Nelson – Implementing Remote Procedure Calls – ACM Transactions on Computer Systems, febbraio 1984

- [4] G. Booch – Object-Oriented Analysis and Design with Applications – Benjamin/Cummings, 1994
- [5] G. Booch, J. Rumbaugh, I. Jacobson – The Unified Modeling Language User Guide – Addison Wesley, 1998
- [6] M. L. Brodie – The Cooperative Computing Initiative: a Contribution to the Middleware and Software Technologies – The Cooperative Computing Initiative, gennaio 1998
- [7] P. Coad, E. Yourdon – Object-Oriented Analysis – Yourdon Press, 1991
- [8] P. Coad, E. Yourdon – Object-Oriented Design – Yourdon Press, 1991
- [9] D. Coleman, P. Arnold, S. Bodoff, C. Dollin, H. Gilchrist, F. Hayes, P. Jeremaes – Object-Oriented Development: the Fusion Method – Prentice Hall, 1993
- [10] G. Coulouris, J. Dollimore, T. Kindberg – Distributed Systems, Concepts and Design – Addison Wesley, 1994
- [11] D.F. D'Souza, A.C. Wills - Objects, Components and Frameworks with UML: The Catalysis Approach - Addison Wesley, 1999
- [12] P. Duchessi, I. Chengalur-Smith - Client/Server Benefits, Problems, Best Practices - Communications of the ACM, maggio 1998
- [13] E. Gamma, R. Helm, R. Johnson, J. Vlissides - Design Patterns: Elements of Reusable Object-Oriented Software - Addison Wesley, 1997
- [14] A. Goscinski – Distributed Operating Systems, the Logical Design – Addison Wesley, 1991
- [15] I. Graham, B. Henderson-Sellers, H. Younessi - The OPEN Process Specification - Addison Wesley, 1997
- [16] A. Hutt – Object Analysis and Design, Description of Methods – OMG, 1994 [Hutt2, 1994] – A. Hutt – Object Analysis and Design, Comparison of Methods – OMG, 1994 [Jacobson, 1995] – I. Jacobson – The Object Advantage: Business Process Reengineering with
- [17] Object Technology – Addison Wesley, 1995
- [18] I. Jacobson, G. Booch, J. Rumbaugh - The Unified Software Development Process - Addison Wesley, 1999
- [19] D. Krieger, R.M. Adler - The Emergence of Distributed Component Platforms - IEEE Computer, marzo 1998
- [20] S. Laufmann, S. Spaccapietra, T. Yokoi - Foreword – Proceedings of the Third International Conference on Cooperative Information Systems, Vienna, 1995
- [21] S.M. Lewandowski - Frameworks for Component-Based Client/Server Computing - ACM Computing Surveys, marzo 1998
- [22] J. Mylopoulos, M. Papazoglou – Cooperative Information Systems – IEEE Expert, 1997
- [23] S. Mullender – Distributed Systems – Addison Wesley, 1993
- [24] OMG - The Common Object Request Broker: Architecture and Specification -OMG, 1991
- [25] Rumbaugh, Blaha, Premerlani, Eddy, Lorensen – Object Oriented Modeling and Design - Prentice Hall, 1991 [Shlaer, Mellor, 1988] – S. Shlaer, S. Mellor – Object-Oriented Systems Analysis: Modeling the World in Data – Prentice Hall, 1988
- [26] E. Simon – Distributed Information Systems, from Client/Server to Distributed Multimedia – McGraw Hill, 1996 [SUN, 1995] - Sun Microsystems - The Java Language Environment: a White Paper – 1995
- [27] W.M. Tepfenhart, J.J. Cusick - A Unified Object Topology -IEEE Software, gennaio 1997
- [28] A. Umar - Application (Re)engineering: Building Web-Based Applications and Dealing with Legacies - Prentice Hall, 1997 [Umar2, 1997] - A. Umar - Object-Oriented, Client-Server, Internet Environments - Prentice Hall,
- [29] G. Voth e altri - Distributed Application Development for Three-Tier Architectures: Microsoft on Windows DNA - IEEE Internet Computing, marzo 1998
- [30] G.Bucci, E.Fiorucci, C.Landi: Digital Measurement Station for Power Quality Analysis in Distributed Environments. IEEE Trans. on I&M, vol. 52, n.1, February 2003.
- [31] A. Capozza. "Methodologies for DSM in the electric industry: technical and economic evaluations" (Italian language); CESI report: SFR-A0/021337. SFR-ELTEC-SCEL-2000-03-001, Research for the Italian Electrical System (First period), 2000.

