



## UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Corso di Dottorato di Ricerca in Energia e Tecnologie dell'Informazione  
Dipartimento di Energia, Ingegneria dell'Informazione e Modelli Matematici (DEIM)  
Settore Scientifico Disciplinare – ING/INF07 – Misure Elettriche ed Elettroniche.

### STUDIO, PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DI SISTEMI DI MISURA, DI CONTROLLO E DI COMUNICAZIONE DEDICATI ALLE SMART GRIDS

IL DOTTORE  
**SALVATORE GUAIANA**

IL COORDINATORE  
**PROF. MAURIZIO CELLURA**

IL TUTOR  
**PROF. ANTONIO CATALIOTTI**

IL CO TUTOR  
**DOTT. DARIO DI CARA**

# Indice

<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>5</b>
<b>1 CAPITOLO 1: SISTEMI INTELLIGENTI DI MISURA PER LE SMARTGRID.....</b>	<b>9</b>
<b>1.1 Introduzione.....</b>	<b>9</b>
<b>1.2 La gestione delle smart grid: l'uso di dispositivi intelligenti.....</b>	<b>10</b>
<b>1.3 La Generazione Distribuita .....</b>	<b>11</b>
<b>1.4 Problemi legati alla Generazione Distribuita.....</b>	<b>13</b>
<b>1.5 Sistemi di comunicazione per le Smart Grid.....</b>	<b>14</b>
<b>1.6 La Power Line Communication .....</b>	<b>15</b>
<b>1.7 Sistema di misura distribuito.....</b>	<b>16</b>
<b>2 CAPITOLO 2: PIATTAFORME HARDWARE PER SISTEMI DI MISURA DISTRIBUITI PER LE SMART GRID .....</b>	<b>21</b>
<b>2.1 Schede di sviluppo per le comunicazioni PLC nelle smart grid .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2 Le schede di sviluppo utilizzate.....</b>	<b>22</b>
2.2.1 L'STEVAL-IPP001V2.....	22
2.2.1.1 Il blocco E-Meter.....	23
2.2.1.2 La sezione di comunicazione PLC .....	26
2.2.1.3 La sezione metrologica: la Demo Kit Board.....	28
2.2.1.4 Applicazioni dell'STEVAL-IPP001V2 .....	35
2.2.2 L'EVALKIT STCOMET10-1 .....	38
2.2.2.1 La sezione di elaborazione e calcolo.....	39
2.2.2.2 La sezione di comunicazione PLC .....	40
2.2.2.3 La sezione metrologica.....	41
2.2.2.4 Possibili applicazioni dell'EVALKIT STCOMET10-1 .....	45
2.2.3 L'EVALKIT ST8500.....	46
2.2.3.1 La scheda madre STM32 .....	48
2.2.3.2 Il modulo ST8500.....	49
2.2.3.3 Possibili applicazioni dell'EVALKIT ST8500 .....	51
2.2.4 Le tre schede a confronto .....	52
<b>2.3 Strumenti software per la progettazione.....</b>	<b>53</b>
2.3.1 Ambiente di sviluppo: IAR Embedded Workbench .....	53
<b>3 CAPITOLO 3: COMUNICAZIONE POWER LINE IN RETI DI MEDIA TENSIONE</b>	<b>57</b>
<b>3.1 Introduzione.....</b>	<b>57</b>
<b>3.2 La normativa CENELEC.....</b>	<b>58</b>
<b>3.3 Le tecniche di modulazione utilizzate nella comunicazione PLC.....</b>	<b>59</b>
3.3.1 La modulazione PSK .....	61
3.3.2 La modulazione PSK + OFDM.....	63
<b>3.4 Soluzioni per la comunicazione PLC in rete MT .....</b>	<b>64</b>
3.4.1 L'idea di un nuovo accoppiatore per la PLC: Progettazione e Modellizzazione.....	67
3.4.2 Descrizione della scheda di interfaccia del VDS.....	71
<b>3.5 Caratterizzazione della scheda d'interfaccia in banda CENELEC e fino a 200kHz.....</b>	<b>73</b>
3.5.1 Risultati dei test in laboratorio in banda CENELEC A.....	75
3.5.2 Risultati dei test in laboratorio in banda CENELEC B e fino a 200kHz.....	80
<b>3.6 Prove sperimentali sul campo .....</b>	<b>84</b>
3.6.1 Prove sperimentali su diverse topologie di rete MT .....	86
3.6.1.1 Prima topologia linea MT: cabina by-pass – cabina terminale.....	87
3.6.1.2 Seconda topologia di linea MT: cabina by-pass -- cabina by-pass.....	89
3.6.1.3 Terza topologia di linea MT: cabina nodale – cabina <i>by-pass</i> .....	91
3.6.1.4 Quarta topologia di linea MT: cabina nodale – cabina nodale.....	95

3.6.2	Prove sperimentali al variare della frequenza centrale .....	97
<b>4</b>	<b>CAPITOLO 4: PROTOTIPO DI UN SISTEMA DI MISURA DISTRIBUITO E SVILUPPO DI POSSIBILI FUNZIONALITA' .....</b>	<b>106</b>
<b>4.1</b>	<b>Un sistema di misura distribuito per reti MT/BT basato su comunicazione PLC .....</b>	<b>106</b>
4.1.1	Metering su rete MT/BT basato su un sistema di comunicazione PLC .....	108
4.1.2	Misure di Power Quality .....	110
4.1.2.1	Requisiti standard per le misure di Power Quality .....	111
4.1.2.2	L'implementazione delle misure di PQ sull'EVALKIT STCOMET10-1 .....	118
4.1.2.3	Prove sperimentali di Power Quality con EVALKIT STCOMET10-1 .....	124
4.1.3	L'analisi qualitativa del canale PLC .....	131
4.1.3.1	La misura dell'impedenza del canale PLC: sviluppo del <i>Line Impedance Calculator</i> .. .....	132
4.1.3.2	La misura della qualità della comunicazione: sviluppo del <i>PLC Field Analyzer</i> ....	141
<b>4.2</b>	<b>Architettura del prototipo proposto del sistema di misura distribuito ...</b>	<b>143</b>
	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>144</b>
<b>5</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>146</b>

## INTRODUZIONE

L'attività di ricerca descritta nella presente tesi di dottorato si inquadra nell'ambito dello sviluppo di nuove tecnologie e sistemi di misura di tipo distribuito per la gestione delle smart grids, il miglioramento dei livelli di power quality e l'integrazione della generazione distribuita (GD) e dei sistemi di accumulo (SA) da fonti di energia rinnovabili nelle reti di distribuzione.

In particolare, la crescente presenza di GD nelle reti a media e bassa tensione (MT/BT) crea possibili criticità per la protezione e l'automazione della rete, la qualità del servizio, la regolazione di tensione, etc. Nello specifico nascono diverse problematiche quali variazioni di tensione e di frequenza, problemi di power quality e aumento dei disturbi in rete (quali ad esempio la distorsione armonica), nonché la possibilità di inversione dei flussi di energia e problematiche di sicurezza, quali ad esempio quelle relative al fenomeno dell'islanding.

Per far fronte a tali problematiche e permettere l'incremento e l'integrazione sostenibile e sicura della generazione distribuita, un ruolo importante spetta ai sistemi di monitoraggio, automazione, e protezione delle reti di distribuzione. In tal senso, è necessario sviluppare nuove modalità di gestione delle reti, attraverso l'impiego di avanzate tecnologie di misura e comunicazione che, partendo dalle tipiche funzioni dello smart metering (telelettura dei consumi energetici, scambio di informazioni tra consumatori, distributori e produttori, ecc.), e attraverso un'opportuna infrastruttura di comunicazione, possano consentire l'implementazione di nuove funzioni di gestione, monitoraggio, protezione e controllo delle smart grids e la piena integrazione della GD nelle reti elettriche.

Ciò significa far riferimento ad un'infrastruttura o strato ICT (*Information and Communication Technology*) affiancato alla rete elettrica che metta in comunicazione i "punti di produzione" dislocati in rete con il Distributore, in modo tale da consentire il controllo remoto della GD e dei SA e realizzare una gestione efficiente e sicura delle reti di distribuzione nelle diverse possibili condizioni di esercizio.

L'attività di ricerca, proprio in riferimento a quanto precedentemente descritto e come meglio sarà spiegato nel *Capitolo 1*, ha avuto l'obiettivo di proporre soluzioni innovative al fine di creare un'infrastruttura di misura e comunicazione intelligente, in grado di gestire le informazioni riguardanti le misure delle grandezze della rete MT e BT, e sulla base di queste, consentire l'implementazione delle opportune azioni di controllo della rete. In questo scenario la scelta della tecnologia di comunicazione ha un ruolo fondamentale, e data la sua capillarità non può prescindere dal considerare i relativi

costi di gestione da parte del Distributore. Proprio per questo, si è concentrata l'attenzione sulla tecnologia PowerLine Communication.

Più in dettaglio, la ricerca ha riguardato lo sviluppo di sistemi innovativi di misura, controllo e comunicazione per le smart grids, con particolare riferimento a:

1. dispositivi innovativi ad intelligenza distribuita per la realizzazione di una smart grid (sistemi di protezione, automazione e comunicazione con l'utente attivo e il Distributore, dispositivi di misura, sistemi di comunicazione, etc. );
2. sistemi di telecomunicazione che consentano lo scambio di misure tra i diversi dispositivi installati nella rete, con particolare riferimento alla power line communication;
3. integrazione delle soluzioni di cui sopra per la realizzazione di sistemi di misura distribuiti e tecniche innovative per il monitoraggio, la telegestione, la protezione delle reti e della power quality.

In riferimento al primo punto della ricerca, la fase di sviluppo di dispositivi innovativi si è concentrata sulla possibilità di adattare soluzioni a basso costo quali quelle originariamente destinate ad applicazioni in ambito smart metering. Nello specifico sono state considerate tre schede di sviluppo, l'STEVAL IPP001V2, l'EVALKIT STCOMET10-1 e l'EVALKIT ST8500 accomunate dall'integrazione a bordo di un transceiver PLC per le comunicazioni in rete BT. Queste tre schede di sviluppo, prodotte principalmente per applicazioni smart metering basate su tecnologia di comunicazione PLC, sono dettagliatamente descritte nel *Capitolo 2* ove, in particolare, ne viene giustificata la scelta mettendo anche in risalto le varie peculiarità che sono affini alle particolari applicazioni oggetto di studio. Per le suddette schede, nel lavoro di tesi sono stati sviluppati nuovi firmware per l'implementazione delle funzioni di misura e comunicazione descritte nei *Capitoli 3 e 4*.

Per quanto riguarda il secondo punto, è stato studiato un sistema di comunicazione power line sulla rete di media tensione mediante l'utilizzo di un innovativo prototipo di accoppiatore basato sull'impiego del divisore capacitivo del VDS (*Voltage Detecting System*) e di opportune schede di interfaccia, e se ne è verificata la fattibilità, permettendo così di escludere l'utilizzo di accoppiatori dedicati abbassando notevolmente i costi. In particolare, come descritto nel *Capitolo 3*, l'innovativo sistema di accoppiamento sfrutta la presa del dispositivo di presenza rete del VDS evitando così modifiche del quadro MT della cabina secondaria e annullando anche i problemi legati all'interruzione del servizio per le operazioni di installazione.

Inoltre, realizzando una comunicazione PLC tramite l'iniezione di segnale sulla rete MT, il trasferimento di informazioni non necessita più l'utilizzo di tecnologie di comunicazione GSM e Wireless che sono un onere dal punto di vista economico del Distributore. In particolare, l'attività condotta ha riguardato lo sviluppo delle schede di interfaccia per connettere i transceiver PLC di cui al punto precedente alla rete di media tensione attraverso il VDS. Nel *Capitolo 3* sono altresì riportate le prove eseguite e i risultati ottenuti sia in laboratorio che in campo, i quali dimostrano la fattibilità del sistema di comunicazione PLC proposto sulla rete MT. I test sono stati eseguiti, presso il laboratorio di Misure Elettriche ed Elettroniche del DEIM, e, per le prove sperimentali in campo, presso le reti MT dell'Isola di Favignana e di Ustica. Nello specifico il sistema di comunicazione proposto è stato testato su diverse configurazioni di rete MT e per diverse frequenze centrali nella banda CENELEC e fino a 200kHz.

Per quanto riguarda la terza parte dell'attività di ricerca, si è proposta l'architettura di un sistema di misura distribuito basato sulla comunicazione PLC su reti MT/BT e sull'utilizzo delle già citate piattaforme hardware di misura low cost presentate nel *Capitolo 2*. Come descritto nel *Capitolo 4*, la fattibilità di tale architettura è stata verificata attraverso diversi test di comunicazione condotti in campo sulla rete MT/BT dell'Isola di Favignana. Inoltre, sulle suddette schede di sviluppo EVALKIT STCOMET10-1 e EVALKIT ST8500, già dotate delle funzioni di metering tipiche dei classici smart meter, sono state sviluppate, implementate e testate sperimentalmente ulteriori funzionalità quali l'esecuzione di misure di *Power Quality* e l'*analisi qualitativa del canale di comunicazione* sulla rete BT, realizzando così dei prototipi di *innovative smart meter*, integrabili nell'architettura di misura proposta.

L'attività di ricerca testè descritta e condotta nell'ambito del dottorato di ricerca costituisce il follow-up di alcune attività svolte dall'ing. Guaiana nell'ambito di precedenti collaborazioni tra il DEIM, l'INM-CNR (precedentemente denominato ISSIA) e l'STMicroelectronics. In particolare, l'ing. Guaiana prima dell'inizio del dottorato ha collaborato con il DEIM e l'INM-CNR nell'ambito di una borsa di studio (borse di studio post-lauream dal titolo "Studio teorico applicativo per lo sviluppo di dispositivi a microprocessore di interfaccia e di misura per applicazioni su smart grid", nell'ambito del Progetto "Serpico – Sviluppo E Realizzazione di Prototipi di Inverter per impianti fotovoltaici a Concentrazione"-PO-FESR Sicilia 2007/2013). Durante tale attività era stata studiata una prima soluzione prototipale per un dispositivo di

interfaccia per generazione distribuita. Tale attività ha costituito il punto di partenza per lo sviluppo dei dispositivi oggetto della tesi di dottorato.

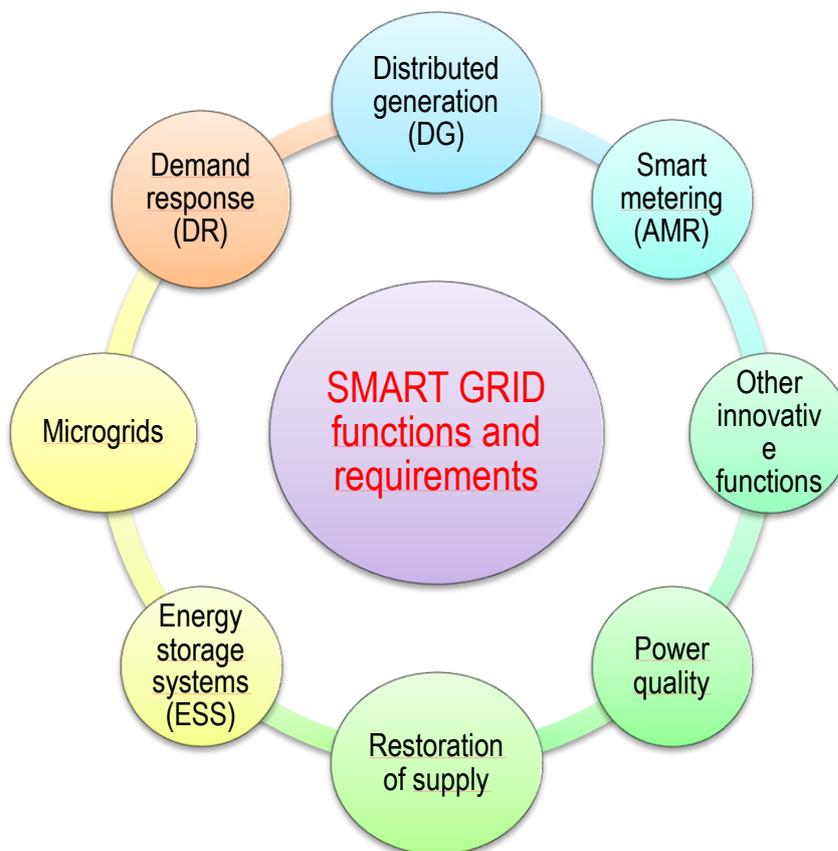
Le attività del dottorato sono state condotte in collaborazione con l'INM-CNR e la STMicroelectronics, in particolare nell'ambito di un contratto di ricerca finanziato da STMicroelectronics ("Smart grid"-Research contract STMicroelectronics S.r.l. – DEIM (rif. ST#2016-2206 PO Number 4000494849/Date 25.08.2017) e della convenzione operativa tra il DEIM ed l'INM-CNR aventi come oggetto lo studio di nuove infrastrutture informatiche per le smart grid [1].

La stretta collaborazione con STMicroelectronics, inoltre, ha permesso di realizzare parte dell'ultima fase delle attività di ricerca presso un proprio sito durante i sei mesi del periodo di ricerca all'estero previsto dal corso di dottorato. Nello specifico lo sviluppo, l'implementazione e le prove sperimentali della funzionalità dell'analisi qualitativa del canale descritti nel *Capitolo 4* sono stati realizzati presso i laboratori del sito dell'azienda STMicroelectronics (Grand Ouest) di Rennes, in Francia.

# CAPITOLO 1: SISTEMI INTELLIGENTI DI MISURA PER LE SMARTGRID

## 1.1 Introduzione

Lo sviluppo delle Smart Grids, specialmente a livello delle reti di distribuzione, ha un ruolo cruciale per l'incremento della generazione distribuita (GD) e lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili (FER). Infatti, le reti di distribuzione, grazie alla loro diffusione capillare sul territorio, se dotate di "intelligenza", possono consentire un migliore sfruttamento delle FER, contribuendo così al raggiungimento dell'obiettivo 20-20-20 fissato dal Consiglio Europeo (20% taglio delle emissioni di gas serra, 20% miglioramento dell'efficienza energetica, 20% aumento di fonti rinnovabili). Si evince quindi che la crescita della GD e delle tecnologie rinnovabili sono componenti essenziali verso uno sviluppo sostenibile capace di garantire una sicurezza della fornitura elettrica e della riduzione dei gas serra. Ciò può risultare possibile solo attraverso una sinergia tra le parti che caratterizzano una smart grid (*Fig. 1*).



*Fig. 1 La Smart Grid e le sue funzioni*

La realizzazione di una smart grid quindi richiede che le diverse parti del sistema siano dotate di intelligenza nelle fasi di generazione, trasmissione e distribuzione, consumo e utilizzo dell'energia elettrica. È infatti necessario ottimizzare l'esercizio delle diverse fonti di generazione distribuita in relazione alle condizioni della rete e alle caratteristiche dei consumi (smart generation) tramite una comunicazione bidirezionale fra impianti di produzione e sistema elettrico e la stabilizzazione della produzione degli impianti soprattutto da fonti rinnovabili (anche tramite sistemi di storage); è necessario garantire affidabilità, qualità e sicurezza delle reti, per mezzo di meccanismi di azione-reazione che coinvolgono sia la generazione che il consumo, tramite sistemi per la raccolta, l'elaborazione e la memorizzazione automatica dei dati sullo stato della rete e dei punti di prelievo e ottimizzazione dei carichi della rete (smart network); è necessario che l'utilizzatore assuma un ruolo attivo nel sistema tramite forme di monitoraggio e interazione con gli altri attori del sistema elettrico (smart metering and active demand). Per realizzare quanto sopra descritto uno degli elementi essenziali per lo sviluppo delle smart grids è l'evoluzione di opportuni sistemi intelligenti di misura, controllo e comunicazione dedicati, i quali svolgono un ruolo fondamentale per il corretto funzionamento delle reti e l'integrazione in esse della GD.

## **1.2 La gestione delle smart grid: l'uso di dispositivi intelligenti**

Il continuo aumento del livello di penetrazione della GD nelle reti di distribuzione impone delle modifiche nella gestione del sistema dovute alla trasformazione dello stesso da rete "passiva" a rete "attiva" (*Active Grid*). Tale evoluzione già identificata nel paragrafo precedente con il termine di *Smart Grid*, racchiude un insieme di strutture e modalità operative fortemente innovative in grado di far fronte ai numerosi potenziali problemi di gestione che tali impianti di generazione di energia da fonti rinnovabili possono provocare[2]

L'insieme di queste strutture e modalità operative innovative assumono la forma di una rete di informazione che affianca la rete di distribuzione elettrica gestendola in maniera "intelligente" sotto vari aspetti o funzionalità che mirano ad ottimizzare il trasporto e la diffusione dell'energia anche attraverso la redistribuzione di eventuali surplus.

Ciò significa far riferimento ad un'infrastruttura o strato ICT (*Information and Communication Technology*) affiancato alla rete elettrica che metta in comunicazione i "punti di autoproduzione" sulla rete di distribuzione con le centrali elettriche di grande potenza. Nello specifico poiché la penetrazione della GD avviene sulla rete di

distribuzione di media e bassa tensione questo strato ICT dovrebbe essere in grado di rendere possibile l'interazione tra i siti di GD e le grandi centrali elettriche di produzione puntando all'ottimale gestione della distribuzione dell'energia elettrica.

Gli ICT odierni non riescono ancora ad assolvere questo compito, tuttavia hanno un ruolo fondamentale nella riduzione dei consumi energetici e dei costi ad essi associati attraverso l'utilizzo di dispositivi intelligenti quali gli smart meter. Questi, ovvero, contatori e apparecchi di misura intelligenti forniscono in tempo reale i consumi energetici negli edifici, consentendo opportunità di risparmio energetico sia da parte dei singoli clienti, che da parte dei distributori di energia. I contatori intelligenti permettono di analizzare infatti i dati in molti modi diversi, per esempio è possibile visualizzare una lettura del consumo di potenza istantanea, o quanta energia è stata utilizzata per un certo periodo, consentendo consumi effettivi da determinarsi su base mensile. Questo può contribuire a ridurre sensibilmente i picchi di consumo dell'energia, distribuendo la domanda in maniera uniforme all'interno della giornata e della settimana.

Gli *smart meter* oltre a collezionare un'elevata quantità di dati relativi al consumo dell'energia, attraverso un sistema di comunicazione integrato basato su PLC (Power Line Communication) permettono la connessione diretta tra l'utilizzatore e il distributore con la quale avviene un trasferimento di informazioni. Sulla base di queste caratteristiche l'utilizzo di una strategia analoga a quella già implementata per lo smart metering, può facilitare ed ottimizzare opportunamente la penetrazione della GD in quanto il distributore può essere messo in comunicazione diretta con il sistema di generazione, permettendo attraverso, ad esempio, il trasferimento di precisi comandi una puntuale gestione di un gran numero di piccoli e piccolissimi impianti a fonti rinnovabili distribuiti nel territorio.

### **1.3 La Generazione Distribuita**

L'obiettivo di un migliore utilizzo dell'energia primaria, unitamente ad una maggiore attenzione agli aspetti di impatto ambientale trova nella crescita della GD e nelle FER quelle componenti essenziali verso uno sviluppo sostenibile.

Sia dal quadro normativo internazionale che da quello nazionale è possibile parlare di Generazione Distribuita quando si fa riferimento ad un nuovo modello di produzione e distribuzione di energia che si integra alle reti elettriche esistenti di distribuzione attraverso la connessione di piccoli-medi impianti (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW). Secondo quanto riportato in [3] le unità di GD devono realizzare le seguenti funzioni:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica molto frequentemente, in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

Attraverso le funzioni sopra riportate, la GD, quindi, può essere in grado di contribuire a ridurre la necessità d'investimenti e d'infrastrutture per aumentare la capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione fornendo allo stesso tempo una maggiore affidabilità e una miglior qualità elettrica. Questi due ultimi elementi si traducono ad esempio nella capacità di ridare potenza in tempi brevi ad una rete utente ed in un prossimo futuro ad isole di distribuzione, riducendo i rischi e gli effetti di possibili blackout.

Poiché la GD si basa sullo sfruttamento di diverse tecnologie a fonte rinnovabile, è essenziale che l'integrazione in rete di quest'ultime avvenga attraverso la disponibilità di sistemi di accumulo che siano caratterizzati da un basso costo e da una lunga durata, implementando anche nuove funzioni di controllo supportate da innovative tecnologie informatiche e di comunicazione.

L'impiego delle GD implica il necessario passaggio dal tradizionale sistema elettrico "passivo", in cui il flusso di potenza è mono-direzionale, ad un sistema elettrico 'attivo' caratterizzato da flussi di potenza bi-direzionali. Ciò comporta la necessità di una maggiore flessibilità nel controllo e nella protezione della rete elettrica e pone problematiche nuove. In particolare i distributori vengono posti di fronte a consistenti problemi di pianificazione e gestione della rete, con conseguente necessità di ricorrere a nuovi standard per poter superare i limiti odierni trasformando le reti da passive in attive. In conclusione, quindi, bisogna trovare degli strumenti (nuove architetture di gestione) che siano in grado di sfruttare i vantaggi, limitando i problemi tecnici associati alla connessione della GD nelle reti di distribuzione.

## 1.4 Problemi legati alla Generazione Distribuita

Sulla base di quanto è stato introdotto nei paragrafi precedenti è possibile dedurre che la trasformazione della rete da passiva ad attiva può causare, proprio per la possibilità di inversioni del flusso di potenza, forti criticità per la rete e per gli utenti. Attualmente, le reti non sono ancora in grado di gestire un'inversione del flusso di potenza perché il distributore non può intervenire sui generatori distribuiti in caso di emergenza, per operarne il distacco o per chiedergli di partecipare alla regolazione di tensione. Infatti, il distributore non ha una rete di comunicazione per controllare i generatori distribuiti, gli attuali sistemi di interfaccia (SI) non sono gestibili da remoto e la rete manca di "intelligenza distribuita". Un altro problema nel passaggio del funzionamento della rete di distribuzione da passiva ad attiva è il verificarsi di situazioni di funzionamento in isola (islanding). Il fenomeno si manifesta quando si ha il distacco di una porzione di rete, che tuttavia continua ad essere alimentata dalla GD, in presenza di equilibrio tra questa e il carico. Tali situazioni possono provocare forti problemi di sicurezza (isola indesiderata). D'altra parte sta assumendo sempre maggior interesse la possibilità di far operare la GD in isola "intenzionale", consentendo quindi una maggiore flessibilità della rete e una migliore continuità del servizio in caso di guasti. Anche in questo caso è comunque essenziale che i SI possano riconoscere la condizione di islanding, in modo da poter controllare opportunamente la GD e garantire le necessarie funzioni di regolazione di tensione e frequenza. Da quanto detto, emerge come sia necessario migliorare la gestione della GD e dei relativi sistemi di protezione di interfaccia (che risultano non affidabili e non efficienti), per consentire una più ampia diffusione della GD nelle reti di distribuzione. Una migliore operatività delle protezioni di interfaccia si potrebbe ottenere solo con l'implementazione di adeguate tecniche di comunicazione.

Sul fronte normativo un primo passo è stato compiuto con la nuova Norma CEI 0-21[3] (e successive varianti) in cui sono stati introdotti i requisiti costruttivi e funzionali per i dispositivi di protezione legati alla presenza di segnali di comunicazioni da parte del Distributore. In tale norma non sono però definite le caratteristiche e le modalità di trasmissione ed elaborazione dei segnali di comunicazione, né sono previste funzionalità avanzate di misura e controllo.

La penetrazione di GD nel sistema elettrico di distribuzione è quindi ancora soggetta a una serie di criticità. Risulta evidente quindi che il vettore di comunicazione renderebbe possibile l'implementazione di nuove logiche di controllo e protezione che consentirebbero in primis la possibilità di disconnettere repentinamente i GD in caso di

intervento delle protezioni di cabina primaria, al fine di evitare la formazione di isole indesiderate o l'alimentazione, da parte della GD, di un possibile guasto. Inoltre sarebbe possibile sviluppare nuovi sistemi di misura e di interfaccia, implementando logiche basate sulla comunicazione, che consentirebbero una reale integrazione della GD nel sistema elettrico ed una gestione intelligente ed automatica della rete.

### **1.5 Sistemi di comunicazione per le Smart Grid**

L'implementazione sui sistemi della GD, di un certo numero di funzioni rapide per l'automazione ed il controllo remoto, il riconoscimento e l'isolamento dei guasti, il ripristino del servizio, la regolazione della tensione, il monitoraggio della qualità della potenza, la protezione anti-islanding, può avvenire sicuramente tramite lo scambio di una grande mole di informazioni richiedendo quindi il coinvolgimento di una grande varietà di tecnologie di comunicazione quali le comunicazioni cablate ed in fibra ottica, le comunicazioni wireless (CDMA, GSM, GPRS, UMTS, WiMAX, HiperLAN etc.), le comunicazioni radio, le wireless local area networks (WLAN, WiFi, ZigBee, etc.) e le power line communications. L'interesse si è concentrato proprio su quest'ultima tecnologia.

La power line communication nelle reti elettriche di bassa tensione è già da tempo impiegata in alcuni stati europei ed extraeuropei per la telelettura dei contatori e per alcune funzioni di monitoraggio remoto. Ad esempio in Italia, il sistema di tele-lettura dei contatori prevede l'utilizzo di un concentratore posto nelle cabine di trasformazione MT/BT che interroga i contatori degli utenti serviti dalla cabina.

Attualmente le tipologie di tecnologie PLC in uso sono tre[4]:

- Ultra Narrow Band (UNB): tecnologia operante con velocità di scambio dati molto basse (circa 100 bps) e in una banda di frequenze molto basse (0.3-3kHz) o nella banda di frequenze 30-300 kHz;
- Narrowband (NB): tecnologia operante nella banda di frequenza 3-500 kHz, che include la banda CENELEC 3-148.5 kHz, la banda USA FCC (Federal Communications Commission) 10-490 kHz, la banda Giapponese ARIB (Association of Radio Industries and Businesses) 10-450 kHz, e la banda Cinese 3-500 kHz. La velocità di scambio dati dipende dalla tipologia di modulazione del segnale e dalla presenza di una o più portanti. In particolare si ha Low Data Rate con velocità di 0-30 kb/s e modulazioni single carriers dei tipi: FSK,

BPSK, PSK, SFSK, QAM. Oppure Medium Data Rate con velocità di 30 kb/s – 1 Mb/s e modulazioni multi carriers del tipo PSK + OFDM;

- Broadband (BB): tecnologia operante nella banda di frequenza 1.8-250MHz sviluppata per applicazioni che necessitano di accesso ad internet e velocità di scambio dati superiore a 1 Mbps.