- [32] A. Capozza "Effects of load control on the development of LV and MV grids" (Italian language); CESI report: A4510027 (Project: ECORET/CONCA), Research for the Italian Electrical System (second period), Dec. 2004.
- [33] L. Croci & R. Viadana "Home automation applications for load management"(Italian language); CESI report: A4503064 (Project: ECORET/CONCA/CIB), Research for the Italian Electrical System (second period), Dec. 2004.
- [34] G. Mauri; "Analysis of technologies for digital Meters and associated communications"; CESI Report: FIA-A3/042272 (Project Rete21/SITAR/DSM/M3.1), Research for the Italian Electrical System (second period), Dec. 2003.
- [35] G. Mauri; "Applicability of the current and future technologies to Demand Modulation"; CESI Report: FIA-A4501811 (Project: Rete21/SITAR/DSM/M3.2), Research for the Italian Electrical System (second period), Jun. 2004.
- [36] C. Chemelli, W. Grattieri; Analysis of resources for the Demand modulation, CESI report: A4506017 (Project: EXTRA), Research for the Italian Electrical System (second period), Jun 2004.
- [37] L. Capetta et al.: Broadband PLC to set up a Telecommunication Infrastructure - International Conference on Present and Future Trends of transmission systems and telecommunication 4-6Dec.2002, New Delhi (India), 2002
- [38] L.Capetta, G.Mauri, F.Cesena; R.Napolitano "State of the Art and Perspectives of the PLC technology" AEI, Vol. 90, October-November 2003
- [39] D. Castaldo, D. Gallo, C. Landi: "Collaborative Multisensor Network Architecture Based On Smart Web Sensor for Power Quality Applications". 2004 IEEE IMTC, Como (Italy), 18-20 May, 2004.
- [40] J.G. Proakis: "Digital Communications". McGraw-Hill, 1995.
- [41] G. Bucci, E.Fiorucci, C.Landi, G.Ocera: "Architecture of digital wireless data communication network for distributed sensor applications", October 2002.
- [42] G. Bucci, C.Landi: A robust algorithm for measurement on MSK signals. IEEE Instr. and Meas. Technology Conference, IMTC 2000, Baltimora, 1-4 May, 2000.
- [43] Mattias Skold*, Yeongyoon Choi** and Jan Nilsson*: "An Analysis of Mobile Radio Ad Hoc Networks Using Clustered Architectures". *Department of Communication Systems Swedish Defence Research Agency, **Department of Electrical Engineering, Korea Military Academy.
- [44] Jeffrey S. Vetter*, Frank Mueller**: "Communication Characteristics of Large-Scale Scientific Applications for Contemporary Cluster Architectures". *Center for Applied Scientific Computing Lawrence Livermore National Laboratory Livermore **Department of Computer Science North Carolina State University, 2002 IEEE.
- [45] Peter Graham: "A DSM Cluster Architecture Supporting Aggressive Computation in Active Networks Parallel and Distributed Computing Laboratory". Department of Computer Science University of Manitoba, 2001 IEEE.
- [46] Ramon Canal, Joan-Manuel Parcerisa, Antonio González: "A Cost-Effective Clustered Architecture". Departament d'Arquitectura de Computadors Universitat Politècnica de Catalunya.
- [47] I. Pardines*, F. F. Rivera**: "Minimizing the Load Redistribution Cost in Cluster Architectures". *Dept. Arquitectura de Computadores y Automática Univ. Complutense, **Dept. Electrónica y Computación Univ. Santiago de Compostela, 2004 IEEE.
- [48] Richard C. Jager: Microelettronic circuit design. McGraw-Hill companies, inc., 1998.
- [49] "Universal Switch Module for FPGA Design" Yao-Wen Chang, D. F. Wong University of Texas at Austin C. K. Wong Chinese University of Hong Kong
- [50] Texas Instruments, "TMS320C6711 FLOATING-POINT DIGITAL SIGNAL PROCESSORS", Luglio 2003
- [51] Kyle Castille, "TMS320C6000 EMIF: Overview of Support of High Performance Memory Technology", Aprile 2000
- [52] PIC 16F87x Data Sheet 28/40-PIN 8-Bit CMOS Flash microcontrollers. MicroChip Tecnology inc., 2001.
- [53] M. McGranaghan: "Trends in power quality monitoring", IEEE Power Engineering Review, Volume: 21 Issue: 10, Oct 2001.
- [54] <http://www.powermonitoring.com>.

- [55] G.Bucci, I. Caschera, E.Fiorucci, C.Landi: "The Monitoring of Power Quality Using Low-cost Smart Web Sensor", IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, Anchorage, May, 2002.
- [56] P. Ferrari, A. Flammini, D. Marioli, E. Sisinni, A.Taroni: "Sensor integration in Industrial Environment: From Field-bus to web-sensors". Computer standards & Interfaces, vol. 25, 2003.
- [57] R. Han, V. Perret, M. Naghshineh: "WebSplitter: A Unified {XML} Framework for Multi-device Collaborative Web Browsing", Computer Supported Cooperative Work, p21-230, 2000.
- [58] T. Kindberg, J. Barton: "A Web-Based Nomadic Computing System", Computer Networks, Elsevier, vol 35, no. 4, March 2001, and HP Labs.
- [59] D.Castaldo, D.Gallo, C.Landi, A.Testa, "A Digital Instrument for non-Stationary Disturbance Analysis in Power Lines", accepted for publication on IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, August 2004.
- [60] D. Castaldo, D. Gallo, C. Landi, R. Langella, A. Testa: "A Distributed Measurement System for Power Quality Analysis", Proc. of IEEE Bologna Power Tech 2003, Bologna (IT), June 23-26, 2003.
- [61] T. Sundested, "An introduction to agents", Java world, june 1998.
- [62] Sun Microsystems – Official Java site, <http://java.sun.com>.
- [63] D. Castaldo, D. Gallo, C. Landi: "Collaborative Multisensor Network Architecture Based On Smart Web Sensor for Power Quality Applications". 2004 IEEE IMTC, Como (Italy), 18-20 May, 2004.
- [64] Hairong Qi; Yingyue Xu; Xiaoling Wang: "Mobile-Agent-Based Collaborative Signal and Information Processing in Sensor Networks", Proceedings of the IEEE, Volume: 91, Issue: 8, Aug. 2003, pp:1172 – 1183.
- [65] Bellavista, P.; Corradi, A.; Stefanelli, C.: "How to Monitor and Control Resource Usage in Mobile Agent Systems", Distributed Objects and Applications, 2001. DOA '01. Proceedings. 3rd International Symposium on, 17-20 Sept. 2001, Pages:65 – 75.
- [66] G.Bucci, E.Fiorucci, C.Landi, G. Ocera: "The Use of Wireless Network for Distributed Measurement Applications", IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, Anchorage, May, 2002.
- [67] EN 61000-3-3 – Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems with rated current. 1997-06.
- [68] IEC standard draft 61000-4-7: General guide on harmonics and interharmonics measurements, for power supply systems and equipment connected thereto, Ed. 2000.
- [69] G.Bucci, C. De Capua, C. Landi, "Power Measurements on High Distorted Signals: Experimental Comparison Between Two Alternative Developed Device Solutions". Measurement, vol.23, n.4, 1998.
- [70] G. Bucci, C. Landi, "On-Line Digital Measurements for the Quality Analysis of Power Systems Under Non-Sinusoidal Conditions", IEEE Trans. On. I&M. Vol. 48, n.6, Aug. 1999.
- [71] G.Bucci, E.Fiorucci, C.Landi " Digital Measurement Station for Power Quality Analysis in Distributed Environments", IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, BUDAPEST, Hungary, May 2001.
- [72] IEC CEI 61000-4-30, 77A WG9 TF1.
- [73] D. Castaldo, D. Gallo, C. Landi, A. Testa: "A Time Domain Method for non-Stationary Disturbance Analysis". IEEE ICHQP'2002.
- [74] S. Dridi, B. Gouisse, S. Hasnaoui, H. Rezig, Coupling latency time to the throughput performance analysis on wireless CAN networks, International Multi-Conference on Computing in the Global Information Technology, 2006, p.39