## 1.6 La Power Line Communication

Le *Power Line Communication* (PLC, anche onde convogliate) si basano sulla trasmissione di informazioni che sfruttano, come mezzo fisico di comunicazione, le linee elettriche della rete di distribuzione dell'energia. Il principio di funzionamento mostrato in Fig. 2 si basa sulla sovrapposizione al flusso di potenza a bassa frequenza di un segnale a frequenza più elevata modulato con l'informazione da trasmettere. In ricezioni è prevista quindi la separazione dei due tipi di segnale attraverso una opportuna rete di filtraggio.

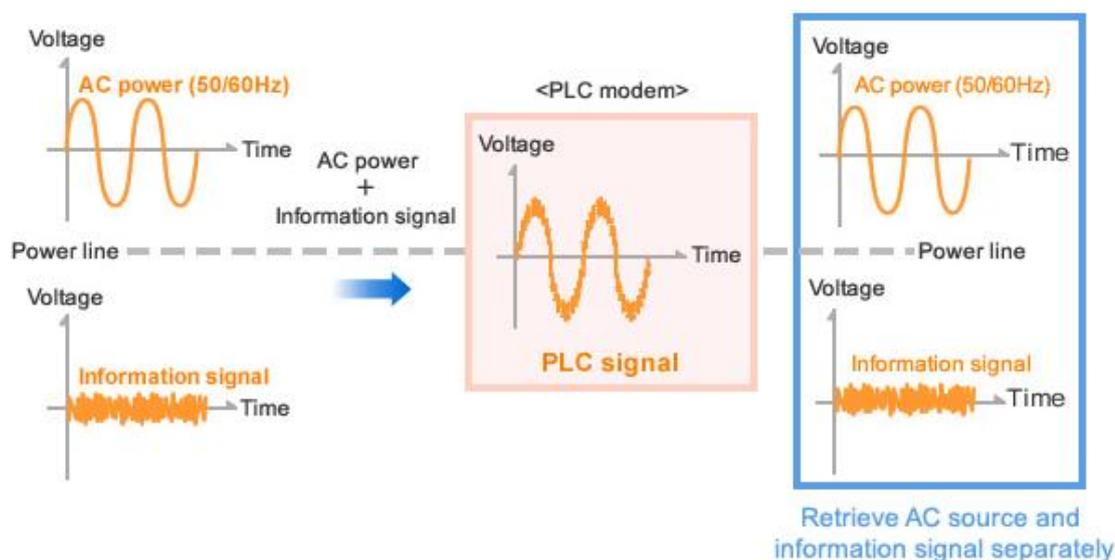


Fig. 2 Il segnale Power Line

Tra le citate tecnologie di comunicazione, la PLC quindi é l'unica cablata che ha un costo comparabile alle tecnologie wireless, poiché la rete di comunicazione è già presente (i cavi elettrici), ma che, a differenza di queste ultime, non prevede un costo di servizio. L'utilizzo delle soluzioni wireless o comunicazioni-radio, infatti, implica un accordo economico fra i fornitori di energia elettrica e quelli di comunicazione; al contrario, le tecnologie PLC non hanno costi di servizio le reti elettriche di distribuzione sono in genere di proprietà dei fornitori. Inoltre poiché le comunicazioni relative ai

servizi elettrici non scambiano grande quantità di dati, può essere sufficiente una connettività a velocità relativamente bassa, che può essere ottenuta utilizzando la tecnologia PLC a banda stretta[4].

Sulle base delle suddette considerazioni è ragionevole condurre un'indagine sulle potenzialità della tecnologia PLC che permetta di superare i suoi attuali limiti, nella prospettiva di un suo uso e di una sua integrazione nelle reti di comunicazione delle smart grid.

Già da tempo in ambito internazionale che nazionale le PLC vengono utilizzate nelle reti di bassa tensione per la lettura automatica (AMR) dei contatori di energia e nelle infrastrutture automatiche di misura (AMI). Tali applicazioni fanno uso di dispositivi dotati di ricetrasmittitori a singola portante e con diverse tipologie di modulazione tra le quali si citano la frequency shift-keying, (FSK), la binary phase shift-keying (BPSK), la quadrature phase shift-keying (QPSK) e la 8 phase shift-keying (8PSK). Per tali applicazioni, si usano PLC dati a bassa velocità a banda stretta (NB), funzionanti nelle bande CENELEC (3-148.5 kHz). Questa, infatti, è l'unica banda per PLC standardizzata disponibile in tutto il mondo.

Nonostante in letteratura, sono stati presentati molti studi sul comportamento ad alta frequenza delle linee aeree in alta tensione e dei cavi di bassa tensione, l'applicazione della tecnologia PLC nelle reti di media tensione (MT) è invece ancora sotto esame. Altre questioni ancora aperte sono la realizzazione di accoppiatori MT affidabili e la propagazione del segnale attraverso trasformatori di potenza. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, è opinione diffusa che l'impedenza del trasformatore, vista dai terminali MT, è così alta che il segnale resta confinato nella rete MT. Per le suddette ragioni, le PLC non sono ancora largamente usate in sistemi MT e vengono attualmente impiegate altre tecnologie di comunicazione (come GSM o Wireless), che richiedono costi supplementari per i servizi e per gli impianti.

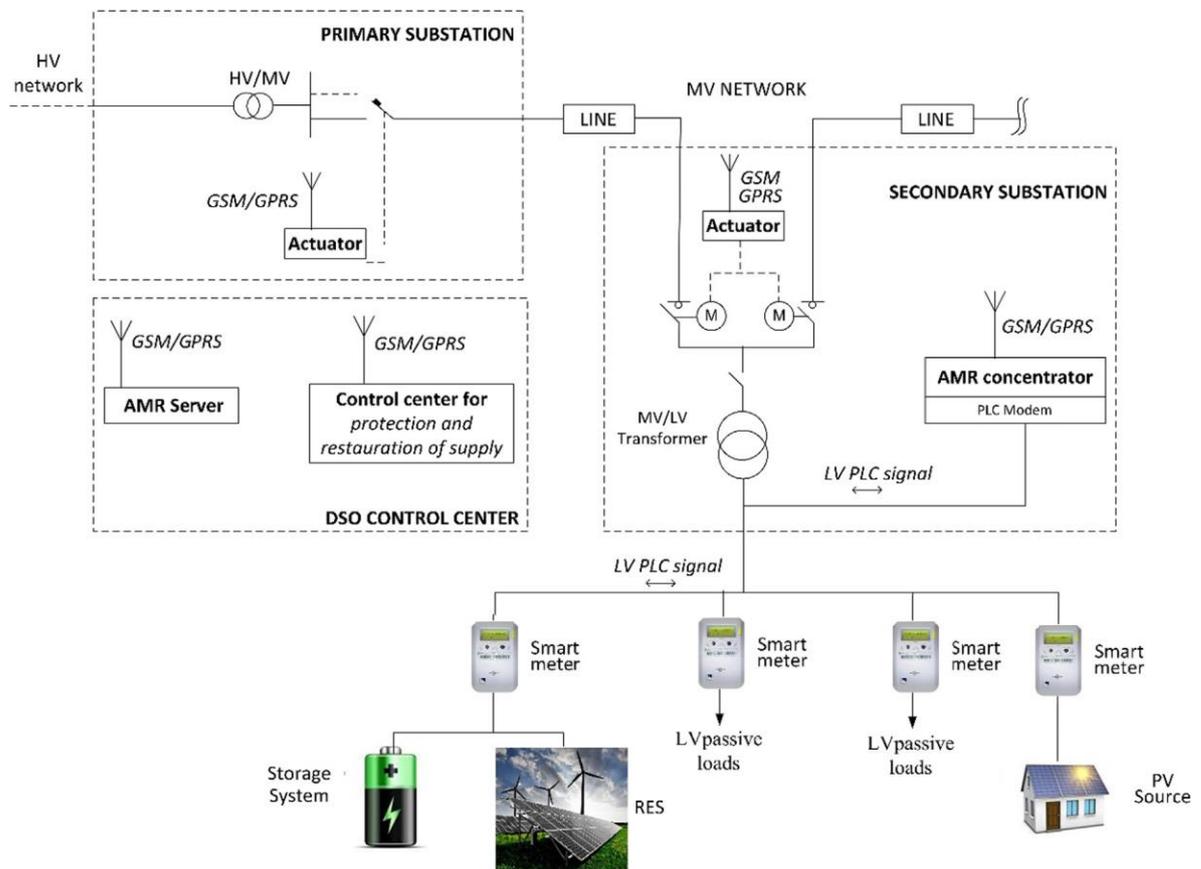
### **1.7 Sistema di misura distribuito**

Per intervenire in modo concreto sugli aspetti dello scenario appena descritto è sicuramente essenziale aumentare la quantità di misure e di informazioni che devono essere acquisite, trasferite, elaborate ed immagazzinate progettando un'infrastruttura basata su dispositivi di misura distribuiti connessi fra di loro attraverso la sinergia di diverse tecnologie di comunicazione. Questa nuova infrastruttura deve implementare nuove modalità di misura, comunicazione e controllo in modo da ottenere i seguenti risultati:

- conoscere lo stato della rete in più punti con misure distribuite, di basso costo ed accurate;
- comunicare tra i diversi punti di misura con un opportuno sistema di comunicazione;
- implementare innovative logiche di protezione di interfaccia che consentano il controllo remoto della GD da parte del distributore e la partecipazione attiva della GD stessa alla regolazione della rete.

Come precedentemente accennato un ruolo fondamentale per ottenere questi risultati lo avrebbero i sistemi di misura distribuiti i quali permetterebbero nuove modalità di interazione tra gli attori delle smart grid (i distributori, i carichi, la GD, i sistemi distribuiti di storage, il sistema AMR)[5], e l'introduzione di altre funzionalità (islanding detection, fault detection, power quality assessment)[6]-[14]. Inoltre una diffusione in larga scala delle tecnologie di misura intelligente (*innovative smart meter*) sarebbe necessaria per acquisire le informazioni le quali dovrebbero essere scambiate tra le parti attive della smart grid (i distributori, la GD, gli utilizzatori, etc) implementando anche in locale (lato customers) funzioni di power quality e analisi armonica. In questo scenario avrebbero un ruolo fondamentale i sistemi AMR che gestirebbero le nuove interazione tra i distributori e gli utenti connessi alla rete elettrica.

In molti paesi, tra cui l'Italia, le attuali architetture di misura distribuite implementano già l'uso di sistemi AMR. Lo schema di un'architettura di questo tipo è riportata in *Fig. 3*



**Fig. 3 Attuale architettura di un sistema di misura distribuito**

Come riportato nello schema di Fig. 3 ciascun utilizzatore è connesso alla rete di bassa tensione tramite uno smart meter che consente quindi di conoscere le informazioni sull'energia scambiata. In ciascuna cabina secondaria un sistema AMR immagazzina i dati ricevuti, tramite comunicazione PLC, dagli smart meter connessi sulla rete di bassa tensione. Questi dati, dopo essere elaborati, vengono trasferiti periodicamente al server AMR installato nel centro di controllo del distributore (DSO) attraverso comunicazione wireless (tipicamente GPRS). Si evince quindi che il distributore deve far fronte alle problematiche di natura economica e strutturale legate a questo tipo di comunicazione. Nello specifico l'utilizzo dei sistemi wireless o GSM può comportare l'uso di reti condivise con altri servizi; in questo caso l'interazione tra i diversi flussi di traffico può rendere variabili nel tempo le prestazioni e richiede strumenti opportuni per la gestione della qualità. Le reti basate su IP possono garantire una capacità minima di flussi anche in caso di congestione della rete, ma occorre comunque tenere conto dei costi dei servizi di comunicazione, in funzione dei requisiti di qualità richiesti.

Questi problemi potrebbero essere risolti pensando di implementare un sistema comunicazione PLC per i sistemi AMR sulla rete di media tensione.

I vantaggi che si otterrebbero con una soluzione del genere sarebbero i seguenti:

- un costo di installazione molto basso poiché la rete è già presente;
- controllo del canale PLC da parte del distributore garantendo così l'annullamento dei costi per i provider di comunicazione;
- immunità agli attacchi informatici;
- realizzazione di comunicazioni in zone periferiche e rurali in cui le altre tipologie di comunicazione non hanno accesso.

Sulla base delle considerazioni precedenti è possibile pensare di realizzare un sistema di misura distribuito attraverso:

- soluzioni facilmente installabili e di basso costo
- implementazione di nuove funzionalità su dispositivi di metering già presenti sul mercato
- sistema innovativo di comunicazione PLC sulla media tensione

Nei capitoli successivi del presente lavoro di ricerca è proposta una nuova configurazione in cui l'attuale architettura di misura distribuita presentata in *Fig. 3* viene modificata opportunamente tramite l'applicazione di innovative soluzioni hardware e software. I dispositivi considerati per queste nuove soluzioni sono riportati nel *Capitolo 2* in cui oltre ad una descrizione dettagliata ne è giustificata la scelta. Le soluzioni hardware e software opportunamente adattate permettono di affiancare o addirittura sostituire la comunicazione wireless tra gli AMR con quella PLC, presentata in §1.6, però in media tensione. L'iniezione del segnale PLC in rete di media tensione implica quindi l'uso di un accoppiatore e proprio per questo sarà proposto un innovativo sistema di accoppiamento che viene descritto nel *Capitolo 3*.

Nella nuova configurazione proposta i sistemi AMR vengono affiancati da concentratori che, attraverso la PLC sulla bassa, possono anche raccogliere informazioni e dati di misura provenienti dagli smart meter o dai sistemi di protezione di interfaccia della GD, introducendo in questa maniera nuove modalità di gestione e controllo. Questi nuovi concentratori sfruttano lo stesso hardware degli smart meter ma vengono adattati attraverso nuove implementazioni software.

La fattibilità del sistema di comunicazione di questa nuova infrastruttura è validata da numerosi test di laboratorio ed, ancor più importante, attraverso test sul campo che sono riportati nel seguito del presente lavoro. Inoltre sono integrate ulteriori funzionalità (power quality, analisi armonica, analisi qualitativa del canale, etc) che

possono essere implementate sui vari dispositivi installati nei vari livelli che compongono la nuova infrastruttura di misura distribuita (distributore, DG, utilizzatori, etc).

## **CAPITOLO 2: PIATTAFORME HARDWARE PER SISTEMI DI MISURA DISTRIBUITI PER LE SMART GRID**

### **2.1 Schede di sviluppo per le comunicazioni PLC nelle smart grid**

Nella realizzazione di un sistema di misura distribuito l'utilizzo di potenti piattaforme hardware dedicate sarebbe una scelta di pregio soprattutto grazie ai brevi tempi di elaborazione dell'informazione che aumenterebbero la velocità di gestione e di risoluzione delle possibili situazioni che si possono verificare sulla rete elettrica. Tuttavia l'uso di sistemi dedicati risulterebbe avere un impatto sui costi anche perché bisognerebbe corredarli di una sezione di sensori adeguata. Per questo cercare di sfruttare le tecnologie già esistenti e soprattutto già installate rappresenta sicuramente una soluzione efficiente. Inoltre se queste tecnologie si basano sull'utilizzo di microcontrollori, di moduli di comunicazione e sezioni metrologiche, è possibile modificare o implementare nuove funzionalità attraverso il solo sviluppo di nuovi firmware e software. Nello specifico, quindi, sarebbe possibile interfacciarsi con le tecnologie informatiche e di comunicazione già esistenti consentendo di intervenire sugli impianti regolando lo scambio sia di energia sia di informazioni. Inoltre grazie la presenza di microcontrollori sarebbe possibile garantire funzioni automatiche di controllo e di comando permettendo di intervenire velocemente in caso di problemi o guasti senza dover ricorrere all'intervento sul posto.

Alla luce delle considerazioni appena fatte possono sicuramente assolvere un ruolo importante gli Smart Meter, già impiegati largamente per la connessione degli utenti sulla rete di bassa tensione, in quanto, a parte essere sistemi a microcontrollore, includono un modulo di comunicazione costituito da un transceiver PLC per la telelettura da parte del distributore, e una sezione metrologica dotata di sensori e trasduttori per la misura dell'energia.

Nonostante il mercato proponga diverse soluzioni hardware che svolgono la funzione di smart meter, il riconosciuto successo con Enel in Italia, Iberdrola e Endesa in Spagna nel campo del metering e delle smart grid, ma soprattutto una collaborazione che si è svolta durante il periodo di dottorato e che ha coinvolto il tema di ricerca nell'ambito delle Smart Grid[15], hanno portato alla scelta di testare le potenzialità di tre schede di sviluppo STMicroelectronics. Le tre schede hanno in comune una discreta potenza di calcolo e una relativa semplicità con cui è possibile programmarle grazie a

diverso materiale informativo e tecnico (application note, datasheet) e librerie di programmazione messe a disposizione dal costruttore.

## **2.2 Le schede di sviluppo utilizzate**

Le schede di sviluppo che sono state utilizzate per il presente lavoro di ricerca fanno parte di una linea evolutiva di smart meter sviluppata dall'STMicroelectronics che ha come obiettivo la realizzazione di un sistema finale caratterizzato da:

- completa e semplice programmabilità della piattaforma hardware;
- implementazioni di comunicazioni PLC multistandard e multi-banda.
- incremento delle prestazioni a fronte di un minor consumo di energia;

Le schede che sono state oggetto di studio sono:

- L'STEVAL-IPP00V2
- L'EVALKIT STCOMET10-1
- L'EVALKIT ST8500

### **2.2.1 L'STEVAL-IPP001V2**

L'STEVAL-IPP001V2 è una scheda di sviluppo il cui utilizzo si è consolidato nel tempo ed è basata su microcontrollore STM32F10xxx, un modulo di comunicazione PLC costituito dal tranciever ST7580, e una sezione metrologica esterna per la misura dell'energia costituita dall'STPMC1.

L'STEVAL-IPP001V2 implementa un misuratore di energia che permette al distributore di monitorare i consumi di energia e altri parametri elettrici. Nello specifico i valori di tensione, corrente, potenza, energia attiva e reattiva e altre informazioni immagazzinate possono essere mostrate in locale attraverso un display oppure inviate al distributore tramite comunicazione PLC sulla rete di bassa tensione. L'STEVAL-IPP001V2 per svolgere a pieno le proprie funzionalità, come già accennato all'inizio, si avvale di una serie di moduli esterni, comunicanti attraverso diverse tipologie di connessione (UART, SPI), che verranno descritti nei prossimi paragrafi.

### 2.2.1.1 Il blocco E-Meter

Il blocco E-Meter è essenzialmente costituito dall' STEVAL-IPP001V2 schematicamente mostrato in Fig. 4. Esso implementa un modulo *PowerLine Modem (PLM) Smart-Meter* che permette di monitorare parametri elettrici su una o più fasi (tensione, corrente, potenza, fattore di potenza, THD, energia attiva e reattiva e altre informazioni) memorizzandoli in una memoria ed eventualmente visualizzandoli su un display LCD (installato sulla *board*) o inviandoli ad un concentratore dati attraverso le diverse interfacce di comunicazione (*PLM, Ethernet, ZigBee*).

La scheda include le seguenti funzioni:

- Misura dei parametri elettrici attraverso una scheda esterna metrologica;
- Power Line Communication con velocità fino a 28,8 kbps;
- Display LCD per visualizzare le informazioni sul consumo di energia;
- Connettività USB e RS232/IrDA;
- Modulo opzionale di comunicazione ZigBee/Ethernet;
- Supporto di modulo MEMS opzionale;
- Modulo di espansione per interfaccia smartcard.

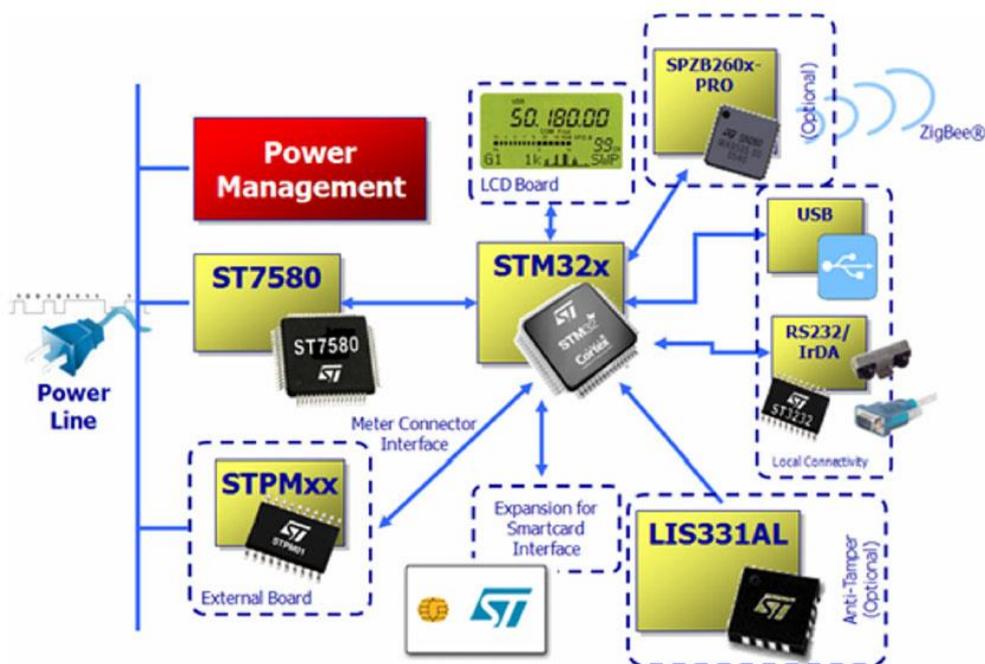


Fig. 4 Lo schema del blocco E-Meter

Le componenti hardware che compongono l' STEVAL-IPP001V2 sono:

- Un **microcontrollore STM32F103VE**, su cui è caricato il firmware dell'applicazione, basato su un processore a 32-bit ARM Cortex M3 con 72 MHz di frequenza, 512 kB di memoria flash e 64 kB di memoria SRAM.
- Un **modem PLC (ST7580)**, per la connettività power line del sistema, che consente una comunicazione attraverso la rete elettrica di bassa tensione. Esso è specificatamente sviluppato per le applicazioni di metering nella banda CENELEC A ma è anche adattabile per applicazioni di controllo remoto in banda CENELEC B e D. Il modem è una tecnologia *system-on-chip* costituita da due *core*: il *PHY processor* e il *Protocol controller*. Il *PHY processor* ha il compito di gestire l'incapsulamento del frame di tipo *Physical* implementando due differenti tipi di modulazione: modulazione FSK, fino a 9600 bps, e modulazione PSK con rate fino a 28,8 kbps. Il *Protocol controller* invece è in grado di fornire dei servizi di tipo *Data Linker*, ovvero servizi di correzione errori e di crypting/decrypting del frame trasmesso. La configurazione del modem e tutti i servizi associati possono essere gestiti dal microcontrollore STM32F103VE che ha il ruolo di *host* attraverso comunicazione seriale UART. L'ST7580 (Fig. 5) include anche al suo interno un front-end analogico costituito da convertitori A/D e D/A, dal controllo automatico del guadagno e da un amplificatore di potenza in grado di dare fino a 1A RMS di corrente in uscita durante la trasmissione.

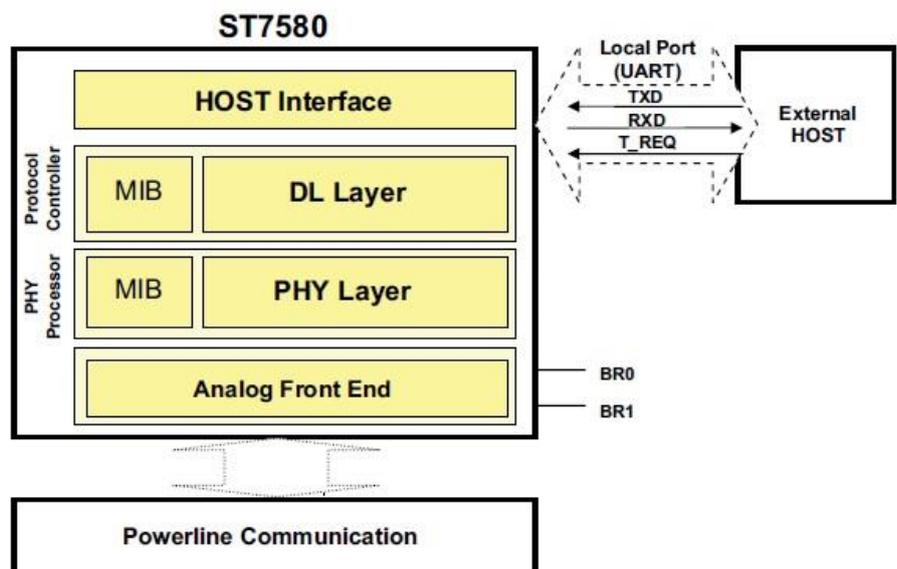


Fig. 5 Schema a blocchi dell'ST7580

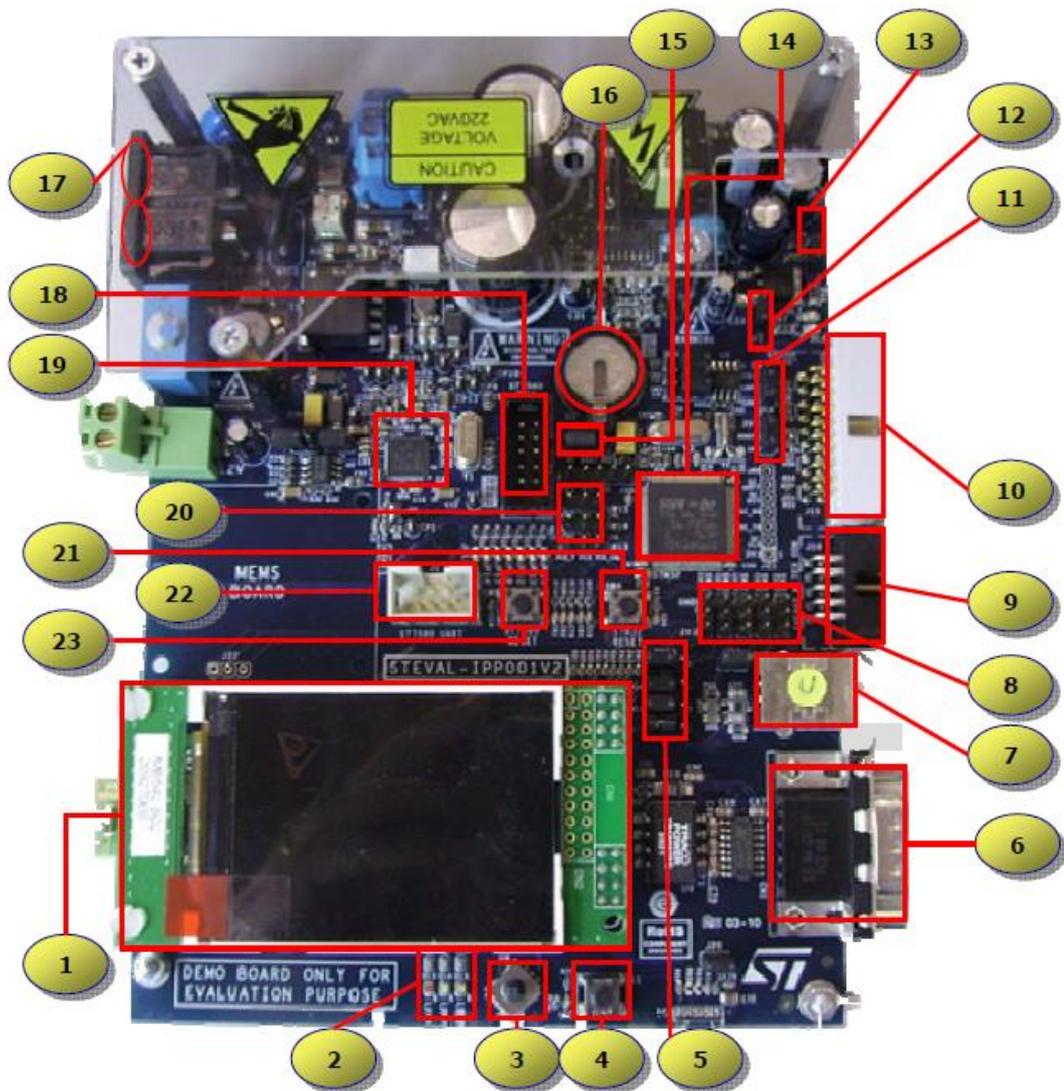
- Un **interfaccia di comunicazione seriale**, configurabile come RS232 isolata o IrDa
- Un **modulo per interfacciare delle smart card** che comprende 21 connettori per l'adattamento
- Un **connettore per collegare opzionalmente un modulo di comunicazione ZigBee** (Fig. 6). Il connettore supporta sia l'interfaccia di comunicazione SPI che UART. L'SPI1, utilizzato per il modulo ZigBee, è condiviso con il display LCD. In tale modalità, se l'SPI1 viene utilizzato come interfaccia, il display deve essere utilizzato in modalità emulazione da GPIO. La Tabella 3.8 mostra la mappatura delle risorse MCU usate;



*Fig. 6 Il modulo opzionale ZigBee*

- **Jumper di configurazione** (SW 19, 20, 21, 22, 23) usati per configurazioni general purpose;
- 1 **pulsante utente** (S1) ed 1 **joystick** (U8) usati per applicazioni utente;
- 1 **pulsante di reset per il microcontrollore** (SW4);
- 1 **pulsante di reset per l'ST7580** (SW1).

In Fig. 7 viene indicato il posizionamento delle varie componenti della STEVAL-IPP001V2 all'interno di essa.