17 Pubblicazioni specifiche inerenti la convenzione

- [1] G.Bucci, E.Fiorucci, F.Ciancetta, D.Gallo, C.Landi, M.Luiso, "Embedded Power and Energy Measurement System Based on an Analog Multiplier", *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, ISSN: 00189456, Volume: 62, Issue: 8 DOI: 10.1109/TIM.2013.2255989, Publication Year: 2013, Page(s): 2248 - 2257
- [2] F. Ciancetta, E. Fiorucci, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, "A Web Service Interface for a Distributed Measurement System Based on Decentralized Sharing Network", *Sensors & Transducers*, Vol. 153, No. 6, June 2013, pp. 209-218, ISSN 2306-8515, e-ISSN 1726-5479
- [3] G. Del Prete, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, "Real-Time Smart Meters Network For Energy Management", *ACTA IMEKO*, ISSN: 2221-870X, Vol 2, No 1 (2013), pp.40-48
- [4] D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, R. Morello, "Optimization of Experimental Model Parameter Identification for Energy Storage Systems", *Energies* 2013, 6(9), 4572-4590; doi:10.3390/en6094572, ISSN: 1996-1073
- [5] G. Bucci, E. Fiorucci, F. Ciancetta, M. Luiso, "A Measuring System for Micro Electric Power", *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, ISSN: 00189456, in press
- [6] D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, E. Fiorucci, "Survey on Voltage Dip Measurement in Standard Framework", *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, ISSN: 00189456, in press
- [7] G.Bucci, E.Fiorucci, F.Ciancetta, D.Gallo, C.Landi, M.Luiso, "Embedded Power and Energy Measurement System Based on an Analog Multiplier", *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, ISSN: 00189456, Volume: 62, Issue: 8 DOI: 10.1109/TIM.2013.2255989, Publication Year: 2013, Page(s): 2248 - 2257
- [8] F. Ciancetta, E. Fiorucci, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, "A Web Service Interface for a Distributed Measurement System Based on Decentralized Sharing Network", *Sensors & Transducers*, Vol. 153, No. 6, June 2013, pp. 209-218, ISSN 2306-8515, e-ISSN 1726-5479
- [9] G. Del Prete, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, "Real-Time Smart Meters Network For Energy Management", *ACTA IMEKO*, ISSN: 2221-870X, Vol 2, No 1 (2013), pp.40-48
- [10] D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, R. Morello, "Optimization of Experimental Model Parameter Identification for Energy Storage Systems", *Energies* 2013, 6(9), 4572-4590; doi:10.3390/en6094572, ISSN: 1996-1073
- [11] G. Bucci, E. Fiorucci, F. Ciancetta, M. Luiso, "A Measuring System for Micro Electric Power", *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, ISSN: 00189456, in press
- [12] D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, E. Fiorucci, "Survey on Voltage Dip Measurement in Standard Framework", *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, ISSN: 00189456, in press
- [13] G. Aurilio, G. Crotti, D. Gallo, D. Giordano, C. Landi, M. Luiso, "MV divider with fiber optic insulation", *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems*, September 25-27 2013, Aachen, Germany
- [14] G. Aurilio, M. Balato, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, M. Vitelli, "Design and characterization of a HMPPT technique for PV applications", *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems*, September 25-27 2013, Aachen, Germany
- [15] D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, A. Rosano, "Experimental Validation of Mathematical Models of Storage Systems for Smart Grids", *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems*, September 25-27 2013, Aachen, Germany
- [16] D. Gallo, G. Graditi, M. Luiso, V. Cigolotti, C. Landi, "Analysis of communication protocols used in Smart Meter networks", *Proceedings of 2014 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference*, Montevideo, Uruguay, May 12, 2014, in press
- [17] D. Gallo, G. Graditi, M. Luiso, C. Landi, "Low cost combined voltage and current transducers for Smart Meters", *Proceedings of 2014 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference*, Montevideo, Uruguay, May 12, 2014, in press
- [18] D. Gallo, G. Graditi, M. Luiso, C. Landi, "A Smart Meter network for the management of active energy grids", *Hindawi Journal of Electrical and Computer Engineering*, in press