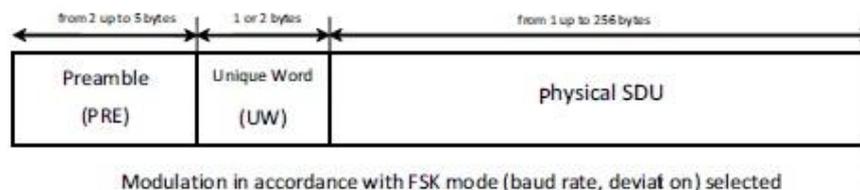
- |  |   |
|--|---|
| 1. TFT LCD Color display 320x240;  | 11. STM32 Boot configuration jumpers (SW7, SW9);          |
| 2. General purpose application Red, Green, Yellow leds;  | 12. Enable/disable DL2 led;                               |
| 3. General purpose appl. Joystick; switch meter user data;   | 13. Enable/disable DL1 led;                               |
| 4. General purpose user application button; switch the phase view on lcd from 3,R,S,T  | 14. STM32F103VET6 32-bit high density microcontroller;    |
| 5. Energy Meter configuration jumper(SW10) to use SPI-MISO or SPI-MOSI for data line; LCD configuration jumpers (SW16,SW17,SW18) to control LCD via SPI or GPIO; | 15. Battery enabled/disabled configuration jumper (SW12); |
| 6. RS232 USART connector;  | 16. Battery for STM32 VBAT supply;;                       |
| 7. USB connector;  | 17. 85V-256V board power supply.Suggested 110V-220Vac;    |
| 8. General purpose application configuration Jumpers (SW19,SW20,SW21,SW22,SW23);   | 18. ST7580 JTAG 10-pins connector;                        |
| 9. Energy meter external board connector (e.g.IPE010V1);   | 19. ST7580 Power Line Modem IC;                           |
| 10. STM32 JTAG 20-pins connector   | 20. RTC calibration/normal mode configuration jumpers;    |
|  | 21. STM32 microcontroller Reset button;                   |
|  | 22. ST7580 PLM IC UART connection connector;              |
|  | 23. ST7580 PLM IC Reset button;                           |

*Fig. 7 La scheda STEVAL IPP001V2*

### 2.2.1.2 La sezione di comunicazione PLC

Come precedentemente accennato la sezione di comunicazione della scheda l' STEVAL-IPP001V2 si basa sull'utilizzo del transceiver PLM (Power Line Modulation) ST7580 che permette di trasmettere segnali modulati in FSK e in BSK su singola portante.

Per quanto riguarda la modulazione FSK il tranceiver è in grado di eseguire trasmissioni con un symbol rate che va da 1200 a 9600 baud. La struttura del frame per la modulazione FSK è riportata in *Fig. 8*



*Fig. 8 Il frame FSK*

Il significato di ogni campo è il seguente:

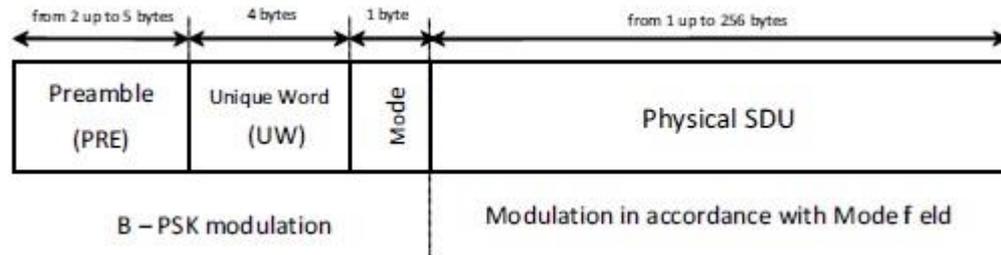
- Preamble: campo composto da un'alternanza di bit 1 e 0 richiesta dal PLL interno per raggiungere la sincronizzazione
- Unique Word: campo che definisce l'inizio del physical frame
- Physical SDU: campo che racchiude il payload contenete l'informazione da trasmettere.

L'ST7580 supporta anche modulazioni PSK con un symbol rate fino a 28800 baud.

Le modulazione PSK supportate sono le seguenti:

- B-PSK, Q-PSK e 8-PSK Uncoded
- B-PSK, Q-PSK Coded

Per tutte le modulazioni PSK la struttura del frame è la stessa e il ricevitore è in grado di riconoscere il tipo di modulazione PSK senza la necessità di particolari settaggi. La struttura del frame PSK è riportata in *Fig. 9*



*Fig. 9 Il frame PSK*

Il significato di ogni campo è il seguente:

- Preamble: campo composto da un'alternanza di bit 1 e 0 richiesta dal PLL interno per raggiungere la sincronizzazione
- Unique Word: campo che definisce l'inizio del physical frame
- Mode: definisce il tipo di modulazione PSK
- Physical SDU: campo che racchiude il payload contenente l'informazione da trasmettere.

L'ST7580 è in grado di trasmettere attraverso un ampio range di frequenze portanti offrendo anche la possibilità di configurare una trasmissione dual channel, ovvero utilizzare due canali di trasmissione con frequenze portanti differenti. La configurazione deve rispettare i seguenti requisiti:

- Minima frequenza portante: 9 kHz
- Massima frequenza portante : 250 kHz
- Massima differenza fra le frequenze dei due canali utilizzate: 38,461 kHz

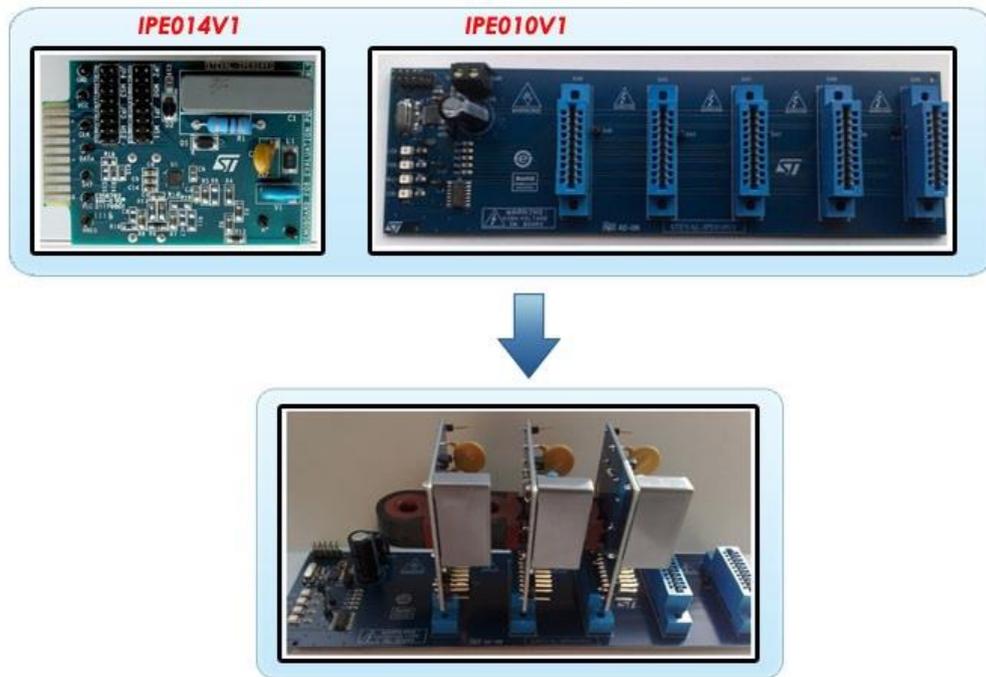
La trasmissione è sempre eseguita su un canale alla volta modulando il segnale sulla frequenza portante scelta rispettivamente per i due canali di trasmissione.

In ricezione il ricevitore invece ascolta su entrambi i canali aspettando un frame valido.

### **2.2.1.3 La sezione metrologica: la Demo Kit Board**

E' composta dalle schede STEVAL-IPE014V1 e STEVAL-IPE010V1 le quali sono connesse come mostrato in *Fig. 10*

### Demo kit Board - Sezione Metrologica



**Fig. 10** La Demo Kit Board

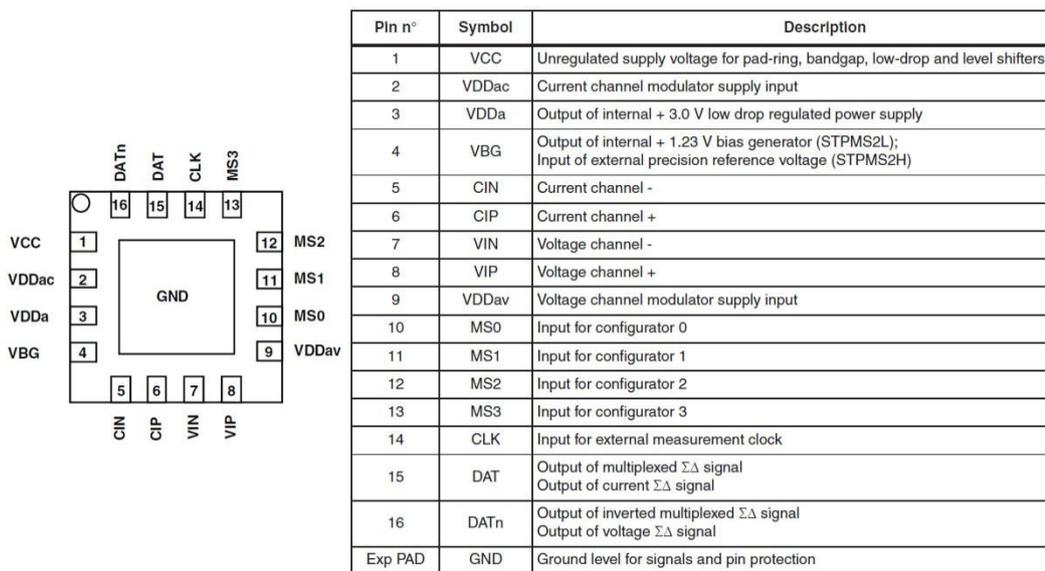
Le funzionalità di rilevazione è affidata alla *board* STEVAL-IPE014V1, il cui elemento base è lo *smart sensor* STPMS2, progettato per la realizzazione di sistemi di misura per le linee elettriche che usano la *bobina di Rogowski*, trasformatori di corrente o *sensori Shunt*. Questi dispositivi sono una componente fondamentale per i contatori di energia, monofase o multi fase, basati sul dispositivo STPMC1 (processore di segnale digitale progettato per la misurazione dell'energia).

Il STPMS2 è un circuito integrato composto da una sezione analogica e una digitale; quella analogica, composta da due canali di misura, presenta un guadagno variabile, un amplificatore a basso rumore, due blocchi di modulazione  $\Sigma\Delta$  del secondo ordine, un riferimento di tensione *band-gap*, un regolatore di tensione *low-drop* e un buffer per eliminare eventuali interferenze sulle tensioni di riferimento; mentre quella digitale è costituita da un generatore di clock, da un multiplexer di uscita e da uno stadio di *pull-up*. Il STPMS2 converte i segnali analogici, su due canali indipendenti in parallelo, tramite un convertitore analogico digitale *sigma-delta*, in un flusso binario di segnali. Tramite l'elaborazione dei segnali analogici provenienti dai sensori è possibile misurare tensione e corrente delle linea elettrica

La misurazione della tensione e della corrente avviene su due canali differenti:

- il canale di corrente è collegato, esternamente, attraverso un filtro *anti-aliasing* RC ad una bobina di Rogowski; il *Trasformatore di Corrente (CT)* o il sensore Shunt converte la corrente rilevata in un segnale di tensione adeguato;
- il canale di tensione è collegato direttamente ad un modulatore tensione di rete (ADC) attraverso un partitore di tensione e un filtro *anti-aliasing*.

Entrambi i canali forniscono il segnale di *zerocrossing*, rendendo quindi il STPMS2 in grado di campionare segnali differenziali su entrambi i canali. I segnali analogici convertiti dal STPMS2 generano due flussi digitali, che possono poi essere multiplexati nel tempo per ridurre il numero di connessioni esterne. Il *package* del STPMS2 è riportato in *Fig. 11*



**Fig. 11 Package e pinout del STPMS2**

L' STEVAL-IPE014V1 basata sullo smart sensor STPMS2, è progettata per essere utilizzata con il STPMC1 (alloggiato sulla board STEVAL-IPE010V1). Le due board collegate assieme forniscono un completo sistema di misura per l'energia elettrica.

Quando la STEVAL-IPE014V1 è collegata alla scheda STEVAL-IPE010V1, fornisce valori su una sola fase (per informazioni di lettura di più fasi si devono installare più IPE014V1 su IPE010V1). La conversione e il multiplexing delle

informazioni di tensione e corrente vengono inviate, in un unico flusso, al calcolatore di energia STPMC1 della STEVAL-IPE010V1. I valori di lavoro consentiti per il STPMS2, sono riportati nella *Tabella 1*

**Tabella 1 Valori misurabili dell'STPMS2**

Condition	Value	Unit
$V_{NOM}$	230	$V_{RMS}$
$I_{NOM}$	CT: $I_{NOM} = 1$	$A_{RMS}$
$I_{MAX}$	CT: $I_{MAX} = 30$	$A_{RMS}$
$f_{LIN}$	$50/60 \pm 10\%$	Hz
$T_{OP}$	-40 / +85	$^{\circ}C$

La funzionalità di calcolo dell'energia multifase è affidata alla scheda STEVAL-IPE010V1, il cui elemento base è il STPMC1, che elabora le informazioni provenienti da uno smart sensor come l'STPMS2, ed implementa tutte le funzioni necessarie per la misura d'energia di ognuna delle fasi. Il STPMC1 può essere collegato ad un microprocessore il quale può svolgere svariate funzioni sui dati elaborati dal STPMC1.

Il STPMC1 è costituito da tre sezioni: analogica, digitale e OTP:

- La sezione analogica è composta da un riferimento di tensione *band-gap* e da un regolatore di tensione *low-drop*;
- La sezione digitale è costituito da: un sistema di controllo, un generatore di *clock*, tre PDSP e un NDSP, ed una interfaccia *Serial Peripheral Interface* (SPI);
- I 112-bit del blocco *One Time Programming (OTP)* e i 16 segnali di sistema, usati per il test (configurati e calibrati per tale scopo), sono controllati tramite SPI per mezzo di un comando dedicato di *set*.

Il STPMC1 presenta cinque linee di ingressi dati: DAR, DAS, DAT, DAN, DAH, di cui quattro ricevono dati dal STPMS2 come mostra la *Tabella 2*.

**Tabella 2 Canali di input del STPMC1 provenienti dal STPMS2**

Channel name	Property	Signal 1	Signal 2
DAR	Multiplexed	Voltage	Current
DAS	Multiplexed	Voltage	Current
DAT	Multiplexed	Voltage	Current
DAN	Multiplexed	Temperature	Current
DAH	Not multiplexed	EMI or temperature	

Il quarto ingresso (DAN) riceve anche segnali multiplexati  $\Sigma\Delta$  dal STPMS2 e può essere utilizzato per rilevare la corrente di neutro. Il quinto ingresso/pin (DAH) invece non accetta segnali multiplexati  $\Sigma\Delta$ . Può essere utilizzato per il rilevamento del campo magnetico proveniente da un sensore *Hall*.

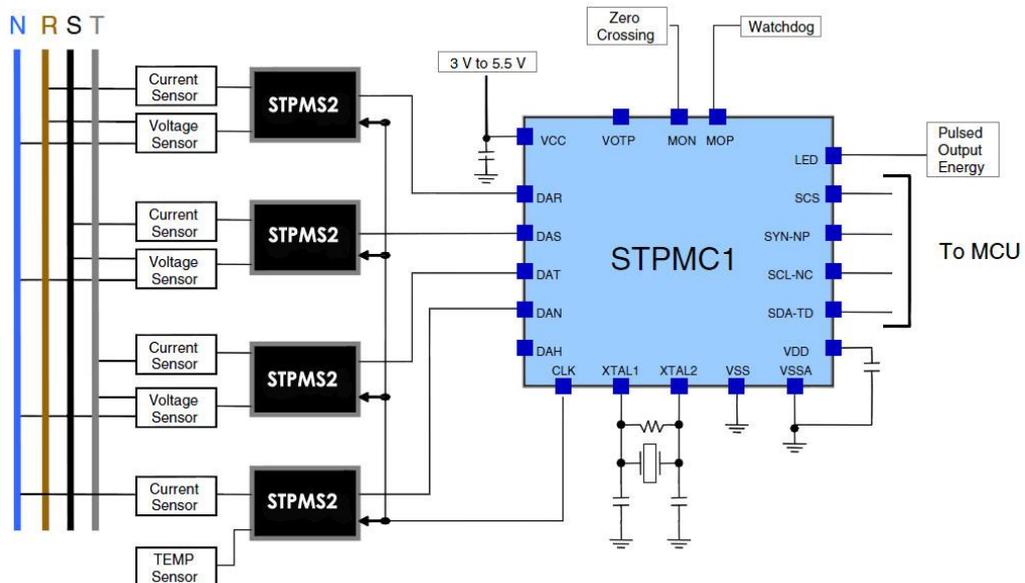
L'unità DSP (*Digital Signal Processor*) di ogni singola fase esegue le elaborazioni dei flussi in tempo reale, per mezzo di blocchi di calcolo  $\Sigma\Delta$ , raggiungendo una precisione molto elevata. Tutti i dati registrati dal STPMC1 sono accessibili attraverso la porta SPI, che è anche utilizzata per configurare e calibrare il dispositivo. I dati di configurazione e taratura possono essere salvati in un blocco OTP di 112-bit o nel microprocessore in modalità dinamica.

L'interfaccia SPI supporta un semplice protocollo seriale, che viene realizzato al fine di consentire una comunicazione tra un sistema *master* (microcontrollore o PC) e il dispositivo.

Con questa interfaccia possono essere eseguite tre attività:

- Ripristino del dispositivo da remoto
- Lettura dei record dei dati;
- Scrittura delle modalità e delle configurazioni dei bit (temporaneamente o definitivamente).

In *Fig. 12* è mostrato il *package* del SMTPC1 e il collegamento con più *smart sensor* STPMS2.



**Fig. 12 Connessioni STPMS2-STPMC1**

Per quanto riguarda i registri di dati, sono disponibili 7 gruppi di 4 *data record*, ciascuno dei quali è costituito da un *nibble* (mezzo byte) di parità e da un campo dati di 28 bit. I dati memorizzati hanno una posizione fissa per la lettura. Questo vuol dire che non è necessario l'indirizzamento dei record e quindi l'applicazione ha il compito di decidere quanti record andrebbero letti dal dispositivo. Se un'applicazione invia al dispositivo un comando precaricato prima della lettura di un gruppo, il puntatore al gruppo interno viene incrementato. In questo modo, è possibile un accesso più veloce ai gruppi più lontani. I registri di dati interni all'STPMC1 sono riportati in *Fig. 13*

Il STPMC1 include anche 12 bit di stato cumulativi per le tre fasi e 3 byte di stato, uno per ciascuna fase. Tutti questi forniscono informazioni riguardo lo stato della misurazione della corrente.

STPMC1 data registers

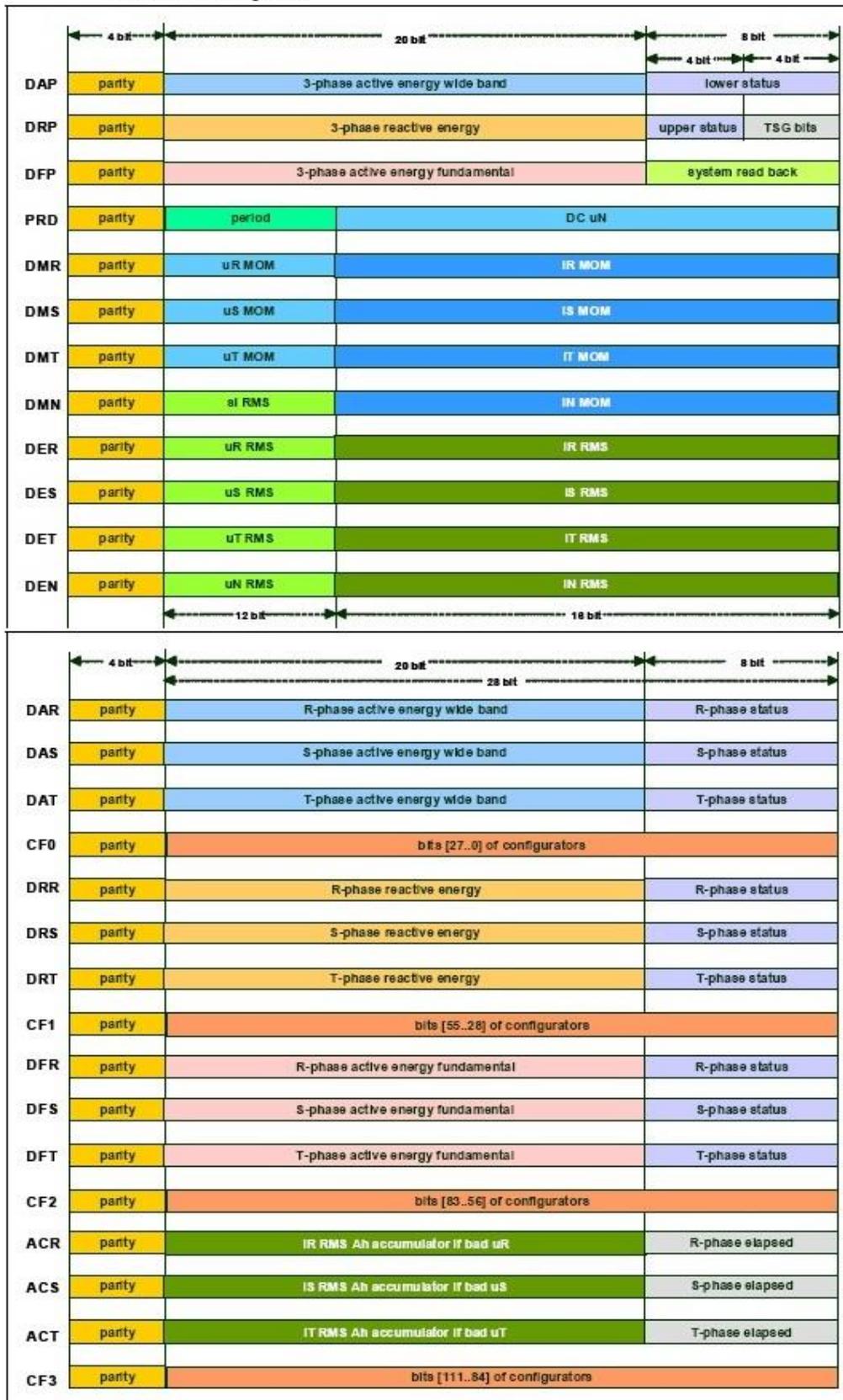


Fig. 13 Registri dell'STPMC1

### 2.2.1.4 Applicazioni dell' STEVAL-IPP001V2

Grazie alla sua struttura modulare costituita principalmente da tre blocchi (elaborazione, comunicazione e misurazione) l' STEVAL-IPP001V2 oltre a svolgere la funzione di E-meter se adeguatamente adattato può essere utilizzato per altre applicazioni che coinvolgono il controllo, la gestione di comandi e il trasferimento di informazioni. Queste funzionalità sono ad esempio richieste come peculiarità fondamentali dei sistemi di protezione di interfaccia per la realizzazione della connessione della GD sulla rete di distribuzione. Lo sviluppo e l'uso di un sistema del genere è proposto ad esempio in [16]-[18]. In [16] e [17] è presentato un sistema di protezione di interfaccia, basato sull' utilizzo dell' STEVAL-IPP001V2, conforme alla norma tecnica CEI-021[3] con particolare riferimento alle condizioni che regolano la connessione e la disconnessione della GD dalla rete elettrica in bassa tensione (BT). Nello specifico si fa riferimento a delle soglie di tensione e frequenza che devono essere rispettate da parte dei generatori della GD affinché questi possano rimanere connessi alla rete elettrica del distributore. In caso contrario deve essere previsto il distacco dei generatori della GD dalla rete.

Sulla base di queste considerazioni l' STEVAL\_IPP001V2 assieme alla Demo kit Board, è stata adattata per svolgere le operazioni riportate in Fig. 14 attraverso l'implementazione di nuove funzionalità che sono state integrate in un nuovo firmware.

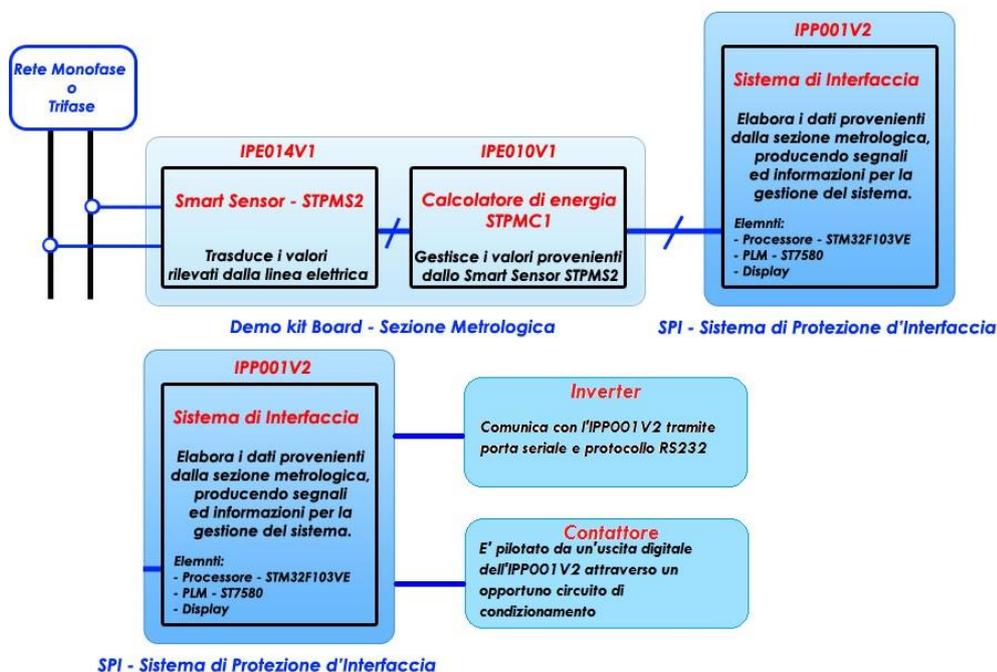
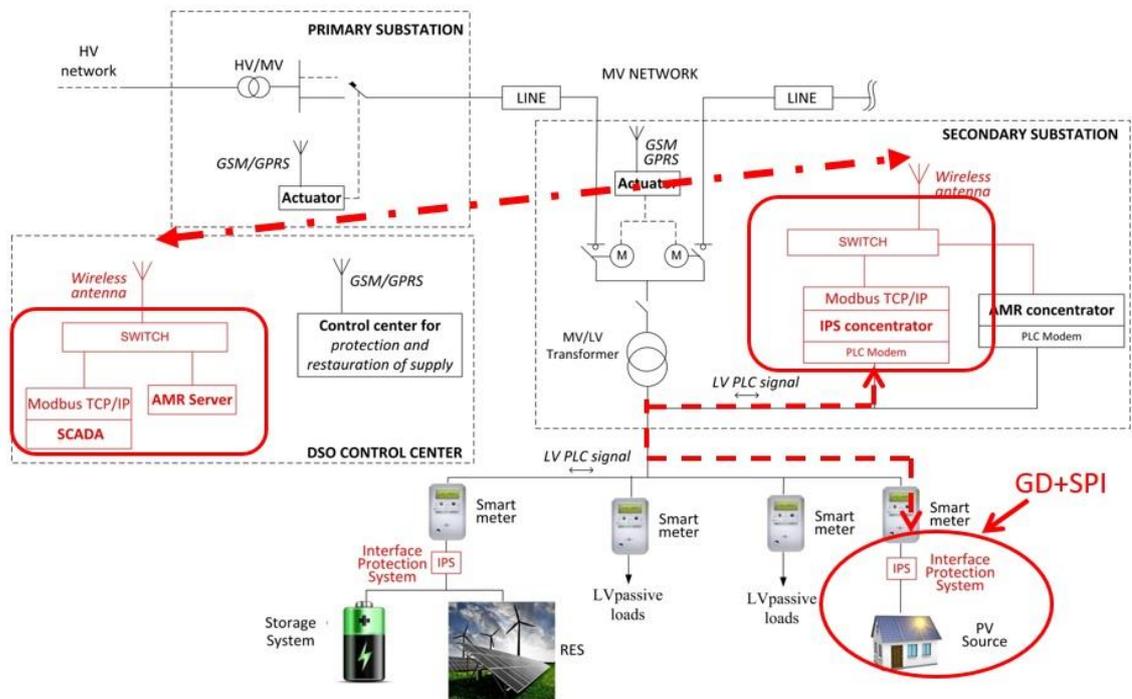


Fig. 14 Schema hardware del sistema di protezione d'interfaccia

Le misure di tensione, corrente e frequenza fornite dalla sezione metrologica della Demo kit Board, e trasferite al microcontrollore dell'STEVAL-IPP001V2 vengono elaborate per realizzare una funzione di monitoraggio sui valori di tensione e frequenza, in accordo con le soglie previste dalla norma CEI-021[3]. Il superamento di queste soglie produce la trasmissione di comandi da parte dell'STEVAL-IPP001V2 all'inverter del generatore della GD, cambiandone la modalità di funzionamento, oppure ad un contattore per la disconnessione del dell'inverter del generatore della GD dalla rete elettrica[17].

La norma CEI-021 prevede inoltre che il sistema di protezione d'interfaccia riceva comandi dal distributore realizzando così un controllo remoto da parte di quest'ultimo ma non viene fatto alcun riferimento alla tecnologia di comunicazione da utilizzare. In relazione all'assenza di requisiti sulla tecnologia di comunicazione da utilizzare tra il distributore e il sistema di protezione di interfaccia e poiché la scheda l'STEVAL-IPP001V2 è corredata di un transceiver PLM, in [18] è stata proposta una soluzione per il monitoraggio e il controllo della GD che sfrutta la comunicazione power line sulla bassa tensione.

La soluzione proposta prevede oltre il sistema di protezione di interfaccia descritto in [17], il quale gestisce e controlla l'inverter e il contattore del dispositivo di interfaccia del generatore dell'GD, un concentratore che deve essere installato in ogni cabina secondaria della rete elettrica di distribuzione. Questo concentratore è sempre basato sull'utilizzo dell'STEVAL-IPP001V2. In questo caso però la scheda funge da bridge di comunicazione in quanto da un lato comunica tramite PLC con tutti i sistemi di protezione di interfaccia connessi alla rete di bassa tensione, dall'altro si connette ad una interfaccia Ethernet che permette al distributore di scambiare informazioni o inviare comandi realizzando così una comunicazione bidirezionale. Lo schema di principio del sistema che stato sviluppato e testato sulla rete elettrica dell'isola di Ustica[18] è riportato in *Fig. 15*. Grazie ai risultati positivi dei test che hanno dimostrato la fattibilità di tale sistema è stato deciso di includerlo anche nella architettura del sistema di misura distribuito, oggetto del seguente lavoro di ricerca, e le modalità con cui è stato fatto verranno descritte nel dettaglio nel *Capitolo 4*.



*Fig. 15 Architettura di un sistema di comunicazione per il controllo dei sistemi di protezione d'interfaccia*

## 2.2.2 L'EVALKIT STCOMET10-1

L'EVALKIT STCOMET10-1 a differenza del l'STEVAL-IPP001V2, caratterizzata da una struttura modulare, è costituita da un'architettura hardware *multi-core* integrata su un'unica scheda che permette di implementare sia funzioni metrologiche che di comunicazioni PLC. Ciò è reso possibile grazie all'utilizzo del chip STCOMET che al suo interno racchiude un NB-PLC (*narrow-band power line communication*) modem, un processore ad alte prestazioni e una sezione metrologica. La struttura interna dell'STCOMET è riportata schematicamente in Fig. 16 mentre in Fig. 17 è riportata un'immagine della scheda

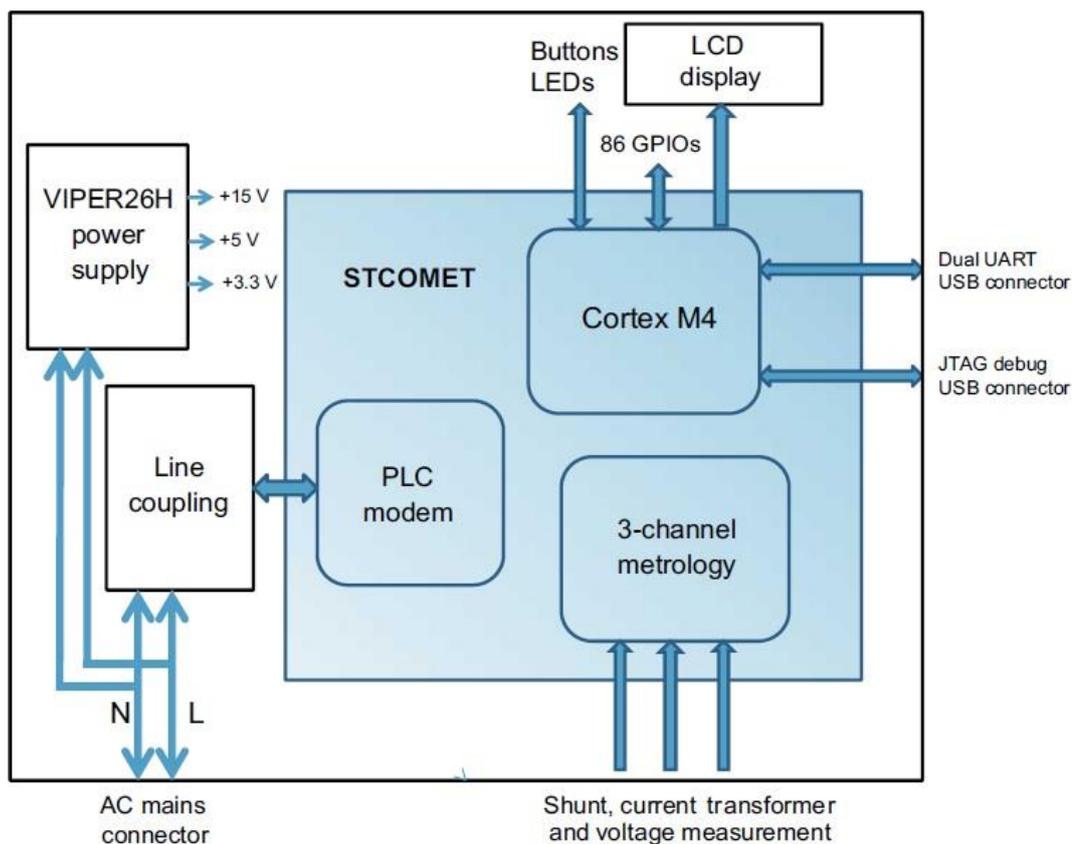


Fig. 16 Schema a blocchi del chip STCOMET

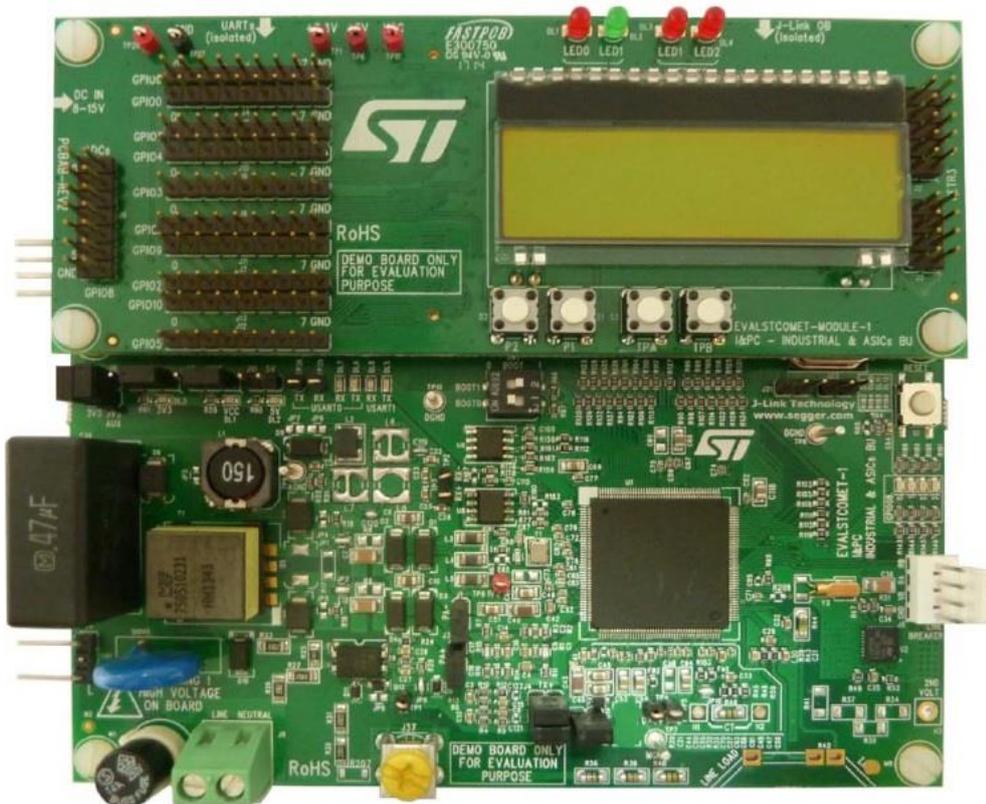


Fig. 17 La scheda EVALKIT STCOMET10-1

### 2.2.2.1 La sezione di elaborazione e calcolo

L'STCOMET per le operazioni di elaborazione e calcolo sfrutta le potenzialità di un microprocessore della linea ARM Cortex M4F programmabile tramite connettore USB presente sulla scheda. Le caratteristiche principali di questo microprocessore ARM Cortex M4F sono le seguenti:

- 96MHz di frequenza massima di lavoro
- 8 canali per il DMA (Direct Memory Access)
- Fino a 86 pin di input/output digitali
- 11 Timer
- 1 unità per il calcolo del CRC
- 5 USART, 5 SPI e 3 I<sup>2</sup>C per la comunicazione con le periferiche

Il microprocessore ARM Cortex M4F inoltre include al suo interno un'unità FPU (*Floating Point Unit*) che ottimizza le prestazioni di calcolo in quanto capace di eseguire diversi tipi di calcoli (addizione, sottrazione, moltiplicazione, divisione, radice quadrata) attraverso set di istruzioni singole anche su variabili di tipo *float*.

### 2.2.2.2 La sezione di comunicazione PLC

Il chip STCOMET integra al suo interno un sistema di comunicazione NB-PLC che comprende un **RTE** (Real-time Engine), un **AFE** (Analog Front End) e un **DFE** (Digital Front End).

L'**RTE** è un processore proprietario ST programmabile che permette al modem PLC di realizzare trasmissioni fino a 500 kHz rendendo possibili, quindi, comunicazioni oltre che in banda CENELEC anche in banda ARIB e FCC (range di frequenza permessi in Giappone e USA rispettivamente). La programmabilità dell'**RTE** permette la configurabilità del modem in modo da supportare i seguenti protocolli di comunicazione per gli standard di incapsulamento del frame PHY, MAC, 6LowPan e IEC 61334-4-32[4]:

- G1-S-FSK e IEC 61334-5-1 (PHY e MAC)
- PLC-G3 (PHY, MAC e 6LowPan)
- PRIME 1.3.6 e 1.4 (PHY, MAC e IEC 61334-4-32)

Inoltre l'**RTE** permette di supportare la modulazione multi-portante OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing)[19] che permette di dividere la banda del canale di trasmissione in un numero più piccolo di bande tramite la scelta del numero di portanti da utilizzare nella modulazione per la trasmissione del segnale.

Le modulazioni PSK supportate sono le seguenti[19]:

- ROBO (*robust OFDM*)
- BPSK e DBPSK (Differential)
- QPSK e DQPSK (Differential)
- 8PSK e D8PSK (Differential)

L'**AFE** è formato da una catena di ricezione e da una di trasmissione. La catena di ricezione è costituita da un amplificatore di guadagno programmabile e da un convertitore analogico-digitale allo scopo di raggiungere un'elevata *sensitivity* e un più ampio range del segnale d'ingresso; la catena di trasmissione è costituita da un convertitore digitale-analogico il cui segnale di uscita è condizionato da un buffer e da un blocco di amplificazione.

Il **DFE** è costituito da una catena di filtri digitali i quali hanno la funzione di adattare la banda del segnale da trasmettere alle varie modulazioni PLC

selezionabili. Inoltre nel DFE è incluso un blocco per il controllo della corrente massima di uscita.

La programmazione del modem NB-PLC può avvenire tramite trasferimento seriale da parte microprocessore ARM Cortex M4F il quale carica la configurazione da una memoria FLASH, oppure attraverso il caricamento diretto attraverso un'interfaccia software di configurazione.

### 2.2.2.3 La sezione metrologica

L'STCOMET integra al suo interno una sezione metrologica ad alta accuratezza per le misure su una fase di potenza e di energia attraverso l'utilizzo di bobine Rogowski, trasformatori e shunt di corrente. Per realizzare un sistema di misura trifase, sulla scheda, sono predisposti dei connettori che permettono l'utilizzo di board metrologiche basate su l'STMPxx descritto nel paragrafo 2.2.1.3.

La sezione metrologica è principalmente costituita da due parti: una analogica e l'altra digitale.

La parte analogica è costituita da due amplificatori di guadagno *low-noise* e tre convertitori  $\Sigma\Delta$  a 24 bit del secondo ordine, un regolatore di tensione *low-drop* e un buffer DC.

La parte digitale invece è costituita da un DSP per le elaborazione degli ingressi e un DFE per le interconnessioni bus con il processore Cortex M4F.

Queste caratteristiche hardware permettono alla sezione metrologica di avere:

- Accuratezza sulla potenza attiva e reattiva  $< 0.1\%$  dell'errore su un range di 1:5000
- Accuratezza sulla potenza attiva e reattiva  $< 0.5\%$  dell'errore su un range di 1:10000
- Unità di calcolo programmabile dell'energia e della potenza
- Rilevamento di SAG e SWELL sul canale di tensione con soglia programmabile
- Rilevamento di SWELL sul canale di corrente con soglia programmabile

La completa configurabilità della sezione metrologica permette una calibrazione digitale veloce la quale risulta ottimale per l'intero range di applicazione.

La sezione metrologica facendo uso di un DSP dedicato e programmabile è in grado di calcolare i valori istantanei e RMS di tensione e corrente, potenza attiva e reattiva ed energia. Inoltre è in grado di monitorare e segnalare la presenza di buche (SAG) o picchi (SWELL) per la tensione, e picchi (SWELL) per la corrente, che si possono presentare sui pin di ingresso dedicati. I valori misurati e il numero di eventi registrati sono immagazzinati in registri di aree di memoria dedicate del DSP accessibili in lettura tramite indirizzamento da parte del microprocessore Cortex M4. La struttura dell'area di memoria con i vari registri accessibili in scrittura per la configurazione e quelli accessibili in lettura sono mostrate in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, Fig. 19, Fig. 20 e Fig. 21

Row	Address	(R)ead (W)rite (L)atch	Index																Names	Default values																																
			MSW [31:16]								LSW [15:0]																																									
			MSB [31:24]				LSB [23:16]				MSB [15:8]				LSB [7:0]																																					
			31:28	27:24	23:20	19:16	15:12	11:8	7:4	3:0																																										
20	28	RW	UART & SPI IRQ Register																us_reg3	00000000																																
			<table border="1" style="width:100%; text-align:center; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>31</td><td>30</td><td>29</td><td>28</td><td>27</td><td>26</td><td>25</td><td>24</td><td>23</td><td>22</td><td>21</td><td>20</td><td>19</td><td>18</td><td>17</td><td>16</td><td>15</td><td>14</td><td>13</td><td>12</td><td>11</td><td>10</td><td>9</td><td>8</td><td>7</td><td>6</td><td>5</td><td>4</td><td>3</td><td>2</td><td>1</td><td>0</td> </tr> </table>																		31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
			31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16			15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0																
			UART & SPI IRQ Status Register								UART & SPI IRQ Control Register																																									
circerror	time-out err	frame err	noise err	tx ovr	tx ovr	tx full	tx empty	read error	write error	crc error	underrun	overrun	break	crc error	time-out err	frame err	noise err	tx ovr	tx ovr	tx full	tx empty	read error	write error	crc error	underrun	overrun	break	crc error	time-out err	frame err	noise err	tx ovr	tx ovr	tx full	tx empty	read error	write error	crc error	underrun	overrun												
21	2A	RL	DSP live events #1																dsp_ev1	00000000																																
			<table border="1" style="width:100%; text-align:center; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>31</td><td>30</td><td>29</td><td>28</td><td>27</td><td>26</td><td>25</td><td>24</td><td>23</td><td>22</td><td>21</td><td>20</td><td>19</td><td>18</td><td>17</td><td>16</td><td>15</td><td>14</td><td>13</td><td>12</td><td>11</td><td>10</td><td>9</td><td>8</td><td>7</td><td>6</td><td>5</td><td>4</td><td>3</td><td>2</td><td>1</td><td>0</td> </tr> </table>																		31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
			31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16			15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0																
			V1				C1				PH1				PH1+PH2																																					
SAG1_EV[3:0]				SWV1_EV[3:0]				ZCR				Power Sign																																								
				Signal stuck				SWC1_EV[3:0]				Energy Overflow																																								
				Per ERR				Signal stuck				Power Sign																																								
				Nah				Energy Overflow				Energy Overflow																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								
								S				A																																								
								R				A																																								
								L				R																																								
								A				A																																								

Fig. 18 Registri DSP della sezione metrologica dell'STCOMET BLOCCO 1

Row	Address	(R)ead (W)rite (L)atch	Index								Names	Default values																																																																																
			MSW [31:16]				LSW [15:0]																																																																																					
			MSB [31:24]		LSB [23:16]		MSB [15:8]		LSB [7:0]																																																																																			
			31:28	27:24	23:20	19:16	15:12	11:8	7:4	3:0																																																																																		
22	2C	RL	<div style="text-align: center;">DSP live events #2</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between; font-size: 8px;"> <span>31 30 29 28 27 26 25 24 23 22 21 20 19 18 17 16 15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1 0</span> </div> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: 8px;"> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">V2</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">C2</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">PH2</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">PH1+PH2</td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">SAG2_EV[3:0]</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">SWV2_EV[3:0]</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">SWC2_EV[3:0]</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Nan</td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">Per EFR</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">ZCR</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Signal Stuck</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">ZCR</td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">Power Sign</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Power Sign</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Energy Overflow</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Power Sign</td> </tr> <tr> <td>S</td><td>R</td><td>F</td><td>A</td> <td>S</td><td>R</td><td>F</td><td>A</td> <td>R</td><td>A</td><td>R</td><td>A</td> <td>R</td><td>A</td><td>R</td><td>A</td> </tr> </table>								V2				C2				PH2				PH1+PH2				SAG2_EV[3:0]				SWV2_EV[3:0]				SWC2_EV[3:0]				Nan				Per EFR				ZCR				Signal Stuck				ZCR				Power Sign				Power Sign				Energy Overflow				Power Sign				S	R	F	A	S	R	F	A	R	A	R	A	R	A	R	A	dsp_ev2	00000000
V2				C2				PH2				PH1+PH2																																																																																
SAG2_EV[3:0]				SWV2_EV[3:0]				SWC2_EV[3:0]				Nan																																																																																
Per EFR				ZCR				Signal Stuck				ZCR																																																																																
Power Sign				Power Sign				Energy Overflow				Power Sign																																																																																
S	R	F	A	S	R	F	A	R	A	R	A	R	A	R	A																																																																													
23	2E	RL	PH2 Period [11:0]				PH1 Period [11:0]				dsp_reg1	00000000																																																																																
24	30	RL	Padding				V1 Data [23:0]				dsp_reg2	00000000																																																																																
25	32	RL	Padding				C1 Data [23:0]				dsp_reg3	00000000																																																																																
26	34	RL	Padding				V2 Data [23:0]				dsp_reg4	00000000																																																																																
27	36	RL	Padding				C2 Data [23:0]				dsp_reg5	00000000																																																																																
28	38	RL	Padding				V1 Fund [23:0]				dsp_reg6	00000000																																																																																

Fig. 19 Registri DSP della sezione metrologica dell'STCOMET BLOCCO 2

Row	Address	(R)ead (W)rite (L)atch	Index								Names	Default values
			MSW [31:16]				LSW [15:0]					
			MSB [31:24]		LSB [23:16]		MSB [15:8]		LSB [7:0]			
			31:28	27:24	23:20	19:16	15:12	11:8	7:4	3:0		
29	3A	RL	Padding				C1 Fund [23:0]				dsp_reg7	00000000
30	3C	RL	Padding				V2 Fund [23:0]				dsp_reg8	00000000
31	3E	RL	Padding				C2 Fund [23:0]				dsp_reg9	00000000
32	40	RL									dsp_reg10	00000000
33	42	RL									dsp_reg11	00000000
34	44	RL									dsp_reg12	00000000
35	46	RL									dsp_reg13	00000000
36	48	RL	C1 RMS Data [16:0]				V1 RMS Data [14:0]				dsp_reg14	00000000
37	4A	RL	C2 RMS Data [16:0]				V2 RMS Data [14:0]				dsp_reg15	00000000
38	4C	RL	SAG1_TIME [14:0]				SWV1_TIME [14:0]				dsp_reg16	00000000
39	4E	RL	C1_PHA[11:0]				SWC1_TIME [14:0]				dsp_reg17	00000000
40	50	RL	SAG2_TIME [14:0]				SWV2_TIME [14:0]				dsp_reg18	00000000

Fig. 20 Registri DSP della sezione metrologica dell'STCOMET BLOCCO 3

Row	Address	(R)ead (W)rite (L)atch	Index								Names	Default values	
			MSW [31:16]				LSW [15:0]						
			MSB [31:24]		LSB [23:16]		MSB [15:8]		LSB [7:0]				
			31:28	27:24	23:20	19:16	15:12	11:8	7:4	3:0			
41	52	RL		C2_PHA[11:0]				SWC2_TIME [14:0]				dsp_reg19	00000000
42	54	RL		PH1 Active Energy								ph1_reg1	00000000
43	56	RL		PH1 Fundamental Energy								ph1_reg2	00000000
44	58	RL		PH1 Reactive Energy								ph1_reg3	00000000
45	5A	RL		PH1 Apparent Energy								ph1_reg4	00000000
46	5C	RL		PH1 Active Power[28:0]								ph1_reg5	00000000
47	5E	RL		PH1 Fundamental Power[28:0]								ph1_reg6	00000000
48	60	RL		PH1 Reactive Power[28:0]								ph1_reg7	00000000
49	62	RL		PH1 Apparent RMS Power[28:0]								ph1_reg8	00000000
50	64	RL		PH1 Apparent Vectorial Power[28:0]								ph1_reg9	00000000
51	66	RL		PH1 Momentary Active Power[28:0]								ph1_reg10	00000000
52	68	RL		PH1 Momentary Fundamental Power[28:0]								ph1_reg11	00000000
53	6A	RL		PH1 AH_ACC								ph1_reg12	00000000

*Fig. 21 Registri DSP della sezione metrologica dell'STCOMET BLOCCO4*

#### 2.2.2.4 Possibili applicazioni dell'EVALKIT STCOMET10-1

L'EVALKIT STCOMET10-1 integrando in un'unica scheda le caratteristiche hardware precedentemente descritte sicuramente rappresenta una soluzione ad elevate prestazioni per la realizzazioni di sistemi di metering per applicazioni di telelettura nelle reti elettriche di distribuzione.

L'integrazione di una sezione metrologica dotata di un DSP programmabile può però suggerire anche di sfruttare L'EVALKIT STCOMET10-1 per applicazioni di misura di Power Quality (PQ) nelle smart grid. Infatti, i problemi di PQ in ambito smart grid sono legati alla presenza di disturbi, che influiscono sulla tensione di rete, o di correnti assorbite dai carichi, e che determinano uno scostamento dalle condizioni ideali di frequenza, ampiezza, forma d'onda, simmetria, continuità, etc. nella rete. Il concetto di PQ è quindi inteso come rispetto di alcuni requisiti, dettati dalle specifiche norme in merito. Il quadro normativo di riferimento riguardante la PQ è piuttosto articolato. A livello internazionale, sia la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) che la IEC (International Electrotechnical Commission) hanno, infatti, introdotto diversi Standards inerenti tali problematiche. In particolare, la serie di Standards IEC 61000-X-Y affronta in generale i temi di compatibilità elettromagnetica, di livelli di emissione di disturbo, di definizione di metodologie di prova e di misura della strumentazione utilizzata.

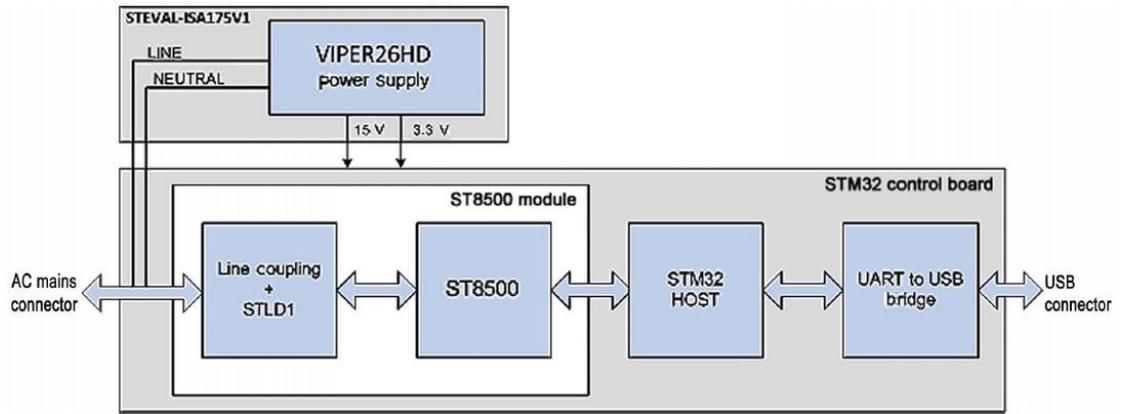
Alla luce di ciò e nell'ottica della realizzazione di un'architettura di misura distribuita per le smart grid che includa diverse funzionalità, l'implementazione di misure di PQ su dispositivi di metering deputati alla telelettura da sicuramente un carattere innovativo ed aumenta l'efficienza dell'intero sistema di misura.

Proprio sulla base di queste considerazioni e alla luce delle potenzialità dell'hardware descritte nei paragrafi precedenti, nel *Capitolo 4* viene proposta l'implementazione e l'integrazione delle misure di PQ sull' EVALKIT STCOMET10-1.

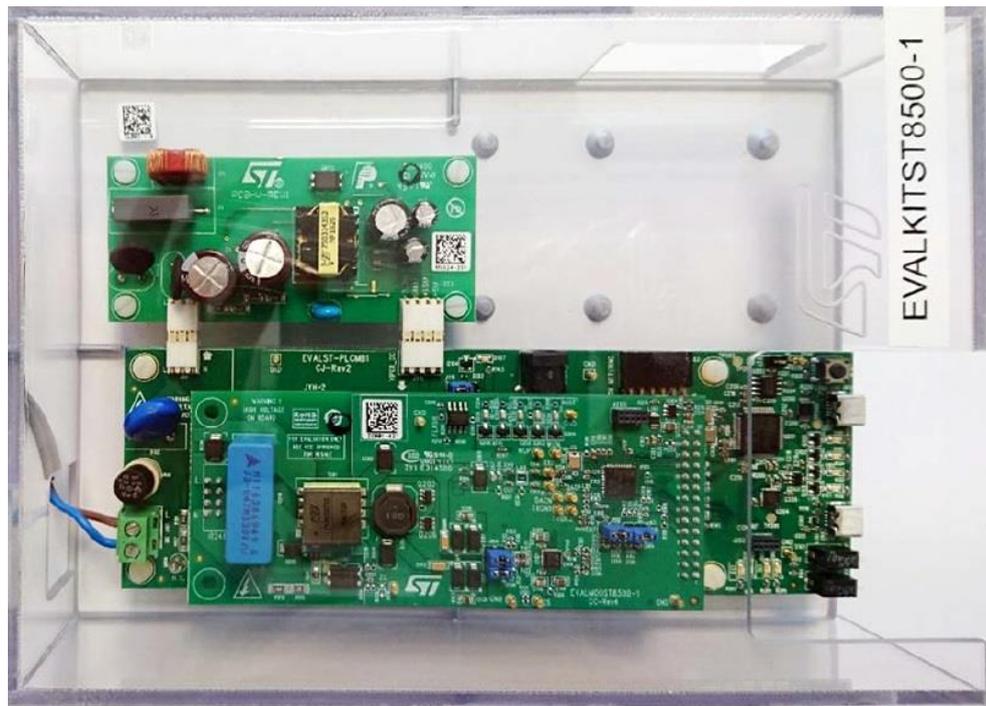
### 2.2.3 L'EVALKIT ST8500

L'EVALKIT ST8500 rappresenta l'ultima innovazione nella linea di dispositivi di comunicazione PLC presentata da STMicroelectronics. La struttura proposta della scheda EVALKIT ST8500 è di nuovo modulare e si compone del modulo ST8500, di una scheda madre basata su microcontrollore STM32F4xx e di un modulo di alimentazione. Al momento non è prevista una sezione metrologica dedicata ma solo un connettore per la connessione di moduli esterni di misura facendone così un sistema principalmente dedicato alla comunicazione PLC. La scheda è stata tuttavia oggetto di studio in quanto il modulatore ST8500 si contraddistingue per delle nuove funzionalità, riportate in dettaglio nel seguito, le quali sono assenti nei modulatori delle schede precedentemente descritte.

Lo schema a blocchi e l'immagine della scheda sono riportati in *Fig. 22* e *Fig. 23* rispettivamente.



*Fig. 22 Schema a blocchi dell'EVALKIT ST8500*

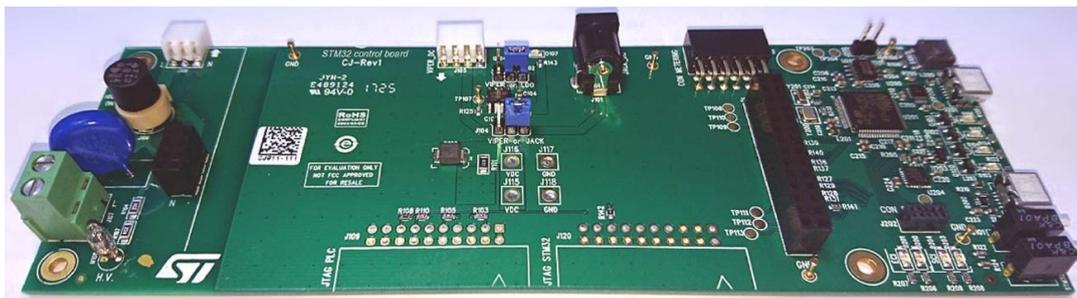


*Fig. 23 La scheda EVALKIT ST8500*

### 2.2.3.1 La scheda madre STM32

La scheda madre, la cui immagine è riportata in *Fig. 24*, ha diverse funzioni tra le quali:

- Connettersi all'alimentazione AC per l'alimentazione dell'intero sistema
- Permettere il controllo della scheda tramite PC attraverso connettori USB
- Supportare il flusso di dati tra il PC e la scheda per il controllo del modulo PLC



*Fig. 24 La scheda madre dell'EVALKIT ST8500*

Le funzioni di controllo e di gestione dei flussi dei dati vengono eseguite grazie all'uso del microcontrollore STM32F413 integrato.