18 Curriculum scientifico del gruppo di lavoro impegnato nell'attività

Carmine Landi è nato a Salerno nel 1955. Ha conseguito la laurea in ingegneria elettrica nel 1981 presso l'Università di Napoli (Italia). È stato ricercatore di Misure Elettriche dal 1983 al 1992 presso l'Università di Napoli, Professore Associato di Misure Elettriche ed Elettroniche presso l'Università di L'Aquila dal 1992 al 1999, e professore ordinario dal 1999 al 2002 presso la stessa università. Dal 2002 è Professore Ordinario presso la Seconda Università degli studi di Napoli. Dal 1998 è membro del comitato scientifico della collana editoriale Automazione delle Misure e Controllo edita dalla Franco Angeli. Dal 2001 è revisore di progetti di ricerca di rilevante interesse nazionale. Nel 2002 è stato inserito nell'albo degli esperti del MIUR per la valutazione di progetti di ricerca e sviluppo precompetitivo. Da ottobre 2007 è Presidente del CT 85/66-Strumentazione di misura, di controllo e da laboratorio del CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). Da novembre 2009 è Presidente del Consorzio Interuniversitario MeSE. di ricerca - Metriche e tecnologie di misura sui Sistemi Elettrici. È responsabile scientifico di importanti progetti di ricerca e sviluppo industriale finanziati da MiSE e MIUR. È revisore delle più importanti riviste internazionali del settore Misure (IEEE Trans. on Instrumentation and Measurements, Measurement, Sensors and Interface, etc.). È autore di più di trecento lavori scientifici pubblicati su riviste internazionali e nazionali ed in atti di congressi internazionali e nazionali.

Daniele Gallo è nato a S. Maria Capua Vetere (CE) il 04/08/1974. Si laurea in Ingegneria Elettronica il 30 Marzo 1999 presso la Seconda Università degli Studi di Napoli, con voti 110/110 e lode. Consegue il titolo di Dottore di Ricerca in "Conversione dell'Energia Elettrica", presso la Seconda Università degli Studi di Napoli il 20 novembre 2003 con eccellente giudizio della commissione esaminatrice. Dal 2008 è ricercatore Universitario e professore aggregato del settore scientifico disciplinare ING-INF/07. Vincitore del primo premio nell'ambito della "IEEE Power Engineering Society 2001 Winter Meeting Student Poster Competition". Vincitore del primo premio per la migliore tesi di dottorato nell'ambito della selezione per "Best Thesis Awards in Power Engineering". Dal 2002/03 è stato docente di vari insegnamenti quali "Sistemi Automatici di Misura Laurea", "Misure per la Diagnostica di Componenti e Sistemi", "Misure per la Produzione e l'Automazione Industriale" per dei corsi di Laurea di Ingegneria Elettrica ed Ingegneria Elettronica di diverse facoltà quali l'Università degli studi de L'Aquila; Seconda Università degli Studi di Napoli, l'Università degli Studi di Napoli "Federico II. Autore di numerose pubblicazioni scientifiche tra cui: 1 standard internazionale; 27 lavori scientifici pubblicati su riviste internazionali. È revisore delle più importanti riviste internazionali del settore Misure (IEEE Transaction on Instrumentation and Measurements, Measurement, etc.) e dei progetti scientifici di interesse nazionale.

Mario Luiso è nato a Napoli (NA) il 06/07/1981. Si laurea in Ingegneria Elettronica con votazione di 110/110 e Lode, Dottorato di Ricerca in "Conversione dell'Energia Elettrica" XX Ciclo. Dopo il dottorato di ricerca, dal 2008 ad oggi è stato titolare di diversi assegni di ricerca ed incarichi di collaborazione coordinata e continuativa, presso il Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione della Seconda Università degli Studi di Napoli, il Centro Interdipartimentale di Tecnologie per la Diagnostica Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile dell'Università degli Studi del Sannio, il Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università degli studi di Napoli Federico II. È autore di: 21 Pubblicazioni su riviste internazionali, 44 Pubblicazioni su atti di conferenze internazionali. Ha conseguito il "Premio Nazionale di Cultura Luigi Casati" per migliore tesi di laurea nel settore scientifico, conferito dall'ONAOISI; ed il "Diploma d'Onore" per la tesi di Dottorato di Ricerca dall'Accademia Ercolanese. È membro della Instrumentation and Measurement Society dell'IEEE.

Le principali tematiche di ricerca affrontate dal gruppo di ricerca riguardano: a) La messa a punto di metodi di misura innovativi per la caratterizzazione, collaudo e diagnostica di componenti, apparecchiature e sistemi elettrici ed elettronici; b) la progettazione, realizzazione e sviluppo di strumenti di misura a microprocessori con architetture innovative, idonee a funzionare in tempo reale; c) i metodi, i componenti ed i sistemi per la misura della potenza ed energia in regime distorto e la valutazione della qualità dell'alimentazione elettrica; d) caratterizzazione di componenti e di impianti dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; e) lo sviluppo di tecniche e dispositivi per la caratterizzazione e l'ottimizzazione delle prestazioni dei sistemi elettrici di potenza; f) la realizzazione di trasduttori di tensione e corrente ad alta precisione e larga banda per la misura di potenza elettrica e della sua qualità.