L'STM32F413 è un microcontrollore che può contare su:

- Microprocessore ARM Cortex F4 con velocità fino a 100MHz e unità FPU
- 18 timer
- Fino a 144 pin digitali di input/output
- 16 canali DMA(Direct Memory Access)
- Fino a 24 interfacce di comunicazione tra cui:
  - 10 USART
  - 5 I<sup>2</sup>C
  - 5 SPI
  - 1 SDIO Interface
  - 1 USB 2.0 full speed

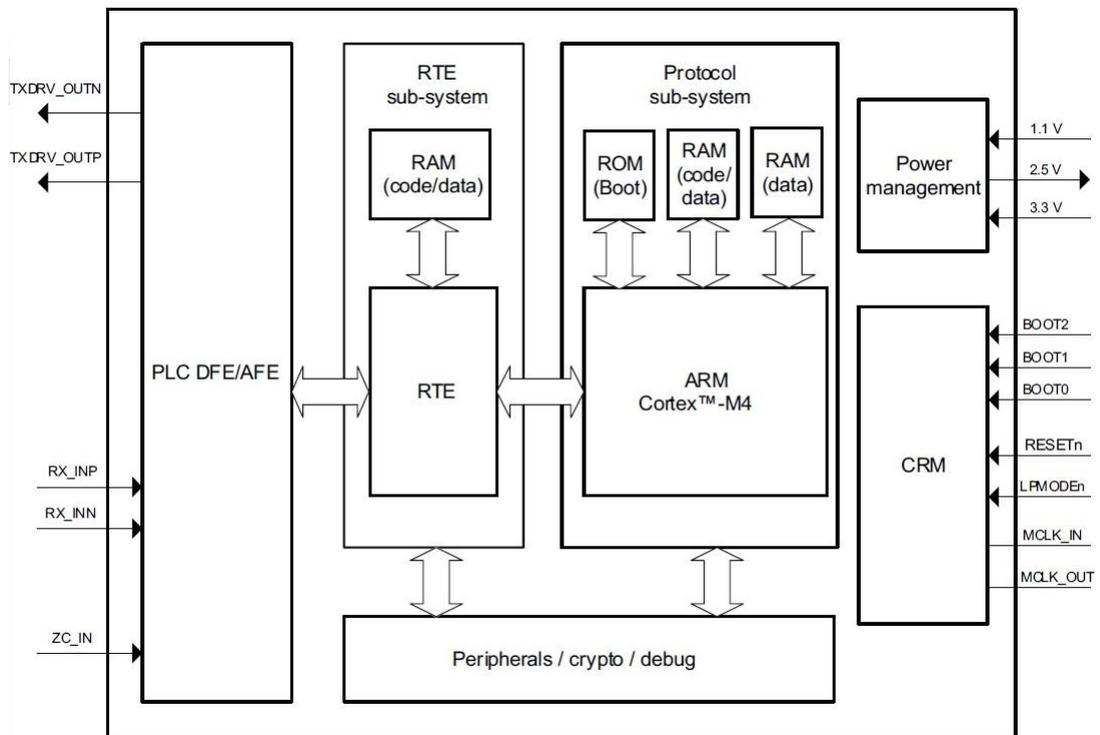
### 2.2.3.2 Il modulo ST8500

Il modulo ST8500 è un modulo PLC basato sul modem ST8500 ed è connesso alla scheda madre mediante due connettori. Il primo connettore permette il trasferimento di dati tra l'ST8500 e il microcontrollore STM32F413, mentre il secondo permette il trasferimento del segnale PLC verso la sezione AC della scheda madre. L'immagine del modulo è riportata in *Fig. 25*



*Fig. 25 Il modulo Power Line Modem ST8500*

L'ST8500 è una nuova generazione di modem PLC basata su tecnologia *system-on-chip* la quale integra al suo interno più componenti hardware con differenti funzioni. Ciò permette a questo nuovo modem di realizzare trasmissioni fino a 500kHz di banda con modulazioni a singola o multi-portante utilizzando diversi standard PLC di incapsulamento del frame. L'architettura interna dell'ST8500 è riportata in *Fig. 26*



**Fig. 26 Schema a blocchi del chip ST8500**

Come per i modem PLC descritti nei paragrafi precedenti l'architettura dell'ST8500 utilizza un blocco front-end costituito dal DFE e dall'AFE per l'adattamento del segnale in trasmissione e ricezione. L'architettura proprietaria prevede sempre un sistema RTE ma di nuova concezione basata su DSP con velocità fino a 400MHz e aree di memoria accessibili e programmabili mediante codice dedicato. La programmazione del DSP permette di implementare diverse tecniche di modulazione e l'utilizzo di protocolli di comunicazione differenti.

Le modulazioni supportate sono:

- ROBO (*robust OFDM*)
- BPSK e DBPSK (Differential)
- QPSK e DQPSK (Differential)
- 8PSK e D8PSK (Differential)

mentre i protocolli attualmente utilizzabili sono:

- G3-PLC ITU G.9903
- PRIME ITU-T G. 9904

Inoltre alcuni registri delle aree di memoria del DSP sono solo di lettura ed in essi vengono immagazzinate informazioni importanti riguardanti il segnale trasmesso o ricevuto.

Ad esempio per una ricezione di un segnale OFDM, quindi un segnale modulato multi-portante con una banda definita, è possibile conoscere:

- Il valore dell'SNR per ciascuna portante espresso in dB
- Il livello del segnale ricevuto per ciascuna portante in dBuV
- Il livello di rumore ricevuto per ciascuna portante in dBuV
- Il valore dell'LQI (Link Quality Indicator) espresso in dB

Mentre in trasmissione è possibile conoscere:

- Il valore di potenza del segnale all'inizio della trasmissione del frame
- Il valore di potenza del segnale alla fine della trasmissione del frame
- Segnali di pericolo relativi al surriscaldamento dell'hardware di trasmissione

Queste informazioni vengono immagazzinate per ogni ricezione o trasmissione, e il DSP le gestisce tramite una sezione chiamata PE (*Protocol Engine*) il quale si interfaccia con il microprocessore ARM Cortex M4F presente all'interno dell'ST8500. Tale microprocessore con velocità fino a 200MHz, oltre i flussi di dati provenienti dal PE ha la funzione di gestire i comandi e le configurazioni provenienti dal microcontrollore STM32F413 della scheda madre grazie anche alla sua completa programmabilità e a quella delle sue periferiche di comunicazione (UART, SPI, etc).

### **2.2.3.3 Possibili applicazioni dell'EVALKIT ST8500**

La scheda EVALKIT ST8500 è stata progettata principalmente per soddisfare l'esigenza di avere un sistema PLC *easy-to-use*, totalmente programmabile sui diversi livelli, in grado di dare all'utilizzatore una valutazione delle performance relative ad una delle possibili comunicazioni PLC configurabili. Ciò è reso possibile dal fatto che per ogni trasmissione o ricezione il modem ST8500 è in grado, tramite il suo avanzato DSP interno, di fornire diversi parametri legati al segnale PLC. Questi parametri come ad esempio l'SNR o l'LQI possono essere utilizzati per esempio in applicazioni che riguardano l'analisi qualitativa del canale di trasmissione. In questo modo potrebbero essere analizzate porzioni di banda del canale di trasmissione e scegliere quella con i parametri migliori per la realizzazione di una comunicazione efficiente. Proprio alla luce di queste

considerazioni nel *Capitolo 4* è proposta una nuova applicazione software che sfrutta i parametri, relativi alle trasmissioni e ricezioni PLC, forniti dall'EVALKIT ST8500. Inoltre facendo lavorare l'EVALKIT ST8500 assieme ad una ST NUCLEO Board (scheda di sviluppo a microcontrollore *general purpose*) viene integrata alla suddetta applicazione software la possibilità di conoscere l'andamento dell'impedenza del canale nel range di frequenza della banda considerata.

#### **2.2.4 Le tre schede a confronto**

Come accenato nel §2.2 le tre schede rappresentano una linea evolutiva di smart meter in cui il costruttore, partendo dall'EVALKIT IPP00V2 che racchiude le funzioni basilari di metering e comunicazione PLC, e passando alla STCOMET e, successivamente all'EVALKIT ST8500, ha cercato via via di integrare una serie di caratteristiche che mirano all'incremento delle prestazioni e delle funzionalità nell'ultima scheda di sviluppo. Nello specifico il costruttore nell'evoluzione da una scheda all'altra ha aumentato le prestazioni di calcolo utilizzando dei microcontrollori con frequenze di clock sempre più alte. Infatti se si confrontano le frequenze massime di clock dei microcontrollori integrati in ciascuna delle tre schede si va da 76MHz dell'STM32F103VE dell'EVALKIT IPP00V2 a 96MHz dell'STCOMET e 100MHz del STM32F413 dell'EVALKIT ST8500. Inoltre gli ultimi due microcontrollori a dispetto dell'STM32F103VE, oltre ad avere un numero maggiore di periferiche, integrano anche un'unità FPU che mira ad aumentare la velocità di calcolo, ma soprattutto permette di poter utilizzare funzioni matematiche di libreria complesse (operazioni su matrici di variabili, trasformata di Fourier, operazioni su array di variabili, ecc). Queste funzioni quindi possono permettere di eseguire sui dati in ingresso ulteriori operazioni che possono aumentare il numero di misure acquisibili.

Ciò è anche riscontrabile nel passaggio dalla sezione metrologica dell'EVALKIT IPP00V2 a quella dell'EVALKIT STCOMET10-1 dove l'evoluzione del DSP dedicato alle misure ha permesso di aggiungere la registrazione di eventi quali le SAG e le SWELL.

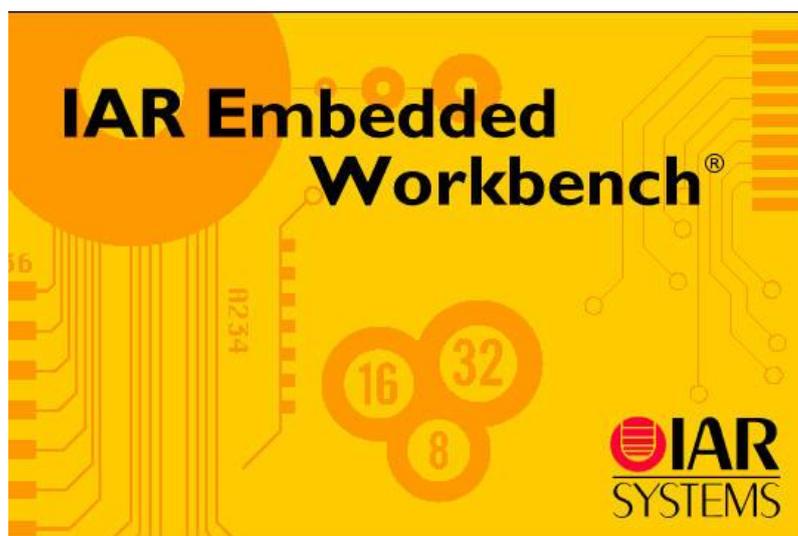
Per quanto riguarda la parte di comunicazione PLC invece si è passati da un transceiver, l'ST7580, capace di supportare le sole modulazioni FSK e PSK a singola portante per l'EVALKIT IPP00V2, a modulatori capaci di supportare modulazioni multi-portante (PSK-OFDM) per le schede l'EVALKIT STCOMET10-1 e EVALKIT-ST8500. Ciò permette di avere la possibilità di

utilizzare diversi protocolli di comunicazione e l'incremento della quantità di informazioni trasferibili in una singola trasmissione. Infine nel tranceiver dell'EVALKIT ST8500 sono state integrate delle funzionalità, non presenti in quello dell'STCOMET, che permettono di fornire per ogni ricezione alcuni parametri fondamentali per la comunicazione come il valore SNR e il valore del segnale e del rumore per ogni singola portante utilizzata nella modulazione OFDM.

## 2.3 Strumenti software per la progettazione

### 2.3.1 Ambiente di sviluppo: IAR Embedded Workbench

L'ambiente di sviluppo utilizzato per la realizzazione del firmware per l'implementazione delle nuove funzionalità caricato sui microcontrollori delle schede precedentemente descritte è l'*IAR Embedded Workbench*®[20]. Si tratta di un *tool* di sviluppo C/C++ professionale per lo sviluppo e la progettazione di firmware per sistemi *embedded*, disponendo anche di una *suite* di strumenti di compilazione C/C++ e di *debug* avanzata.



*Fig. 27 Splash Screen di IAR Embedded Workbench*

IAR Embedded Workbench fornisce supporto per oltre 12000 dispositivi a microcontrollore basati su processori ARM dei principali produttori di semiconduttori. IAR Embedded Workbench dispone di un debugger che si integra perfettamente con le più popolari connessioni di *debugging*, JTAG e SWD, includendo anche SEGGER J-Link, ST-Link e ST-Link/V2 di *STMicroelectronics*. Proprio questi sono stati utilizzati nel presente lavoro per la programmazione dei microcontrollori delle varie schede.

La versione di IAR utilizzata per lo sviluppo del progetto oggetto di questa tesi è *IAR Embedded Workbench V7.8.0*. Tale versione rappresenta un ottimo IDE di sviluppo che comprende tutte le funzioni necessarie per la realizzazione di firmware per processori ARM supportando largamente la linea Cortex-M.

IAR Embedded Workbench contiene un *wizard* di progetto che genera automaticamente progetti C e C++ per dispositivi ARM. La maggior parte dei progetti di esempio gestiscono:

- Accensione e reset
- Interrupt Vector Table
- Inizializzazione del runtime environment
- Librerie di driver dei dispositivi
- Applicazione `main()` di esempio che usa le librerie dei driver dei dispositivi (se applicabile)

Nella maggior parte dei casi, le librerie dei driver per i dispositivi dei produttori di semiconduttori sono comprese con il prodotto e integrate all'interno del *wizard* per il progetto; in particolare, quando viene creato un nuovo progetto, la libreria del firmware viene generata automaticamente con l'applicazione di esempio.

L'ambiente di sviluppo IAR è supportato anche da molti fornitori di *Real-Time Operating System (RTOS)* che forniscono librerie di programmazione per l'implementazione di sistemi operativi *real-time* all'interno del firmware. Per le applicazioni di gestione e controllo sviluppate per le schede di sviluppo utilizzate nel presente lavoro si è scelto di impiegare il sistema operativo *FreeRTOS*.

*FreeRTOS* [21] è un popolare sistema operativo real-time per dispositivi embedded ed *STMicroelectronics* se ne avvale per gestire le varie funzionalità che sono incluse nel firmware di un *E-meter*. Questo sistema operativo è distribuito sotto GPL (GNU *General Public License*) con una eccezione opzionale. L'eccezione permette al codice proprietario dell'utente di rimanere *closed source* mantenendo il *kernel* stesso *open-source*, facilitando quindi l'utilizzo di *FreeRTOS* in applicazioni proprietarie.



*Fig. 28 Logo di FreeRTOS*

Un sistema operativo real-time (RTOS) è un sistema operativo (OS) progettato per servire le richieste di applicazioni real-time. Una caratteristica chiave di un RTOS è il livello della sua consistenza riguardo la quantità di tempo che impiega per accettare e completare un task di un'applicazione; questa variabilità è chiamata *jitter*. Un RTOS che di solito riesce a rispettare una determinata *deadline* è un soft real-time OS, mentre se è in grado di soddisfare una *deadline* deterministica allora è un hard real-time OS.

Un RTOS ha un algoritmo di *scheduling* che consente di orchestrare la priorità dei processi nel sistema dedicati ad un insieme limitato di applicazioni. I fattori chiave in un real-time OS sono la minima latenza di interrupt e la minima latenza nel *thread switching*; un real-time OS è maggiormente apprezzato in base a quanto è veloce o a quanto prevedibilmente esso può rispondere ad una certa quantità di lavoro che esso può svolgere in un determinato periodo di tempo. Per quanto riguarda FreeRTOS, esso è progettato per essere piccolo e semplice. Il *kernel* stesso è costituito da soli tre o quattro file C. Per rendere il codice maggiormente leggibile, portabile, e gestibile è stato scritto principalmente in C, ma ci sono alcune funzioni *assembly* incluse, ove necessario (per lo più nelle routines di scheduling di architetture specifiche). FreeRTOS fornisce metodi threads o tasks multipli e semafori supportando anche la priorità dei thread. Inoltre sono forniti tre schemi di allocazione di memoria: solo allocazione, allocazione e disallocazione con un algoritmo molto semplice e veloce e un algoritmo di allocazione e disallocazione più complesso. Non c'è nessuna delle caratteristiche più avanzate che si possono trovare tipicamente in sistemi operativi come *Linux* o *Microsoft Windows*, come driver di periferiche, la gestione avanzata della memoria, gli account per gli utenti e il networking. FreeRTOS implementa i multi-thread avendo un programma host che chiama un metodo thread tick a brevi intervalli regolari di tempo. Il metodo *thread tick* effettua lo switch dei task in base alla loro priorità e uno schema di scheduling a *round-robin*. L'intervallo comune va da un millesimo di secondo a un centesimo di secondo attraverso un interrupt da un timer hardware, ma questo intervallo viene spesso cambiato per adattarsi all'applicazione particolare. Il sito

FreeRTOS.org contiene tutorial RTOS, dettagli della progettazione di RTOS e confronti delle prestazioni di RTOS su microcontrollori differenti.

Le caratteristiche chiave di FreeRTOS sono:

- Minimo impiego di memoria, basso overhead ed esecuzione molto veloce;
- Scheduler configurabile per il funzionamento preemptive o cooperative;
- Supporto delle coroutine (una coroutine in FreeRTOS è un task molto semplice e leggero che richiede un utilizzo molto limitato dello *stack*);
- Supporto al tracing attraverso macro di trace generiche. Strumenti quali FreeRTOS+Trace (fornito dal partner di FreeRTOS Percepio) possono quindi registrare e visualizzare il comportamento in esecuzione di sistemi basati su FreeRTOS. Questo include anche lo scheduling dei task e le chiamate al kernel per i semafori e alle operazioni su code.

## **CAPITOLO 3: COMUNICAZIONE POWER LINE IN RETI DI MEDIA TENSIONE**

### **3.1 Introduzione**

La trasmissione di segnali di comunicazione attraverso la rete di media tensione (MT) è stata oggetto di un crescente interesse negli ultimi anni soprattutto per l'assenza di un'appropriata ed efficiente rete di comunicazione per le reti di distribuzione di energia elettrica.

Lo sviluppo delle reti di distribuzione all'interno delle smart grid richiede un continuo scambio di informazioni, tra il distributore (DSO), gli utilizzatori e gli utenti connessi. Lo scambio di informazioni è essenziale per differenti applicazioni intelligenti, come ad esempio il controllo remoto dei sistemi delle cabine secondarie e dei sistemi di telelettura dei contatori (Automatic Meter Reading – AMR), il controllo dei flussi di potenza della generazione distribuita [22]-[29].

Per questi scopi come già introdotto nel *Capitolo 1* di solito vengono utilizzati i sistemi wireless o GSM, anche se poco affidabili (specialmente in condizioni meteo avverse) ed affetti da un intrinseco costo legato alle tariffe dei provider di comunicazione. Accanto a questi sistemi di comunicazione tradizionali è già largamente impiegata la comunicazione NB-PLC per supportare funzioni come la lettura automatica degli smart meter sulla bassa tensione (BT)[30]. A dispetto di una velocità di trasmissione bassa, la comunicazione NB-PLC ha grandi vantaggi legati principalmente ai bassi costi di installazione poiché le linee sono già presenti e di proprietà del distributore annullando così i costi legati ai provider di comunicazione. Inoltre la ridondanza del controllo e della protezione, i quali sono requisiti fondamentali per la sicurezza di una rete di distribuzione possono essere facilmente ed economicamente supportati da un sistema di comunicazione PLC. Alla luce di queste considerazioni risulta quindi utile pensare di sfruttare tale tipologia anche per le comunicazioni per il trasferimento di dati tra il centro di controllo del distributore e le cabine della rete di media tensione andando ad affiancare o sostituire le attuali connessioni wireless o GSM. Nello specifico, ad esempio, una soluzione PLC potrebbe essere utilizzata come sistema di comunicazione ridondante in parallelo ad un sistema di comunicazione più veloce, oppure per tutte quelle applicazioni che prevedono dei trasferimenti di informazioni a bassa velocità come ad esempio invio di comandi, di messaggi relativi allo stato delle rete o di dati immagazzinati off-line.

La possibilità di sfruttare la comunicazione PLC anche sulla rete di media tensione tuttavia ha posto diverse questioni rilevanti. Una di queste è sicuramente l'accoppiamento del segnale, che richiede l'installazione di accoppiatori dedicati sia in cabina primaria che secondaria. Inoltre proprio all'installazione sono connessi una serie di problematiche di natura tecnica che saranno affrontati di seguito.

In questo capitolo, quindi, viene proposta l'adozione di una innovativa soluzione che riduce significativamente il costo del sistema di accoppiamento e della sua installazione. Tale soluzione sarà testata sia, nella range di frequenza che va dalla CENELEC A fino a 200 kHz.

### 3.2 La normativa CENELEC

In Europa gli intervalli di frequenza disponibili per le trasmissioni su linee in media e bassa tensione sono stabiliti dal CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) nella normativa EN 50065-1 del 2001[30].

Tale norma individua cinque differenti bande di frequenza nel range che va da 3kHz a 148,5kHz, specificando per ciascuno di essi un limite massimo per il segnale trasmesso(Fig. 29)

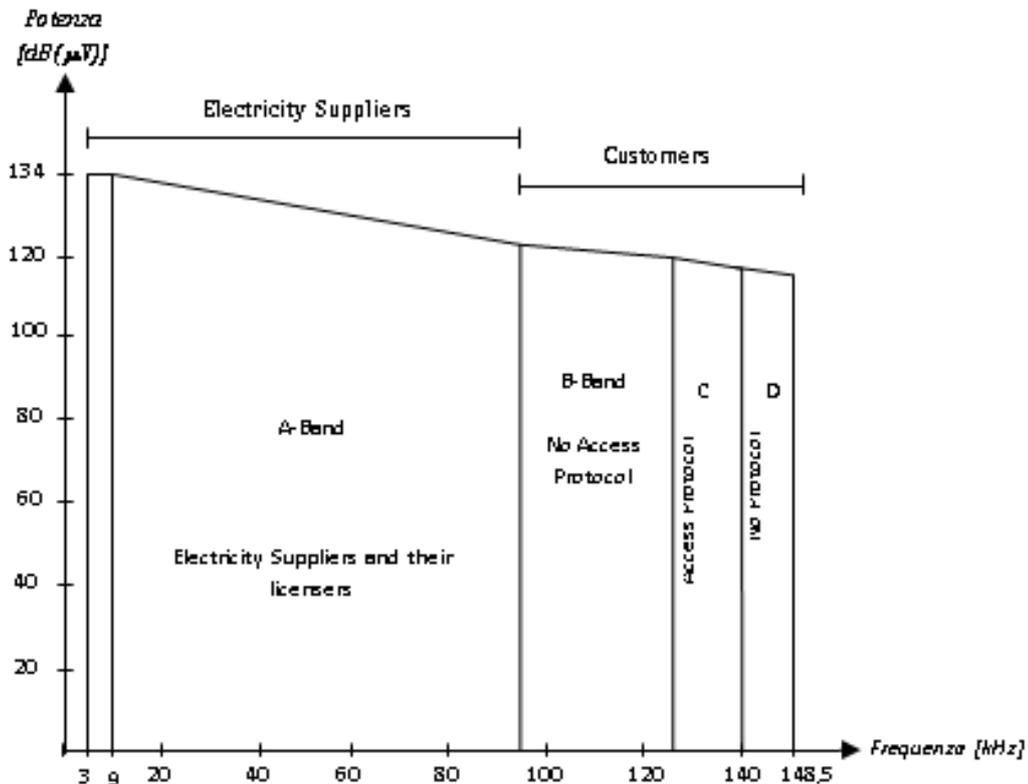


Fig. 29 Bande di frequenza e relativi limiti fissati dalla norma CENELEC 50065-1

Nella normativa sono specificati inoltre alcuni limiti di concessione all'utilizzo all'interno della banda CENELEC per le comunicazioni PLC. In particolare la banda tra 3kHz e 95kHz è suddivisa in due sottobande:

- da 3kHz a 9kHz: utilizzo limitato ai soli distributori di energia elettrica;
- Banda A (da 9kHz a 95kHz): utilizzo consentito sia ai distributori di energia elettrica che ai loro utenti per lo scambio di dati, come ad esempio, la lettura dei contatori di energia, le misure a distanza di potenze oppure il controllo dei carichi;

L'uso della banda di frequenze compresa tra 95kHz e 148,5kHz è limitato invece agli utilizzatori. Tale banda è suddivisa ulteriormente in altre tre sottobande:

- Banda B (da 95kHz a 125kHz): non richiede alcun protocollo di accesso ed è destinata ai sistemi che richiedono la continua disponibilità del canale trasmissivo;
- Banda C (da 125kHz a 140kHz): utilizza un particolare protocollo di accesso denominato CSMA (Carrier Sense Multiple Access) per consentire ai diversi sistemi di funzionare sulla stessa rete o su reti collegate elettricamente tra loro. Queste frequenze sono riservate a quei sistemi che non occupano continuamente il canale;
- Banda D (da 140kHz a 148,5kHz): non richiede un protocollo di accesso ed è solitamente destinata ai sistemi di sicurezza ed antincendio.

### **3.3 Le tecniche di modulazione utilizzate nella comunicazione PLC**

I sistemi di comunicazione per le trasmissioni PLC poiché generano segnali digitali ricorrono alle tecniche di modulazione digitale su portante analogica in quanto un canale di tipo passa banda non permette la trasmissione di segnali digitali in banda base, cioè non modulati. E' necessario introdurre una qualche modulazione per traslare lo spettro del segnale digitale da trasferire, in modo che la banda del segnale modulato rientri in quella di trasmissione del canale. Nella modulazione digitale i parametri che regolano la modulazione (ampiezza, frequenza, fase) non variano in modo continuo, come per le modulazioni analogiche, ma possono assumere solo un numero discreto di valori, ciascuno dei quali corrisponde alla trasmissione di un diverso simbolo. Come per le modulazioni analogiche anche per quelle digitali la modulante agirà sull' ampiezza, sulla frequenza o sulla fase della portante. Le modulazioni digitali si distinguono in:

- ASK (*Amplitude Shift Key*);

- FSK (*Frequency Shift Key*);
- PSK (*Phase Shift Key*);
- QAM (*Quadrature Amplitude Modulation*)

La velocità di trasmissione in una modulazione digitale è rappresentata dal numero di possibili livelli logici (bit) trasmessi nell'unità di tempo e quindi espressa in *bit/secondo(bps)*. La velocità di trasmissione è legata alla larghezza di banda e al tipo di modulazione nello specifico a parità di modulazione una limitazione sulla larghezza di banda disponibile si traduce in un limite al valore massimo del bit rate che si può ottenere. L'incremento del bit rate nelle comunicazioni PLC si può ottenere attraverso l'utilizzo di modulazioni multi-portante usando quindi una banda più grande.

Nella sua forma più generale il segnale modulato è un segnale del tipo:

$$v(t) = Re[\check{s}(t)e^{j2\pi f_0 t}] \quad (3.1)$$

in cui  $f_0$  rappresenta la frequenza della portante e l'involuppo complesso  $\check{s}(t)$  è definito dalla:

$$\check{s}(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \check{s}_n(t - nT) \quad (3.2)$$

e cioè dalla successione di forme d'onda  $\check{s}_n(t)$  prese da un insieme di  $M$  elementi  $\{\check{s}_n(t)\}_{n=1}^M$ .

Componendo le precedenti si ottiene il segnale  $v(t)$ :

$$v(t) = Re \left[ \sum_{n=-\infty}^{\infty} \check{s}_n(t - nT) e^{j2\pi f_0 t} \right] \quad (3.3)$$

che, se si suppone  $f_0 t$  intero, può essere riscritta come segue:

$$\begin{aligned} v(t) &= Re \left[ \sum_{n=-\infty}^{\infty} \check{s}_n(t - nT) e^{j2\pi f_0 (t - nT)} \right] \\ &= \sum_{n=-\infty}^{\infty} Re[\check{s}_n(t - nT) e^{j2\pi f_0 (t - nT)}] \\ &= \sum_{n=-\infty}^{\infty} s_n(t - nT) \end{aligned} \quad (3.4)$$

dove si sono definiti con:

$$s_n(t) = \text{Re}[\check{s}_n(t)e^{j2\pi f_0 t}] \quad (n = 1, \dots, M) \quad (3.5)$$

i simboli.

Si analizzeranno la modulazione PSK a singola portante, perché utilizzata dal modulatore ST7580 della scheda STEVAL-IPP001V2 per i test delle trasmissioni power line in rete di media tensione, e la modulazione PSK+OFDM perché sfruttata nella realizzazione delle funzionalità realizzate sulle schede EVALKIT STCOMET10-1 e EVALKIT ST8500.

### 3.3.1 La modulazione PSK

Nella modulazione PSK (*Phase Shift Keying*) la portante è trasmessa con valori di frequenza e ampiezza costanti, mentre ciò che viene variato in relazione all'informazione digitale modulante è il valore della fase.

L'involuppo complesso del simbolo è:

$$\check{s}_n(t) = V_0 e^{j(\vartheta_n + \varphi)} \text{rect}\left(\frac{t - \frac{T}{2}}{T}\right) \quad (n = 1, \dots, M) \quad (3.6)$$

con

$$\vartheta_n = 2\pi \frac{n}{M} \quad (3.7)$$

L'equazione precedente può essere riscritta come segue:

$$\check{s}_n(t) = V_0 e^{j\varphi} c_n \text{rect}\left(\frac{t - \frac{T}{2}}{T}\right) \quad (3.8)$$

dove:

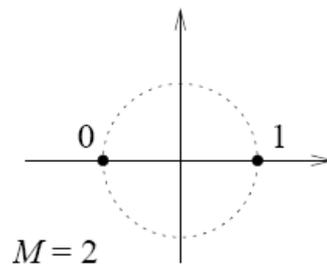
$$c_n = e^{j\vartheta_n} = \cos\left(2\pi \frac{n}{M}\right) + j \text{sen}\left(2\pi \frac{n}{M}\right) \quad (3.9)$$

Le PSK sono modulazioni ad involuppo costante perché l'ampiezza del segnale non dipende dal codice trasmesso. Ciò rende queste modulazioni adatte alle telecomunicazioni mobili anche su lunghe distanze e sono usate per WLAN e UMTS.

Esistono vari modi di applicare la modulazione digitale di fase tra i quali il più semplice è quello denominato 2-PSK (o BPSK - bipolar PSK) ma vengono utilizzate spesso anche la 4-PSK e la 8-PSK.

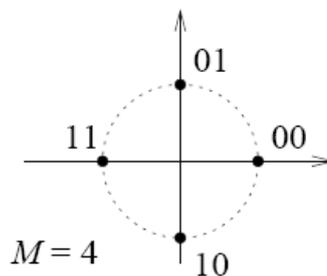
Nella modulazione BPSK la portante mantiene valori costanti per ampiezza e frequenza, ma assume due valori di fase a seconda del valore logico del bit del segnale modulante (*Fig. 30*). Per garantire la massima protezione dal rumore e dalle interferenze vengono scelti i due valori di fase estremi: 0 e  $\pi$ . Pertanto la corrispondenza tra le cifre  $c_n = e^{j\vartheta_n}$  e i simboli binari  $d = 0$  e  $d = 1$  sarà data da:

$$\begin{aligned} d = 0 &\Rightarrow c = -1 \\ d = 1 &\Rightarrow c = 1 \end{aligned} \quad (3.10)$$



**Fig. 30 Costellazione 2-PSK**

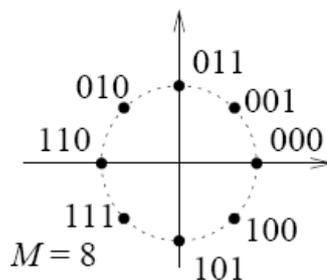
Nella modulazione 4-PSK (QPSK) troviamo 4 simboli distinti in quanto abbiamo quattro possibili valori per  $\vartheta_n = 0, \pi/2, \pi, 3\pi/2$  (*Fig. 31*). Con questa modulazione siamo in grado di modulare attraverso un gruppo di due bit per volta. Il mapping può essere scelto a seconda delle particolari esigenze applicative (ad es. si può utilizzare la codifica di Gray).



**Fig. 31 Costellazione 4-PSK**

La modulazione 8-PSK costituisce una evoluzione della 4-PSK in quanto è costituita da 8 simboli differenti in corrispondenza ai valori di

$\vartheta_n = 0, \pi/4, \pi/2, 3\pi/4, \pi, 5\pi/4, 3\pi/2, 7\pi/4$  (Fig. 32) questo caso il mapping va scelto in base alle esigenze di utilizzo.



**Fig. 32** Figura Costellazione 8-PSK

### 3.3.2 La modulazione PSK + OFDM

L'idea fondamentale del sistema di modulazione OFDM consiste nello scomporre il flusso dei dati da trasmettere ( $R$  bit/s) in  $N$  flussi in parallelo da trasmettere mediante un insieme di portanti con spaziatura (*spacing*)  $\Delta f$  in frequenza tale da non avere interferenza mutua tra i flussi (ortogonalità tra le portanti, multiplex a divisione di frequenza). L'ortogonalità si ha se la durata  $T_s = N/R$  dei simboli trasmessi sulle sottoportanti è legata alla spaziatura in frequenza dalla relazione  $\Delta f = 1/T_s$ . Questo modo di trasmissione su più sottoportanti anziché su un'unica portante si presenta utile sui canali di trasmissione molto rumorosi. In questo caso se si trasmette l'intero flusso  $R$  su un'unica portante occupando una banda  $B$ , si avrebbe forte interferenza intersimbolica e quindi necessità di una complessa equalizzazione di canale. Trasmettendo invece  $N$  flussi ciascuno a velocità  $R/N$  in  $N$  sottobande di larghezza  $\Delta f = B/N$ , si può dire in prima approssimazione che la funzione di trasferimento di canale per ciascuna sottobanda può essere considerata in pratica non distorcente (se  $\Delta f$  è sufficientemente piccola) e quindi la funzione di equalizzazione non risulta necessaria o viene comunque molto semplificata. Si trasmette, durante l'intervallo di simbolo (OFDM) di durata  $T_s = N/R$ , il segnale composito

$$s(t) = \sum_n a_n e^{j2\pi f_n t}, \quad 0 \leq t \leq T_s, \quad f_n = \frac{n}{T_s}, \quad 0 \leq n \leq N-1;$$

si modulano cioè in ampiezza o in fase (rispettivamente QAM o QPSK in quadratura)  $N$  sottoportanti a frequenza  $f_n$  rispettivamente con i simboli  $a_0, a_1, \dots, a_{N-1}$  (in Fig. 33 si può osservare come si presenta, in frequenza, un segnale OFDM con quattro portanti). Poiché le sottoportanti, essendo  $\Delta f = 1/T_s$ , sono ortogonali sull'intervallo di tempo  $T_s$ , i simboli  $a_n$  possono essere estratti senza interferenza mutua tra gli  $N$  canali in parallelo (in teoria con un banco di filtri adattati agli  $N$  impulsi ortogonali). Il segnale  $s(t)$  costruito con le  $N$  sottoportanti (in teoria con un banco di oscillatori) andrà poi traslato in frequenza nella banda del canale trasmissivo, mediante conversione (modulazione) su una conveniente portante di trasmissione  $f_0$ .

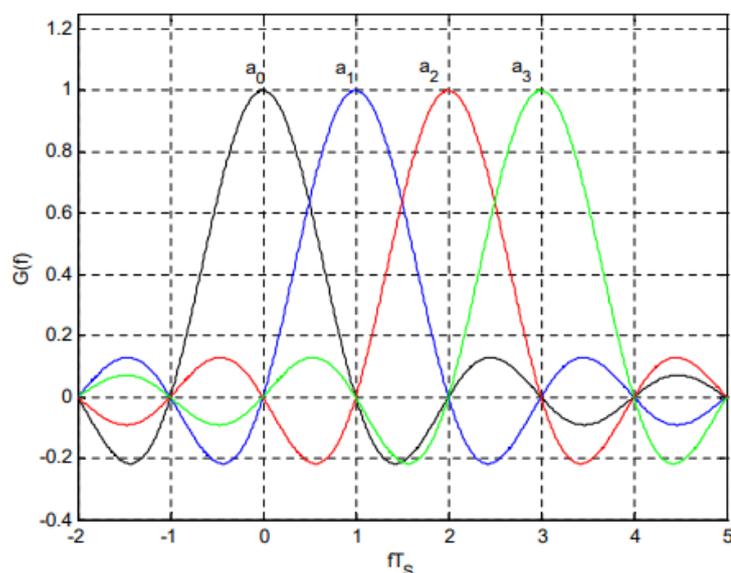


Fig. 33 Segnale OFDM con quattro portanti nel dominio della frequenza

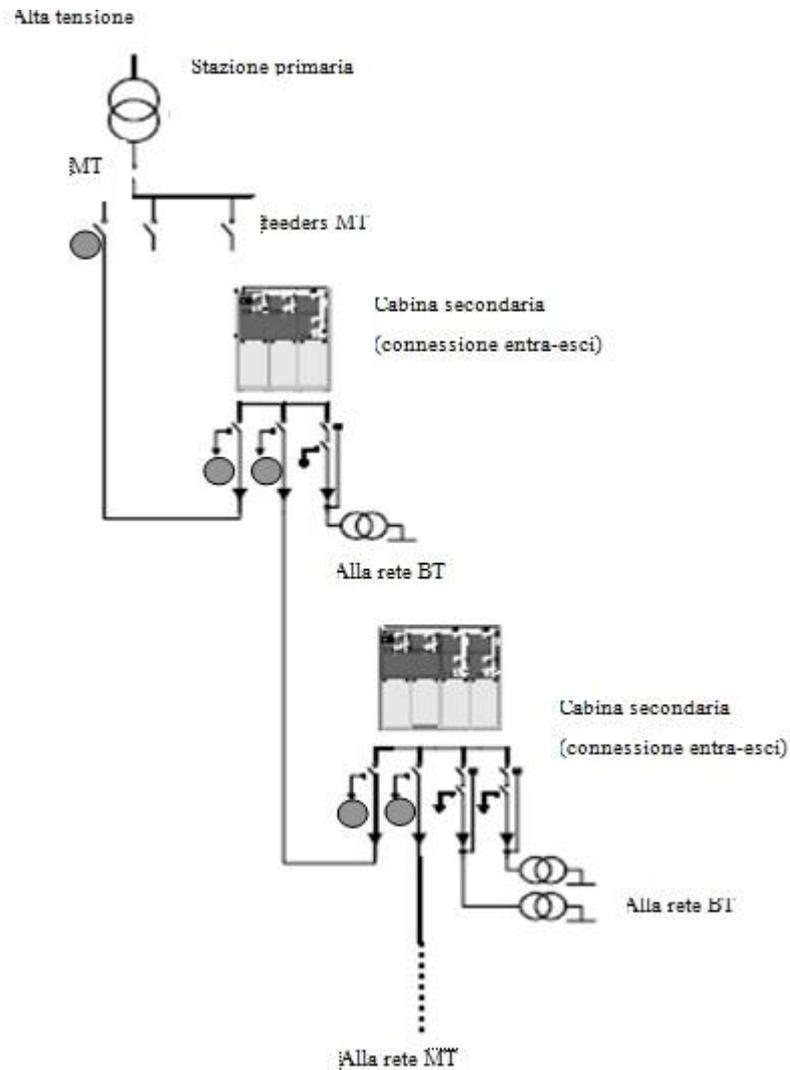
### 3.4 Soluzioni per la comunicazione PLC in rete MT

La comunicazione PLC, come accennato precedentemente, grazie al suo elevato grado di affidabilità viene largamente utilizzata in diverse applicazioni che coinvolgono il trasferimento di informazioni sulla rete di bassa tensione come ad esempio la telelettura degli smart meter degli utilizzatori connessi alla rete elettrica di distribuzione. L'affidabilità, quindi, ed inoltre i suoi bassi costi di installazione stanno spingendo la ricerca scientifica verso lo sviluppo di nuove soluzioni che possano utilizzare tale tecnologia di comunicazione anche per le trasmissioni sulla rete di media tensione. Il principale problema riscontrato per l'applicabilità della tecnologia di comunicazione PLC nelle reti di media tensione è l'iniezione del segnale la quale è legata quindi allo sviluppo di un adeguato sistema di accoppiamento.

Questo dovrebbe essere affidabile, a larga banda ed economico e nello specifico dovrebbe presentare un'alta impedenza alla frequenza di rete per isolare il circuito elettrico dalla rete di media tensione, e, allo stesso tempo, una bassa impedenza alle frequenze PLC con una banda adattabile alle trasmissioni con diverse tecniche di modulazione.

Per questo motivo la maggior parte dei sistemi di accoppiamento sviluppati è costituita da sistemi dedicati i quali sono installati sia in cabina primaria che in ciascuna secondaria. Fare uso di sistemi dedicati vuol dire anche avere elevati costi di installazione che aumentano in modo significativo quando si vuole estendere l'utilizzo di tali sistemi all'intera rete di distribuzione. Inoltre l'installazione dei sistemi di accoppiamento dedicati prevede la modifica dei quadri di media tensione per il loro alloggiamento oltrechè una temporanea disconnessione della cabina con i connessi costi legati alla temporanea interruzione del servizio[31] per gli utenti.

Un altro aspetto importante da considerare riguarda l'attenuazione introdotta dal canale di comunicazione, che in questo caso dipende dalla configurazione della rete elettrica, dal dispositivo di accoppiamento del segnale, dal trasformatore di potenza e dal tipo di linea (in cavo, aerea). Una possibile configurazione per un sistema PLC in una rete di distribuzione MT è presentata in *Fig. 34*



**Fig. 34** Possibile configurazione di un sistema PLC in rete MT

Nella configurazione mostrata in *Fig. 34* la comunicazione tra cabine primarie e secondarie si ottiene installando ricetrasmittitori PLC (pallini grigi) e dispositivi di accoppiamento adeguati, su entrambi i lati dell'entra-esci, tipicamente presente nelle cabine secondarie. Adottando questa configurazione si può mantenere la comunicazione anche quando i sezionatori sono aperti, grazie alla presenza di un ricetrasmittitore all'inizio e alla fine di ciascun feeder MT. Nel caso di cavi con schermo metallico, si preferisce generalmente la trasmissione del segnale in tensione tra anima del cavo e schermo piuttosto che tra le anime dei cavi. Nella configurazione anima-schermo il segnale viene iniettato tra il nucleo di un cavo e lo schermo collegato a terra alle estremità del cavo. Il nodo fondamentale da risolvere per una configurazione di comunicazione come quella appena presentata è trovare una soluzione per l'iniezione del segnale che potrebbe avvenire attraverso accoppiatori capacitivi o accoppiatori induttivi.

Alla luce di queste considerazioni fin qui esposte si è pensato di utilizzare delle soluzioni, alternative agli accoppiatori commerciali esistenti, che si basano sui divisori di tensione installati di solito su tutte le cabine di media tensione, come ad esempio i trasformatori di tensione o il sistema di rilevazione di presenza rete VDS (*Voltage Detecting System*) [32]. In particolare è stato realizzato un nuovo sistema che ha visto l'impiego anche di un brevetto, di proprietà di STMicroelectronics e sviluppato in collaborazione con il DEIM [33], basato sul divisore capacitivo del VDS per ottenere l'accoppiamento del segnale PLC in rete MT.

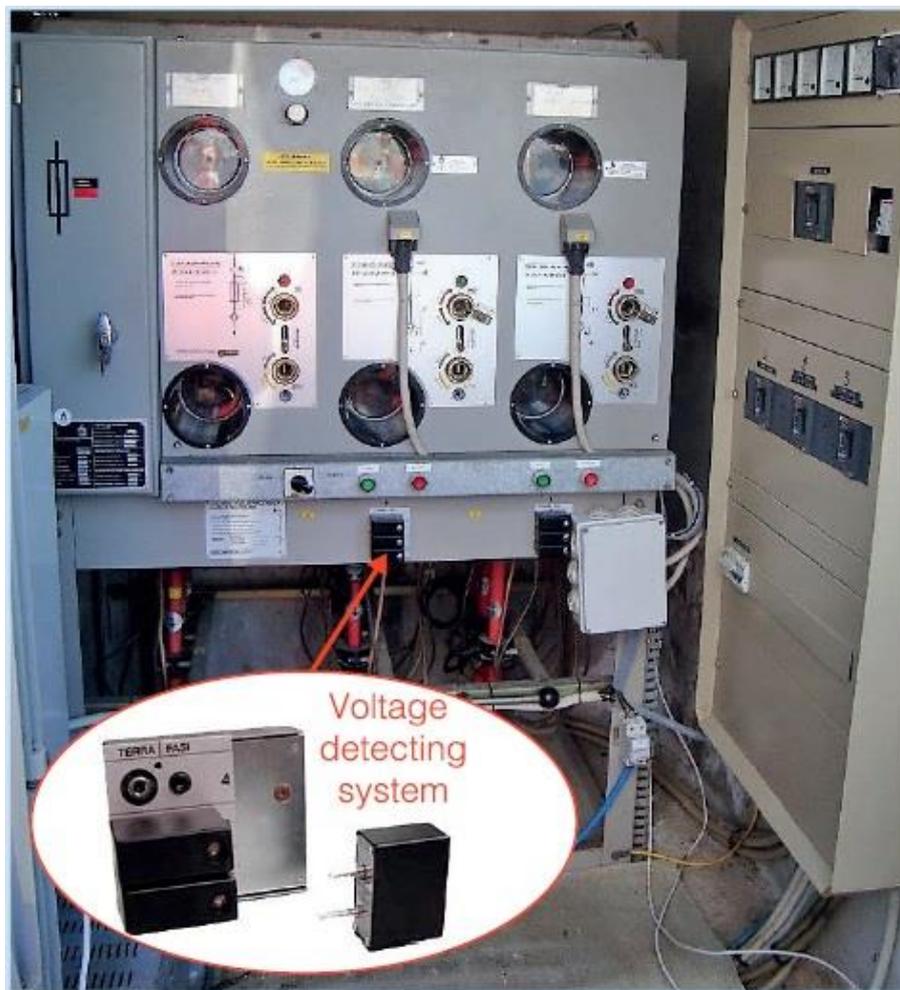
### **3.4.1 L'idea di un nuovo accoppiatore per la PLC: Progettazione e Modellizzazione**

I requisiti tecnici principali che deve soddisfare un accoppiatore PLC per la rete di MT sono i seguenti:

- mostrare un'impedenza elevata alle frequenza di rete per creare l'isolamento elettrico con la rete
- mostrare un'impedenza bassa alle frequenze PLC e una larghezza di banda adattabile alle varie frequenze PLC.

Gli accoppiatori commerciali generalmente sono costituiti da una serie di capacitori e di induttori. La serie dei capacitori è connessa alla linea della rete MT mentre la serie degli induttori è connessa a terra. I nodi intermedi delle serie sarebbero disponibili per iniettare o ricevere il segnale PLC. Tuttavia gli induttori presenti comportandosi da corto circuito alla frequenza di rete, e da circuito aperto alle frequenza PLC fanno in modo che il segnale possa essere iniettato in rete MT solo attraverso i nodi della serie capacitiva. A seguito di ciò l'idea di base proposta nel brevetto è iniettare il segnale PLC sfruttando le capacità del VDS.

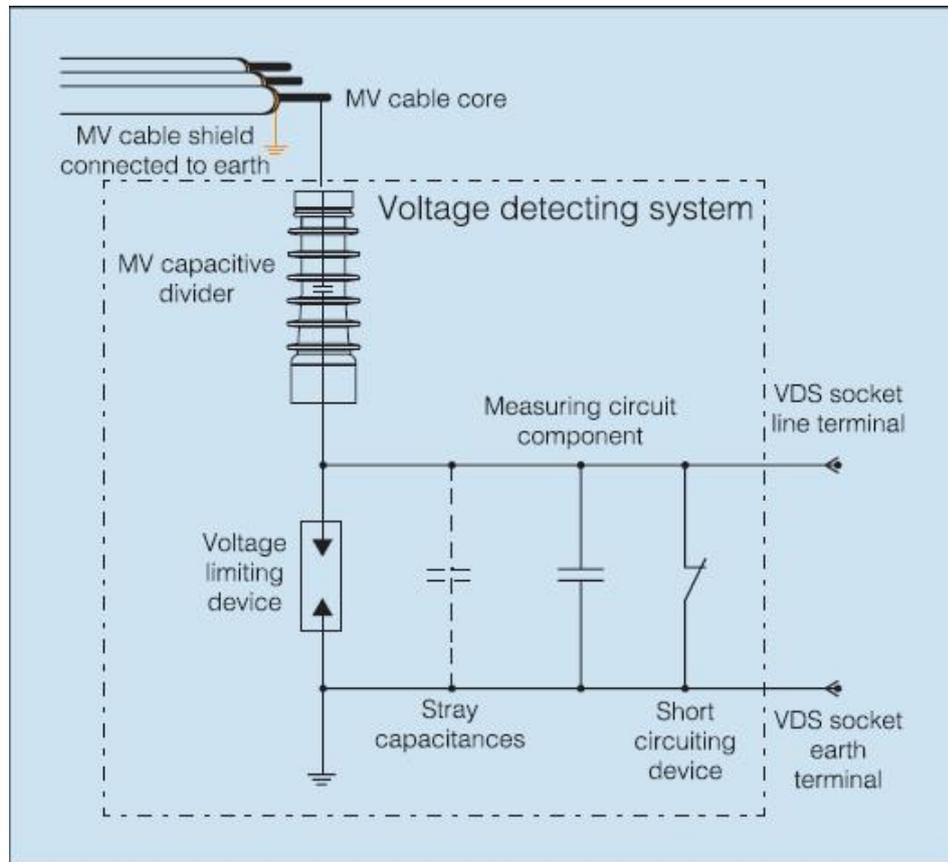
Il sistema VDS in sostanza è costituito da un divisore capacitivo il quale fornisce un segnale a bassa tensione al dispositivo di rilevazione di presenza rete; generalmente questo dispositivo è esterno e si connette su un alloggiamento dedicato che si trova sul quadro di media tensione di una cabina secondaria attraverso una spina munita di indicatori luminosi o audio per la segnalazione della presenza della tensione di rete (*Fig. 35*).



**Fig. 35 VDS con indicatore portatile in un quadro MT**

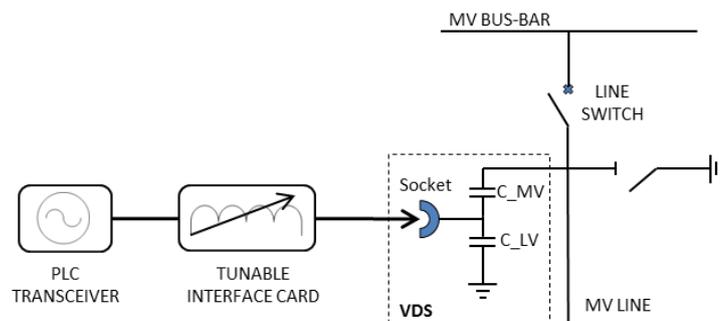
Da un punto vista circuitale (Fig. 36) un'estremità del divisore capacitivo è connessa alla barre di media tensione mentre l'altra estremità rappresenta il terminale di bassa tensione. Tra il terminale di bassa tensione e la terra sono connessi in parallelo un dispositivo di limitazione di tensione, un dispositivo di misure e un dispositivo di corto circuito. Inoltre bisogna considerare la presenza di una capacità di dispersione.

Considerando questa configurazione se si applicasse direttamente il segnale PLC alla presa dedicata al dispositivo rilevazione di presenza rete, questo verrebbe direttamente cortocircuitato verso terra attraverso la capacità equivalente di bassa tensione la quale ha un valore più piccolo rispetto a quella equivalente di media tensione.



**Fig. 36** Schema circuitale del VDS

La soluzione brevettata riportata in [33] risolve questo problema interponendo tra il transceiver PLC e la presa del VDS una scheda di interfaccia realizzando la configurazione riportata in Fig. 37



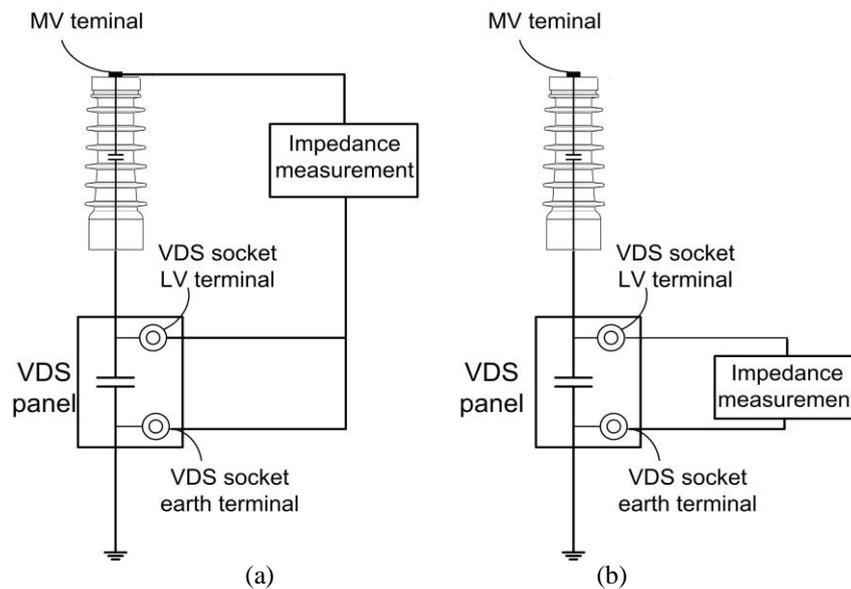
**Fig. 37** Configurazione del nuovo sistema di accoppiamento con il VDS

La funzione principale di questa scheda di interfaccia è quindi quella di realizzare un adattamento di impedenza che permette di trasmettere e ricevere il segnale PLC sul lato MT del divisore capacitivo.

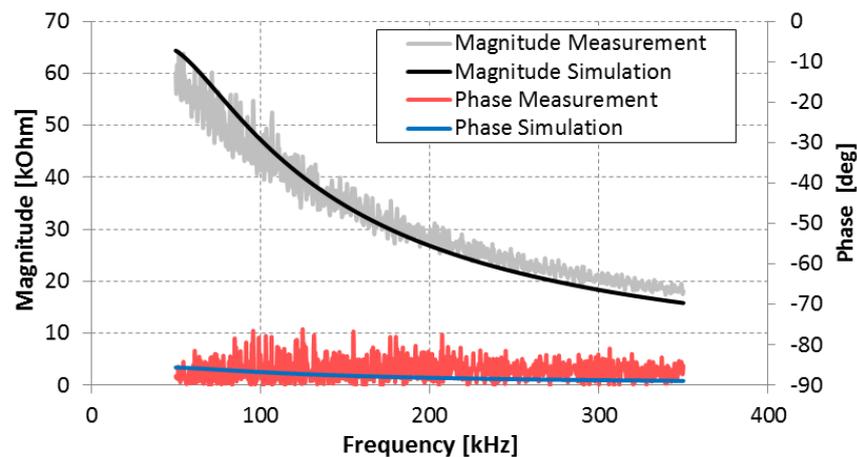
L'adattamento di impedenza è ottenuto attraverso la corretta progettazione dei blocchi di ricezione e trasmissione che compongono la scheda d'interfaccia la quale

a sua volta dipende sicuramente anche dalla conoscenza del modello in frequenza di ciascun elemento del canale PLC ma anche del divisore capacitivo del VDS.

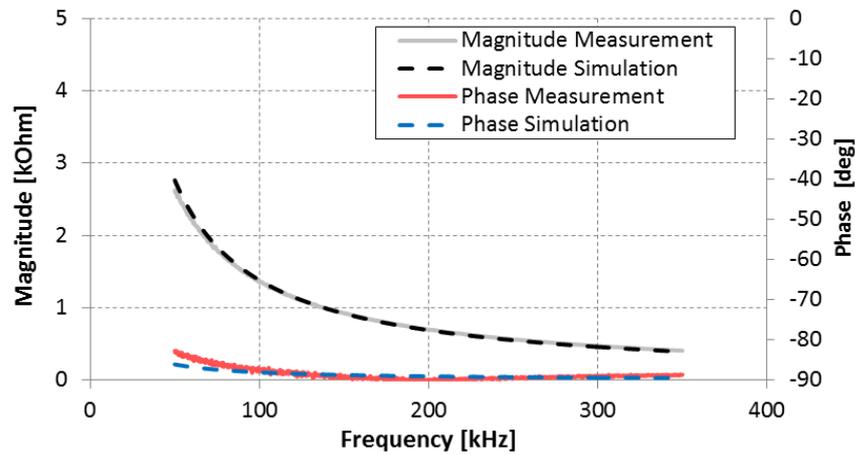
Per la caratterizzazione e la modellizzazione degli elementi del canale PLC si è fatto riferimento ai risultati ottenuti in [34]-[39], mentre per quanto riguarda il divisore capacitivo del VDS è stato considerato il metodo di caratterizzazione proposto in [39] che ha permesso di conoscere il modello nel range di frequenza di interesse. Nello specifico la misura di impedenza è stata eseguita mediante un analizzatore di rete come mostrato nello schema di misura di Fig. 38. L'impedenza misurata tra i terminali MV e LV del divisore è riportata in Fig. 39, mentre l'impedenza tra il terminale LV e la terra è mostrata in Fig. 40



**Fig. 38** Schema di misura per la caratterizzazione del VDS: a) misurazione dell'impedenza tra i terminali MV e LV del divisore; b) misurazione dell'impedenza tra il terminale LV e la terra



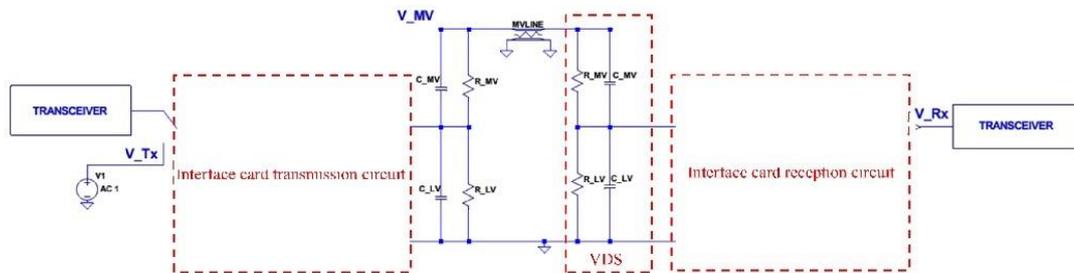
**Fig. 39** Impedenza tra i terminali MV LV misurata nel range di frequenza 50kHz-350kHz



*Fig. 40 Impedenza misura tra il terminale LV e la terra nel range di frequenza 50kHz-350kHz*

Al comportamento dell'impedenza misurata è stato associato quindi un modello rappresentato da una serie di due condensatori in parallelo con due resistori i quali rappresentano gli effetti parassiti.

Il modello del divisore capacitivo è stato incluso in un modello più grande rappresentante l'intero sistema PLC (Fig. 41), il quale a sua volta è stato simulato attraverso il software LT-SPICE. La simulazione ha avuto un ruolo importante perchè attraverso il comportamento in frequenza dell'intero sistema è stato possibile definire la linea da seguire per la corretta progettazione della scheda d'interfaccia per il VDS proposta in [33].

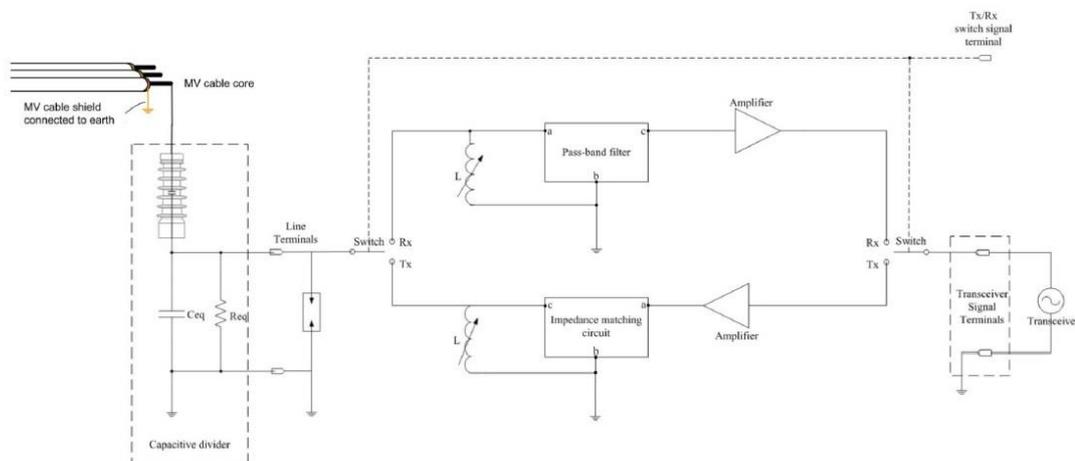


*Fig. 41 Modello del sistema PLC simulato mediante LT-SPICE*

### 3.4.2 Descrizione della scheda di interfaccia del VDS

Come già accenato precedentemente il ruolo principale della scheda di interfaccia è quello di realizzare un adattamento di impedenza tra il transceiver e il divisore capacitivo del VDS, il quale a causa della bassa capacità mostrata sul lato di bassa tensione circuiterebbe il segnale PLC iniettato. Quindi la funzione della scheda di interfaccia è quella di introdurre un qualche effetto in modo da poter ridurre l'effetto capacitivo. Questo effetto è quello induttivo, il quale introdotto attraverso una rete di induttori modificabile produce un effetto risonante in modo

che solo una piccola parte del segnale PLC venga cortocircuitata verso terra mentre la maggior parte venga iniettata sulla rete di MV. Lo schema di principio della scheda di interfaccia incluso in una configurazione completa del sistema è mostrato in Fig. 42



**Fig. 42** Schema di principio della scheda di interfaccia del VDS

Nella configurazione mostrata in Fig. 42 il segnale PLC viene iniettato tra l'anima di uno dei tre cavi e lo schermo connesso a terra.

Riguardo la scheda di interfaccia si può notare che essa è costituita da due sezioni differenti: una sezione dedicata alla trasmissione (Tx) e una dedicata alla ricezione (Rx). Il transceiver PLC grazie ad un'uscita digitale seleziona la sezione desiderata (Tx o Rx). Ciascuna sezione ha un blocco di induttori accordabile il quale viene connesso in parallelo alla presa del VDS. L'induttore equivalente mostrato da questo blocco variabile assieme alla capacità equivalente del divisore del VDS crea un circuito risonante parallelo centrato alla frequenza del segnale PLC.

In questo modo per la configurazione della scheda in trasmissione si crea un'alta impedenza verso terra incanalando la maggior parte del segnale verso la parte MT del divisore del VDS. Inoltre il circuito di adattamento di impedenza mostrato in Fig. 42 permette di ottenere il massimo trasferimento del segnale verso la rete MT grazie l'adattamento di impedenza tra l'uscita della sezione di trasmissione e il divisore capacitivo MT.

In ricezione invece il blocco di induttori variabile ha la funzione di mostrare il più grande valore di impedenza tra la linea e il terminale di terra nel range di frequenza PLC. In questo modo si ottiene il massimo livello del segnale alla presa del VDS. Inoltre grazie ad una rete filtrante passa-banda è possibile discriminare il segnale

PLC di interesse dal rumore. Per incrementare il livello del segnale PLC trasmesso e ricevuto in entrambe le sezioni è prevista un blocco amplificatore.

Dalle descrizioni della scheda di interfaccia e della configurazione di connessione con il VDS risulta evidente che il sistema di accoppiamento mostra rispetto agli accoppiatori di MT dedicati parecchi vantaggi i quali sono riportati di seguito:

- costi di realizzazione minori
- nessuna modifica del quadro di media tensione per l'installazione
- nessuna interruzione del servizio legata alle operazioni di installazione
- installazione semplice, veloce e sicura che garantisce anche una riduzione dei costi di manodopera

### **3.5 Caratterizzazione della scheda d'interfaccia in banda CENELEC e fino a 200kHz**

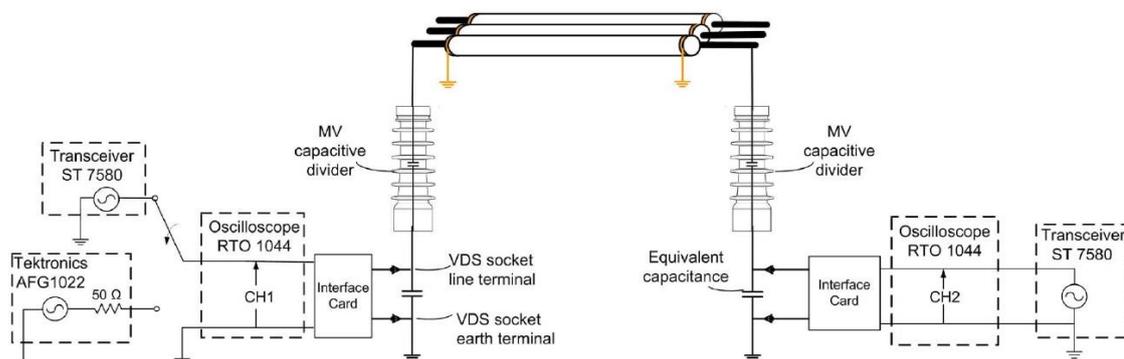
La caratterizzazione del prototipo della scheda d'interfaccia è avvenuta mediante prove di laboratorio assieme alla valutazione delle prestazioni di comunicazione dell'intero sistema di accoppiamento fin qui descritto.

Le prove si sono focalizzate in un primo momento sul comportamento del sistema nella banda CENELEC A (35kHz-91kHz) in quanto è la sola standardizzata per le reti di distribuzione dell'energia in Europa. Dopo i test in banda CENELEC A è stata fatta l'indagine sul comportamento del nuovo sistema di accoppiamento del VDS in banda CENELEC B (95kHz-125kHz) e in particolare è stata considerata la frequenza centrale di 110kHz. È stata scelta questa frequenza perché lontana da quelle tra i 70-90kHz utilizzate, ad esempio, per la telettura dagli AMR, ed, inoltre, in alcuni test realizzati in campo è emerso come questo range abbia un livello di rumore molto basso[40].

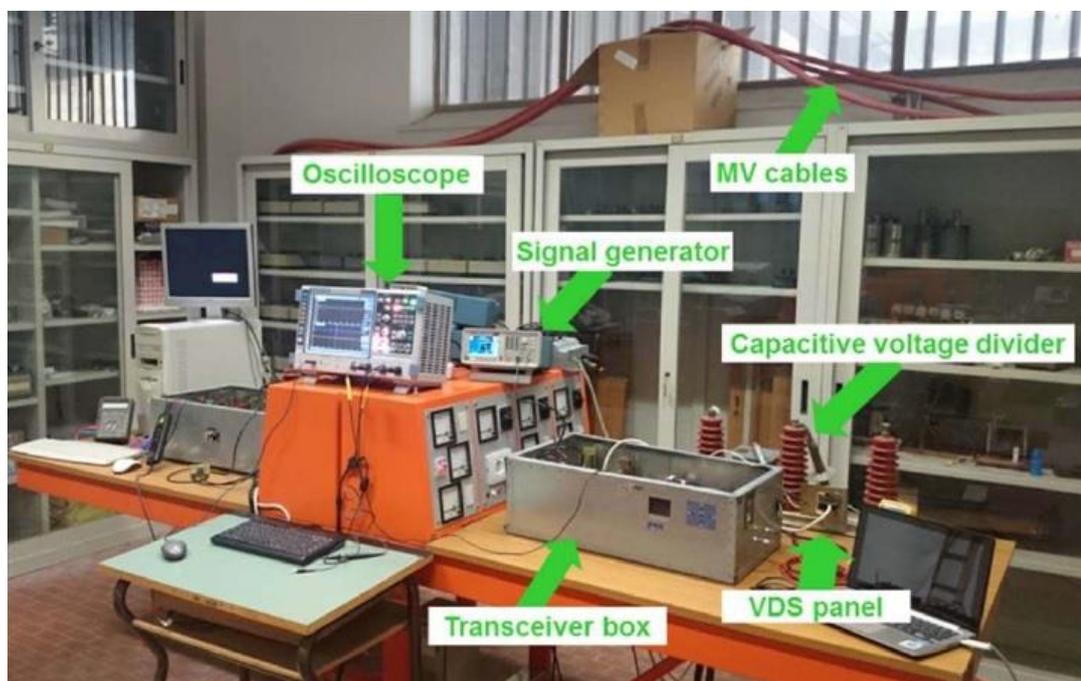
Infine è stata eseguita la caratterizzazione al di fuori della banda CENELEC e nello specifico per le frequenze centrali di 150kHz e 200kHz. L'indagine su queste due frequenze le quali ricadono nella banda FCC utilizzata nelle trasmissioni PLC negli USA è stata fatta per dimostrare il livello di efficienza del sistema di accoppiamento proposto. Per quanto riguarda le prove di laboratorio sono stati eseguiti due tipologie differenti di test:

- analisi della risposta in frequenza del sistema alle varie frequenze della banda di interesse;
- trasmissione alle varie frequenze centrali e con tecniche di modulazione differenti.

Lo schema e la foto del banco realizzato in laboratorio per i test in questione sono mostrati rispettivamente in *Fig. 43* e in *Fig. 44*



**Fig. 43** Schema del banco di prova in laboratorio



**Fig. 44** Banco di prova in laboratorio

I test sono stati eseguiti in assenza di media tensione. Il banco di prova era costituito da due set di divisori capacitivi connessi fra loro attraverso tre cavi unipolari di media tensione modello RG7H1R di 15m di lunghezza e con 50mm<sup>2</sup> di sezione, interna in alluminio ed esterna in rame, circolare. Le due triadi dei divisori capacitivi sono stati connessi al pannello VDS rispettando i requisiti contenuti nella IEC 61243-5[41]. Il modello dei VDS considerati è impiegato nella maggior parte delle cabine secondarie MT che fanno parte della rete elettrica di distribuzione italiana. Il transceiver PLC e la scheda di interfaccia sono stati allocati all'interno di un cassone metallico e alimentati

da una blocco di alimentazione che forniva differenti livelli in tensione in continua. Il transceiver PLC utilizzato è stato l'ST7580, descritto in §2.2.1.1, il quale è integrato nella scheda STEVAL-IPP001V2. Grazie ad un pin digitale di uscita comandato dal microcontroller dell' STEVAL-IPP001V2 avviene la selezione del blocco di ricezione o trasmissione sulla scheda d'interfaccia. Il blocco di induttori della scheda di interfaccia è stato accordato in modo da ottenere una banda a 6dB centrata sulla frequenza di trasmissione desiderata con una larghezza di 15kHz. Queste caratteristiche sono perfettamente in accordo con i requisiti di banda richiesti dalle tecniche di modulazione del transceiver ST7580 che è stato utilizzato. La scheda di interfaccia, infine, è stata connessa al VDS tramite una presa standard modificata. Per misurare la risposta in frequenza del canale PLC così costruito è stato connesso un generatore di segnale Tektronics AGF1022 all'ingresso di una delle due schede d'interfaccia il quale generava un segnale con un'ampiezza di 1,5Vpp spazzolando un range di frequenza di 50 kHz centrato su una determinata frequenza all'interno delle bande considerate. La risposta in frequenza del sistema di accoppiamento PLC è stata misurata visualizzando lo spettro del segnale ricevuto su un oscilloscopio Rohde & Schwartz 1044. I risultati riportati nei sottoparagrafi successivi mostrano come la possibilità di selezionare i vari induttori della scheda d'interfaccia, realizzando un circuito risonante accordabile, permetta di ottenere una banda a 6dB con 15kHz di larghezza per tutte le frequenze centrali considerate. Dopo le misure relative alla risposta in frequenza è stata realizzata una campagna di test di comunicazione sulle stesse frequenze centrali. Le prestazioni del sistema di accoppiamento sono state valutate misurando il *success rate* ovvero la percentuale di frame ricevuti calcolata su quelli trasmessi. Sono stati eseguiti differenti test considerando la trasmissione consecutiva di 1000 frame cambiando il tipo di modulazione PSK utilizzata e l'ampiezza del segnale trasmesso.

### **3.5.1 Risultati dei test in laboratorio in banda CENELEC A**

I risultati relativi la caratterizzazione del sistema di accoppiamento sono riportati in *Fig. 45*, *Fig. 46*, *Fig. 47* e *Fig. 48* per i range centrati su 45kHz, 60kHz, 72kHz e 86kHz.

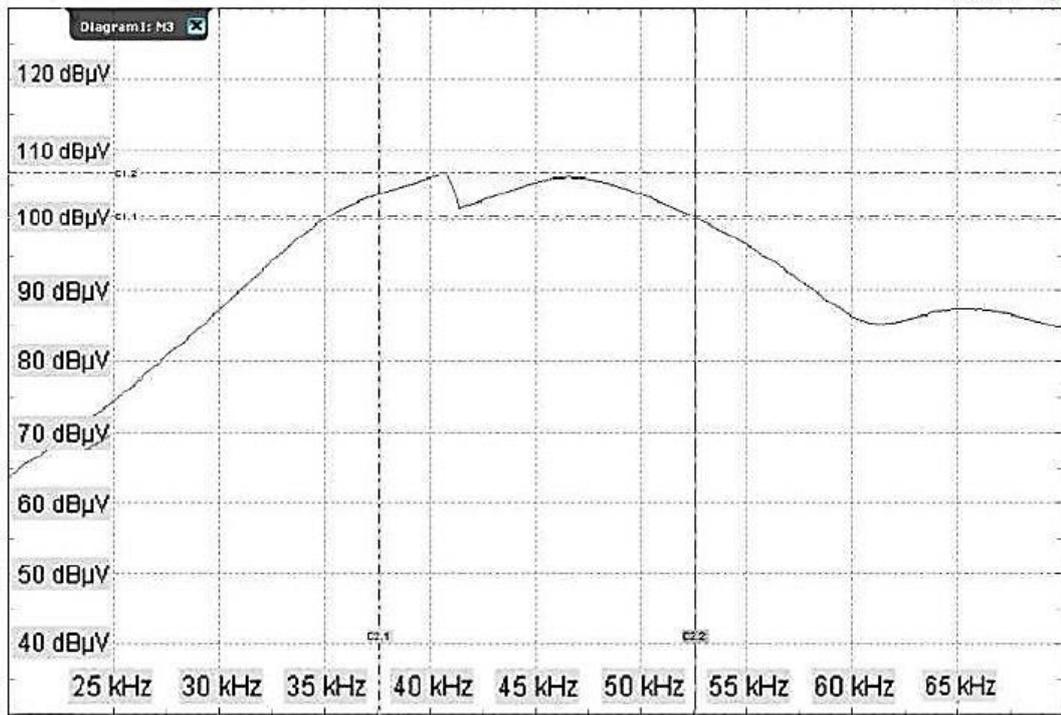


Fig. 45 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 45kHz

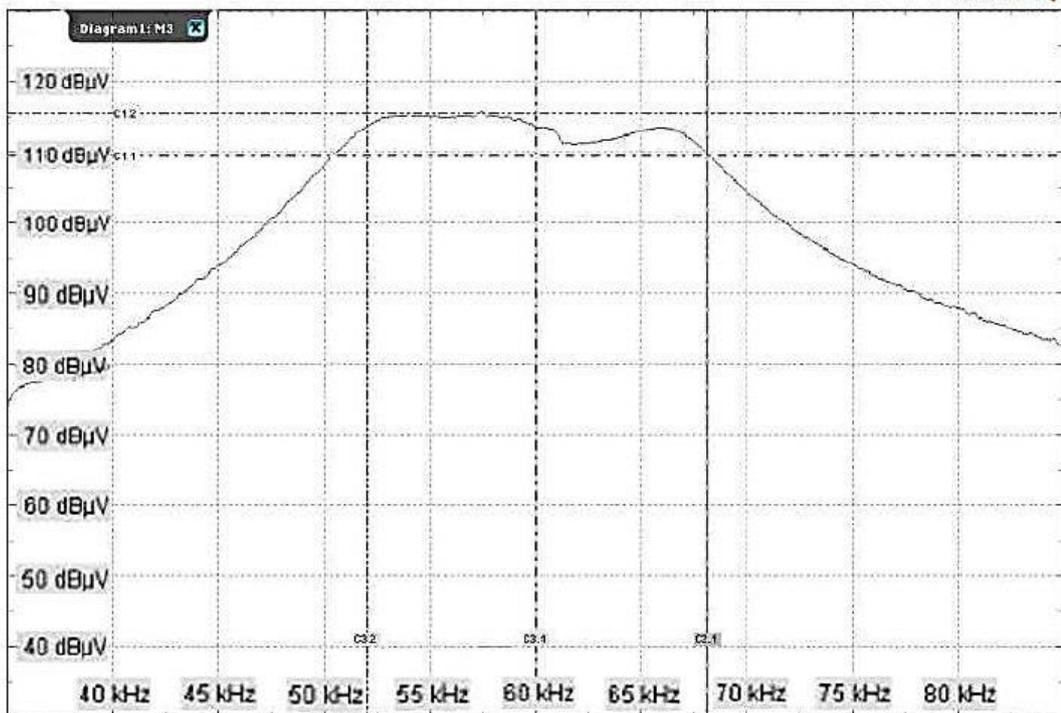


Fig. 46 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 60kHz

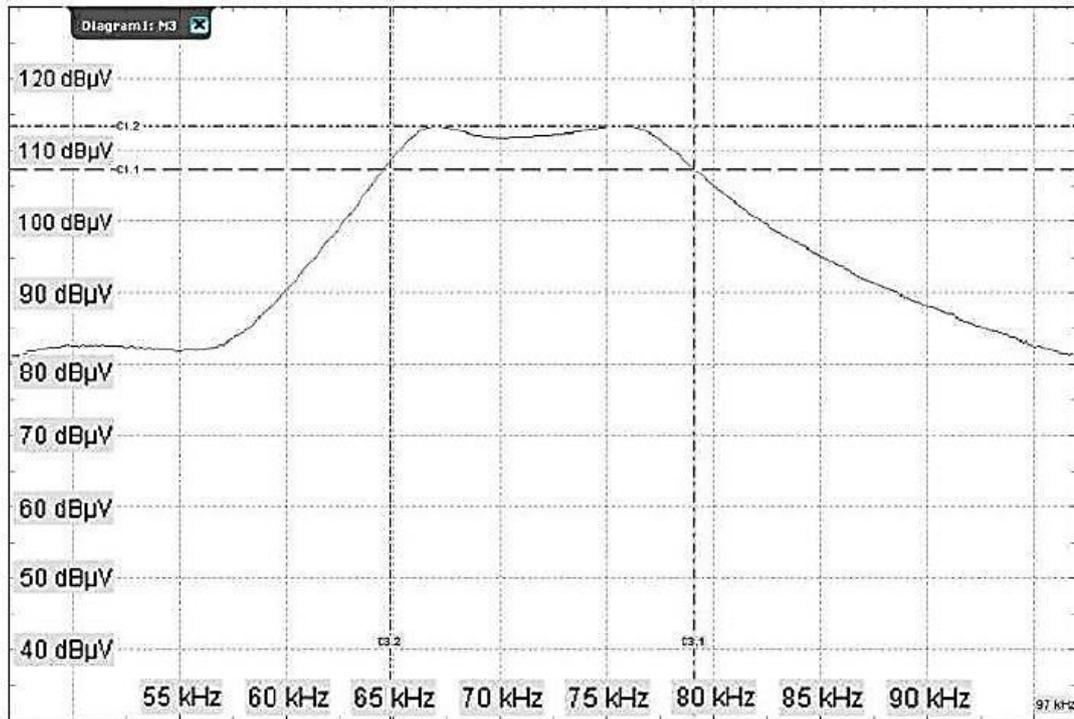


Fig. 47 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 72kHz

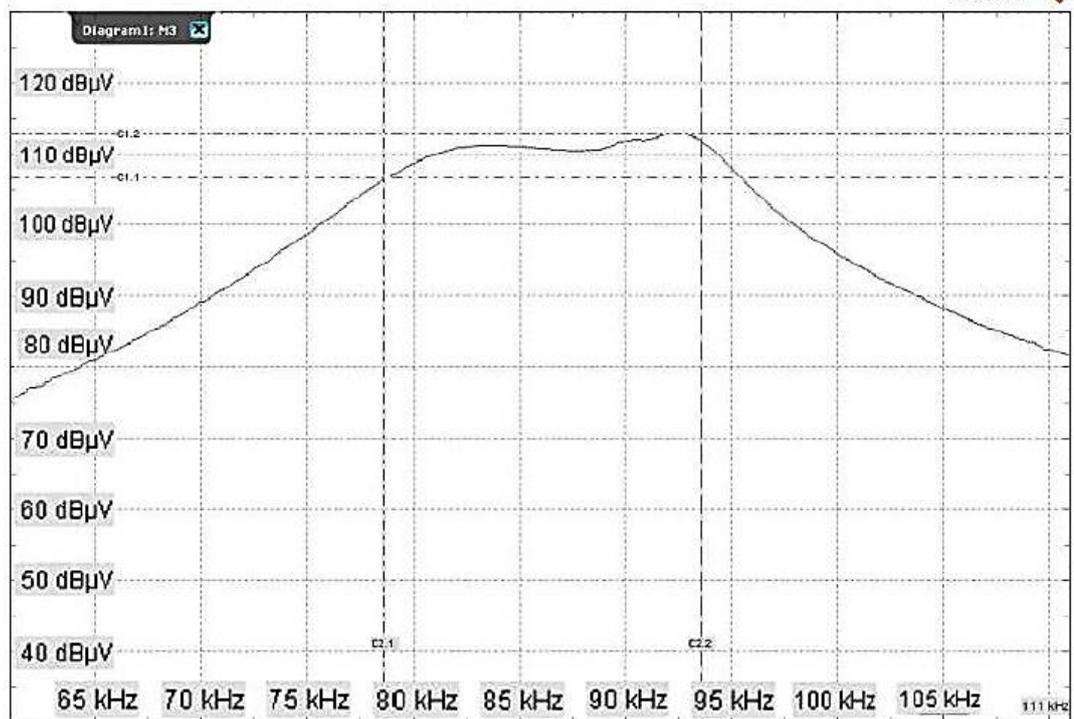


Fig. 48 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 86kHz

Per quanto riguarda i test di comunicazione tutti i frame trasmessi sono stati ricevuti per tutte le configurazioni testate ottenendo così il 100% di success rate anche per la modulazione QPSK con 9600 baud/s. In Fig. 49, Fig. 50, Fig. 51 e

Fig. 52 sono mostrati gli spettri dei segnali modulati in QPSK per le quattro frequenze centrali considerate.

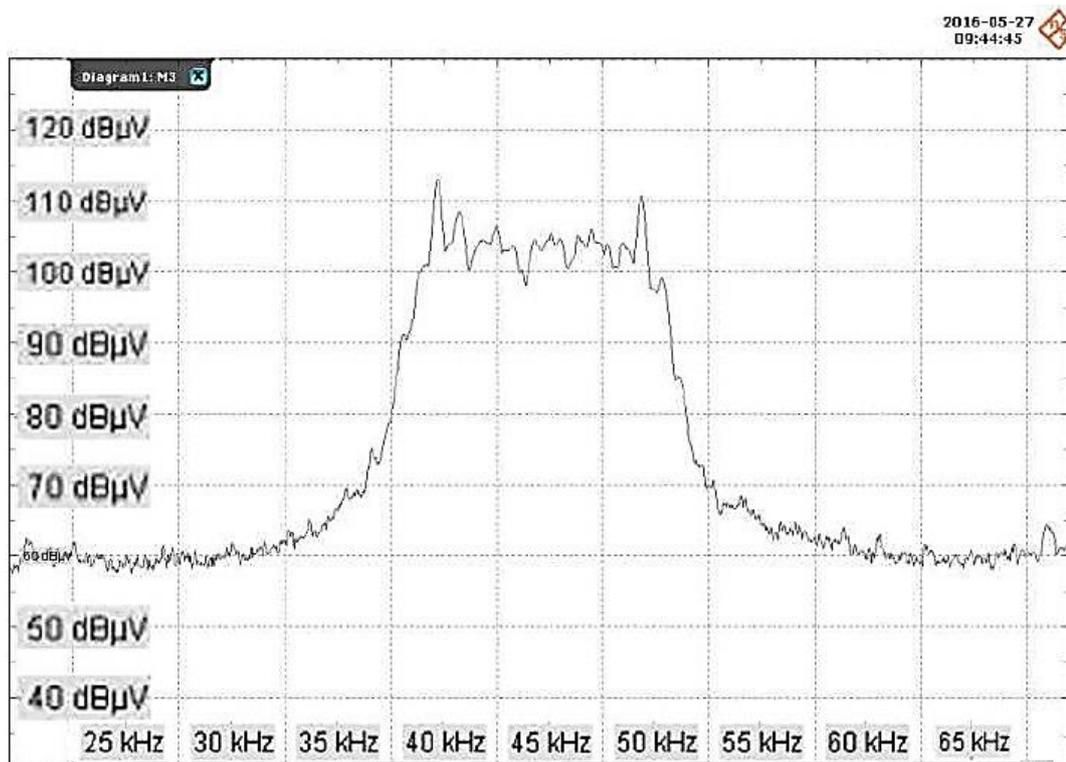


Fig. 49 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 45kHz

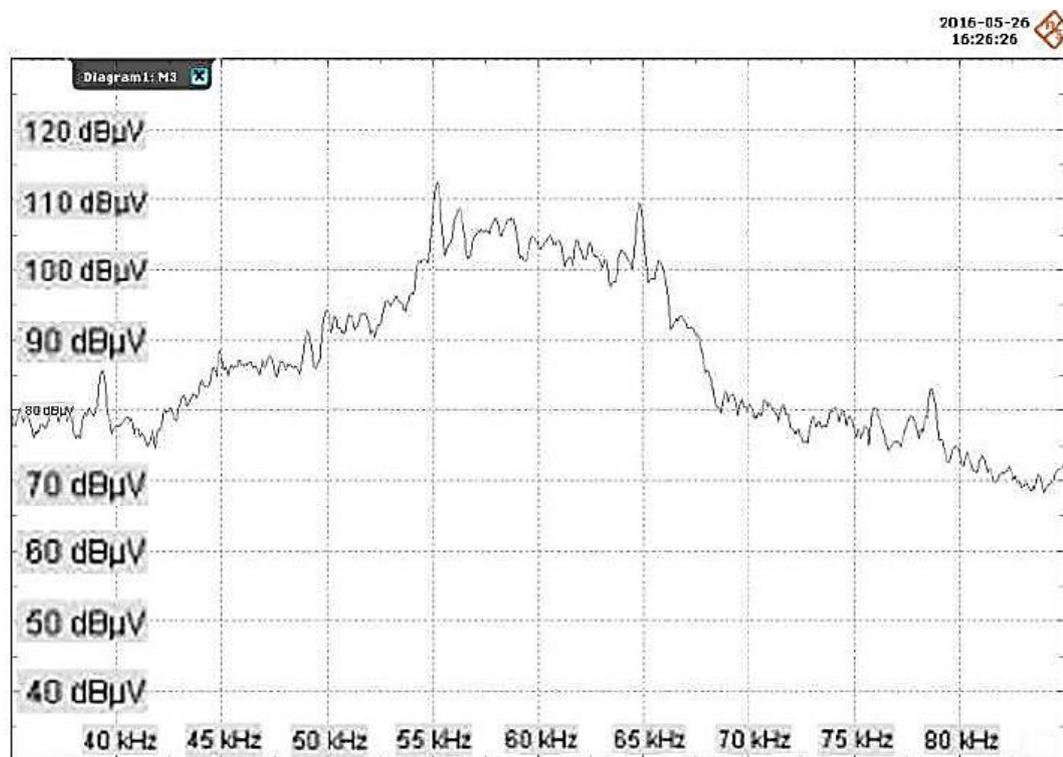


Fig. 50 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 60kHz

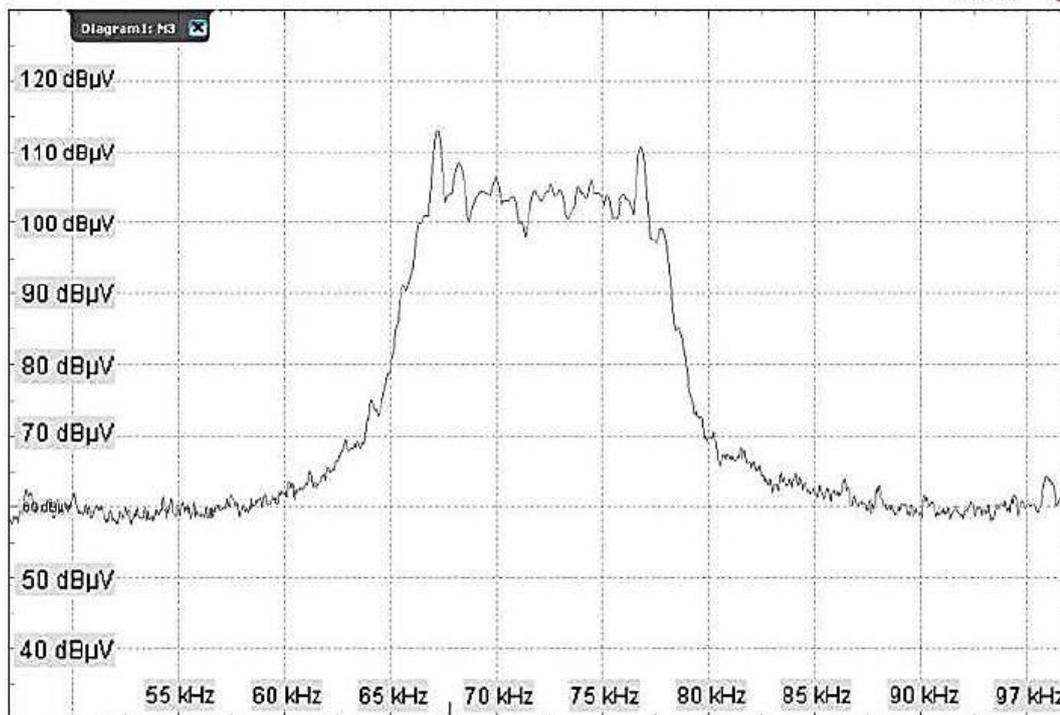


Fig. 51 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 72kHz

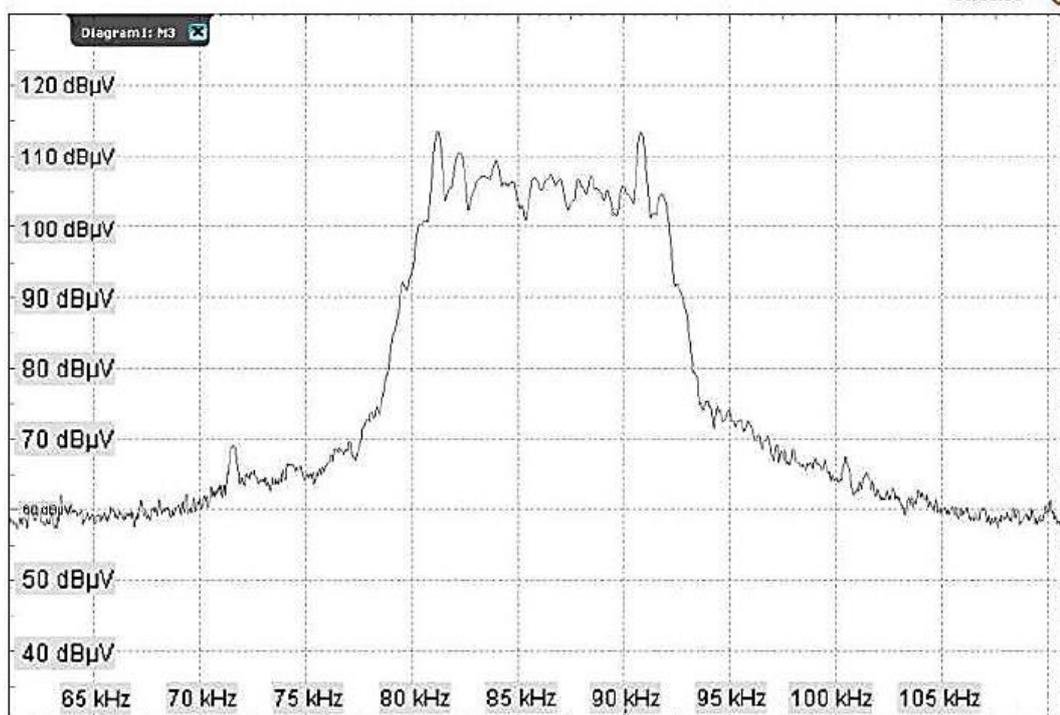


Fig. 52 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 86kHz

### 3.5.2 Risultati dei test in laboratorio in banda CENELEC B e fino a 200kHz

Come accennato precedentemente per la banda CENELEC B è stata scelta la frequenza centrale di 110kHz. Il risultato della caratterizzazione è mostrato in Fig. 53

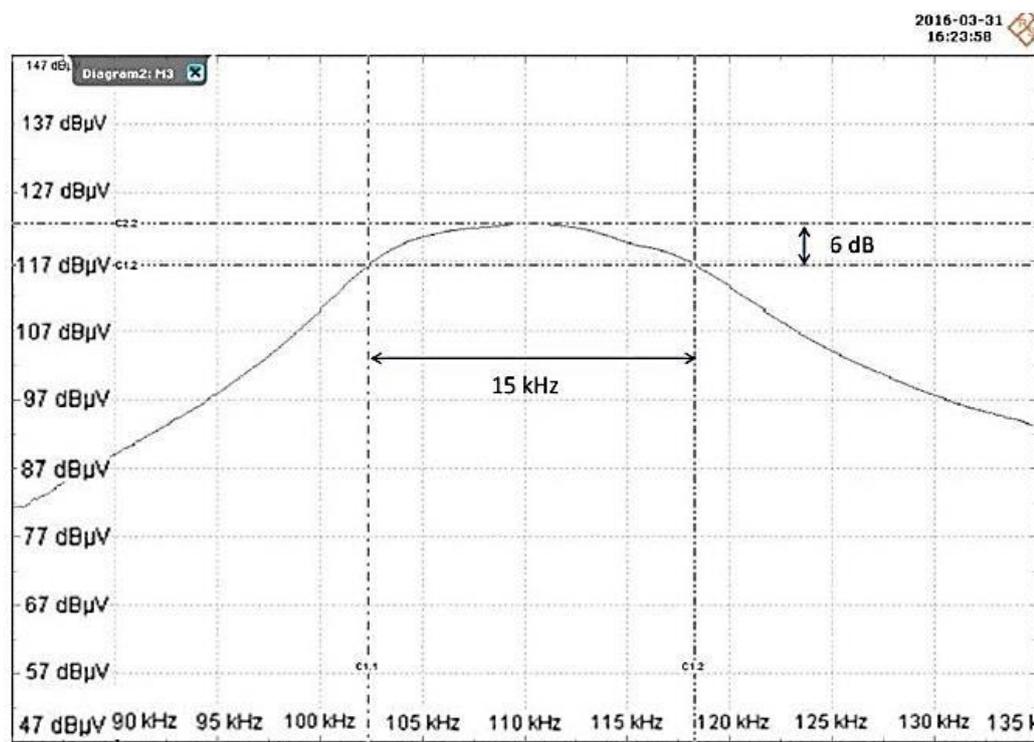


Fig. 53 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 110kHz

In Fig. 54 è riportato invece lo spettro del segnale QPSK ricevuto.

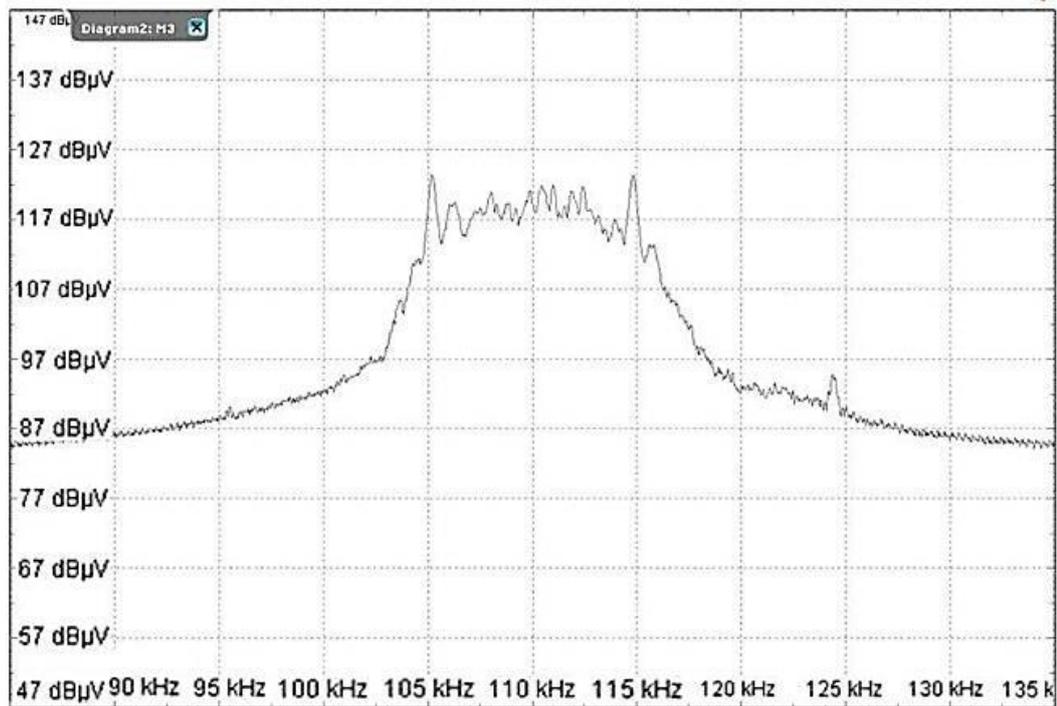


Fig. 54 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 110kHz

Per quanto riguarda la caratterizzazione del sistema di accoppiamento al di fuori della banda CENELEC, i risultati relativi alle frequenze di 150kHz e 200kHz sono riportati in Fig. 55 e in Fig. 56, rispettivamente. E' da notare che per queste due frequenze lo spettro misurato relativo all'analisi in frequenza è stato confrontato con quello ottenuto attraverso la simulazione in LT-SPIICE della configurazione del sistema riportato in Fig. 41. I test di comunicazione ancora una volta hanno dato per tutti i tipi di modulazione PSK un risultato pari al 100% di success rate in ricezione. Gli spettri dei segnali QPSK ricevuti sono riportati in Fig. 57 e in Fig. 58.

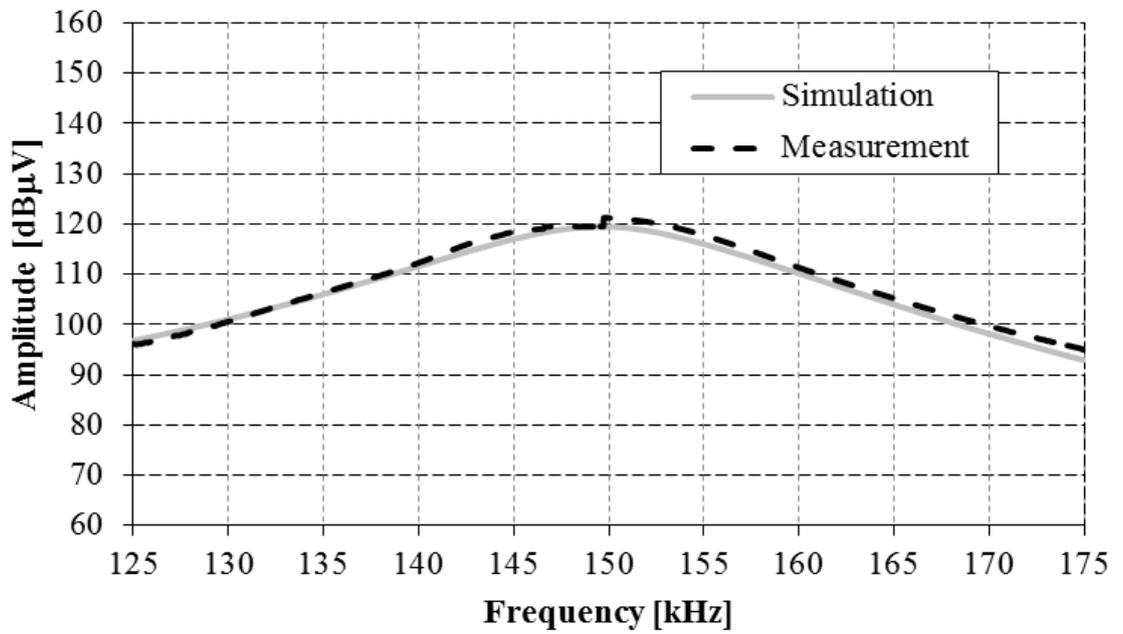


Fig. 55 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 150kHz

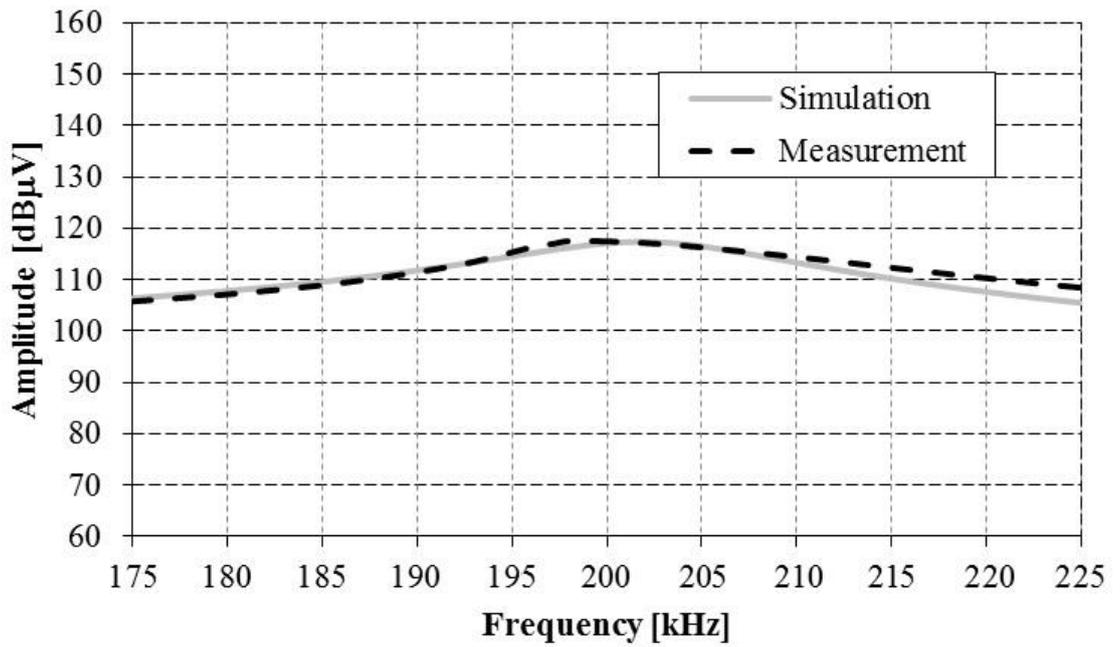


Fig. 56 Spettro misurato del segnale ricevuto per la frequenza centrale di 200kHz

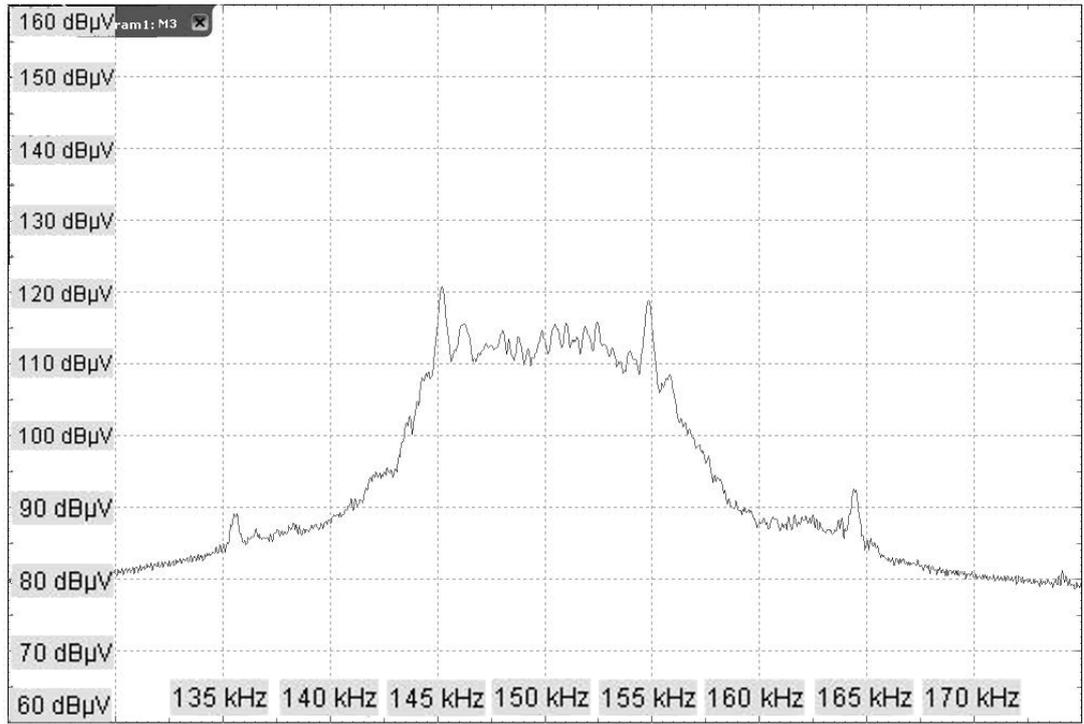


Fig. 57 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 150kHz

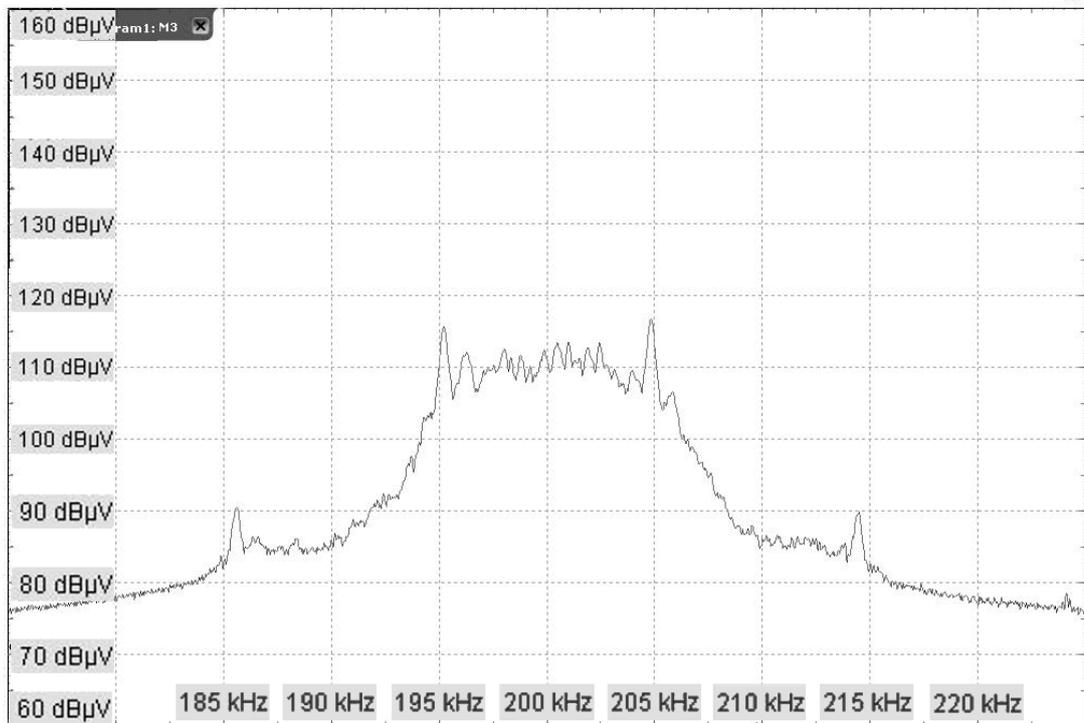
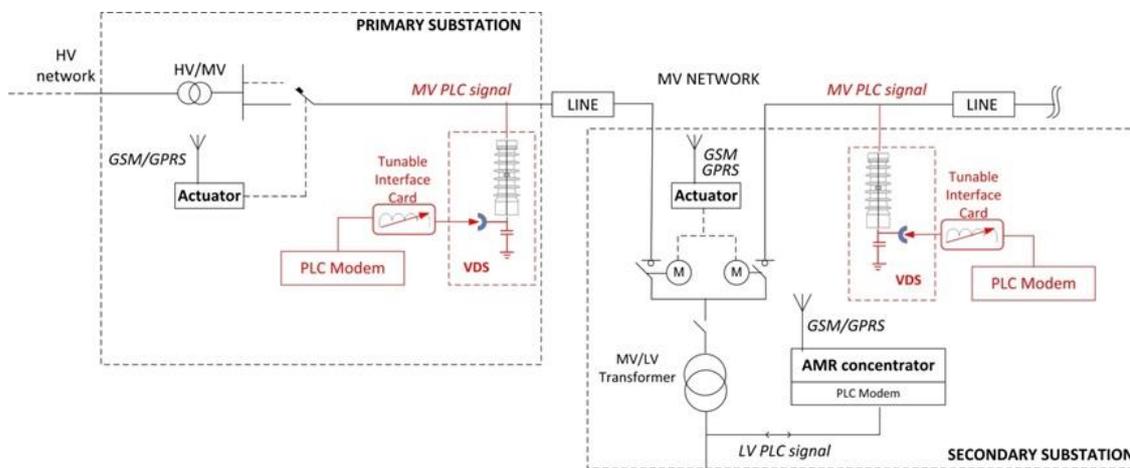


Fig. 58 Spettro misurato del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 200kHz

Tutti gli spettri misurati del segnale QPSK ricevuto dimostrano come il sistema di accoppiamento proposto abbia soddisfatto a pieno le caratteristiche di ampiezza di banda richiesti dal tipo di modulazione PLC.

### 3.6 Prove sperimentali sul campo

I risultati dei test di comunicazione delle prove di laboratorio, anche se ottenuti su una configurazione di rete MT in scala ridotta, hanno dimostrato la fattibilità del sistema di accoppiamento proposto per le comunicazioni NB-PLC. Alla luce di ciò sono state eseguite delle prove sperimentali per testare il sistema di accoppiamento anche su reti MT reali. Lo schema di principio della configurazione che è stata utilizzata per le prove sperimentali è riportato in *Fig. 59*



**Fig. 59** *Schema di principio del sistema di comunicazione PLC proposto in rete MT*

Le prove sperimentali di comunicazione sono state eseguite su linee MT comprese tra due cabine dell'isola di Ustica e di Favignana considerando differenti configurazioni e realizzando dei test di comunicazione PLC con varie modulazioni PSK. Nello specifico sono state realizzate le seguenti prove:

- prove di comunicazione PLC su diverse topologie di rete MT
- prove di comunicazione PLC al variare della frequenza centrale

La procedura che è stata seguita per le varie prove è stata sempre la stessa ed è composta da tre fasi:

1. realizzazione dell'analisi in frequenza del canale per accordare la scheda d'interfaccia

2. misura dello spettro del rumore sull'ingresso di ricezione della scheda d'interfaccia nel range di frequenza d'interesse in assenza di segnale PLC trasmesso
3. valutazione della capacità del canale in termini di success rate ottenuto nelle trasmissioni eseguite con differenti tecniche di modulazione

Il ruolo principale di questa procedura è permettere di accordare adeguatamente la scheda d'interfaccia in modo da ridurre al minimo gli effetti dei componenti parassiti e del rumore sulla trasmissione del segnale PLC. Infatti c'è da considerare il fatto che la condizione di risonanza tra la scheda d'interfaccia e la capacità equivalente del VDS è dipendente dalle caratteristiche elettriche del sito di prova. In particolare poichè i valori di capacità del divisore capacitivo del quadro MT e quello delle componenti parassite sono sconosciuti, la procedura d'accordo del sistema d'interfaccia è strettamente necessaria alla prima installazione su nuovo sito.

La prima fase ovvero l'analisi in frequenza del canale è ottenuta attraverso la trasmissione di un segnale da una cabina secondaria e la misurazione, in una seconda, dello spettro ricevuto. In questo modo, quindi, il canale di trasmissione includeva oltre le schede di interfaccia, i divisori capacitivi dei VDS e la linea di cavi MT anche altri elementi ovvero i trasformatori di potenza, i quadri MT e le linee di partenza.

I test sul campo sono stati eseguiti iniettando un segnale sinusoidale ampiezza pari a 1,5Vpp spazzolando un range di 50kHz attorno al centro della frequenza desiderata, assicurandone anche che l'ampiezza del segnale fosse inferiore a 134 dB $\mu$ V secondo i requisiti CENELEC [42]. Un oscilloscopio digitale Rohde & Schwarz RTO 1044 è stato utilizzato per misurare lo spettro del segnale in ricezione sulla scheda di interfaccia, con una risoluzione in frequenza di 300 Hz. Grazie ai test dell'analisi in frequenza, i parametri della scheda di interfaccia sono stati regolati al fine di trovare il comportamento risonante ottimale per ottenere la larghezza di banda desiderata per ogni frequenza centrale.

La seconda fase della procedura, abbastanza rilevante in quanto considerata questione di molti studi di ricerca riguardanti le trasmissioni PLC [43]-[45], è la misura dello spettro del rumore. Questa, eseguita alla prima installazione dell'accoppiatore, permette, tramite il proprio confronto con lo spettro del segnale ricevuto, una più chiara comprensione di quale gamma di frequenze può garantire una comunicazione PLC più affidabile. La misura del rumore è stata effettuata all'ingresso di ricezione della scheda d'interfaccia in entrambe le cabine mantenendo invariati i parametri settati per i test

della risposta in frequenza. Per un'efficiente comunicazione è stato mostrato che il livello della segnale di trasmissione deve avere un livello di 10dB superiore a quello del rumore.

Le prove sperimentali si concludono con la terza fase ovvero con la valutazione della capacità del canale effettuando diversi test di trasmissione con frequenze centrali e tecniche di modulazione dei transceiver PSK differenti. Il success rate delle comunicazioni è stato misurato su 1000 frame trasmessi.

Riguardo le tecniche di modulazione sono state eseguite anche delle trasmissioni attivando la modalità di correzione degli errori. In questo caso, vengono trasmessi due bit codificati per ogni bit di informazione (velocità di codifica  $\frac{1}{2}$ ), dimezzando il bit rate di comunicazione, ma aumentando la robustezza della comunicazione. Per superare il livello del rumore misurato nella seconda fase, il transceiver ST7500 è stato impostato, compatibilmente con la dinamica dell'amplificatore della scheda di interfaccia, per generare un segnale con un'ampiezza di 6Vpp. In questo modo è stata assicurata la condizione che il livello del segnale sulla linea MT fosse inferiore a 134 dB $\mu$ V

### **3.6.1 Prove sperimentali su diverse topologie di rete MT**

Le prove sperimentali sono state eseguite nell'isola di Ustica e di Favignana effettuando i test di comunicazione in differenti tipologie di linea MT per la frequenza centrale di 110kHz. Nello specifico sono state considerate quattro topologie di linea riportate di seguito:

1. Linea MT compresa tra una cabina *by-pass* e una terminale, con una cabina *by-pass* intermedia
2. Linea MT compresa tra due cabine *by-pass*, con una cabina *by-pass* intermedia
3. Linea MT compresa tra una cabina nodale e una *by-pass*
4. Linea MT compresa tra due cabine nodali, con una cabina nodale intermedia

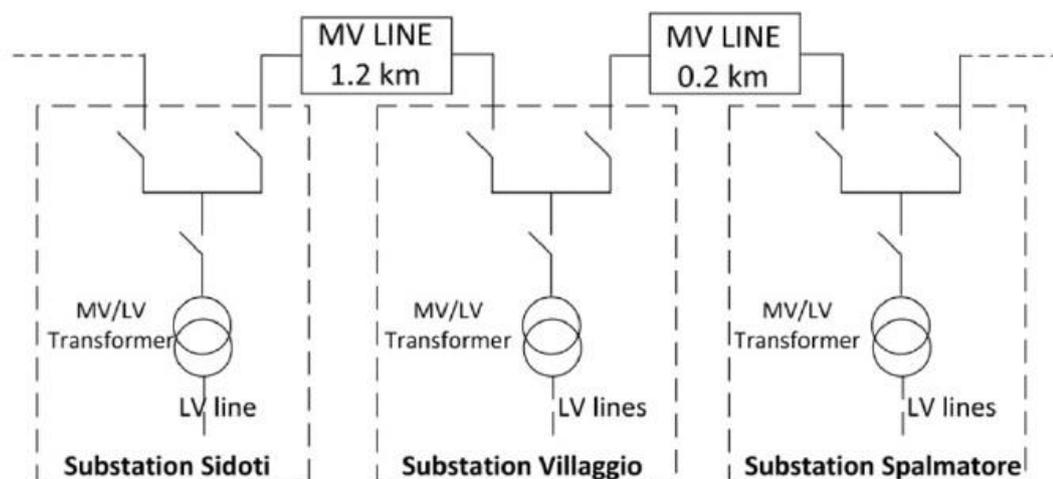
La configurazione di *by-pass* è relativa ad una cabina la quale presenta solo due interruttori MT, uno per la cabina di arrivo e uno per la linea di partenza, ed entrambi gli interruttori sono chiusi.

Per la configurazione terminale, l'interruttore della linea di partenza è lasciato aperto.

Infine per la configurazione nodale la cabina ha un interruttore MT chiuso sulla linea di arrivo e due o più di due interruttori chiusi su diverse linee di partenza.

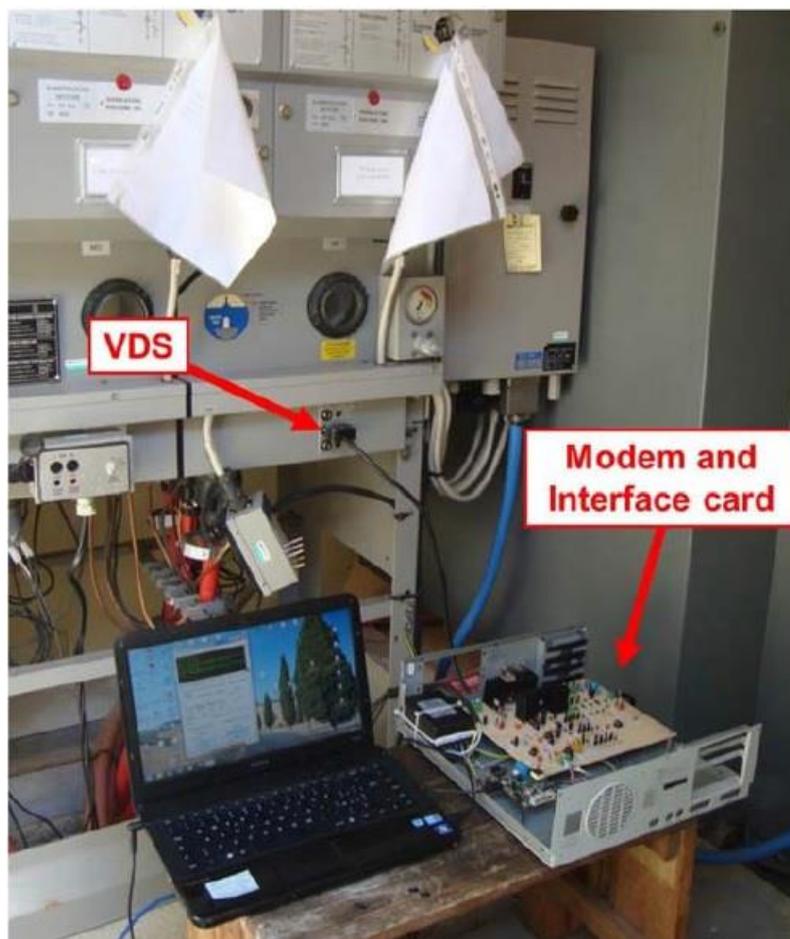
### 3.6.1.1 Prima topologia linea MT: cabina by-pass – cabina terminale

Le prove che hanno interessato questa topologia di linea sono state condotte sull'isola di Ustica e le cabine che sono state scelte, chiamate *Spalmatore* e *Sidoti*, possono essere configurate sia in modalità *by-pass* che terminale. La linea MT che collega le due sottostazioni è lunga 1,4 km ed è costituita da cavi unipolari tipo RG7H1R con sezione dell'anima in alluminio da 25 mm<sup>2</sup> e schermo in rame. In entrambe le cabine sono dotate di un trasformatore 20/0,4 kV/kV e potenza nominale di 100 e 160kVA, rispettivamente. La cabina intermedia *by-pass* si trova vicino la cabina *Spalmatore* e si chiama *Villaggio*. Essa fornisce un'utenza MT. In *Fig. 60* viene mostrato lo schema elettrico per la linea MT in prova.



**Fig. 60** Schema elettrico della linea MT in prova dell'isola di Ustica

I quadri MT di ogni cabina sono dotati di VDS di tipo MR, come quelli utilizzati in laboratorio. Una stazione di trasmissione PLC è stata allestita all'interno di entrambe le cabine. In *Fig. 61* è mostrata la cabina Sidoti.

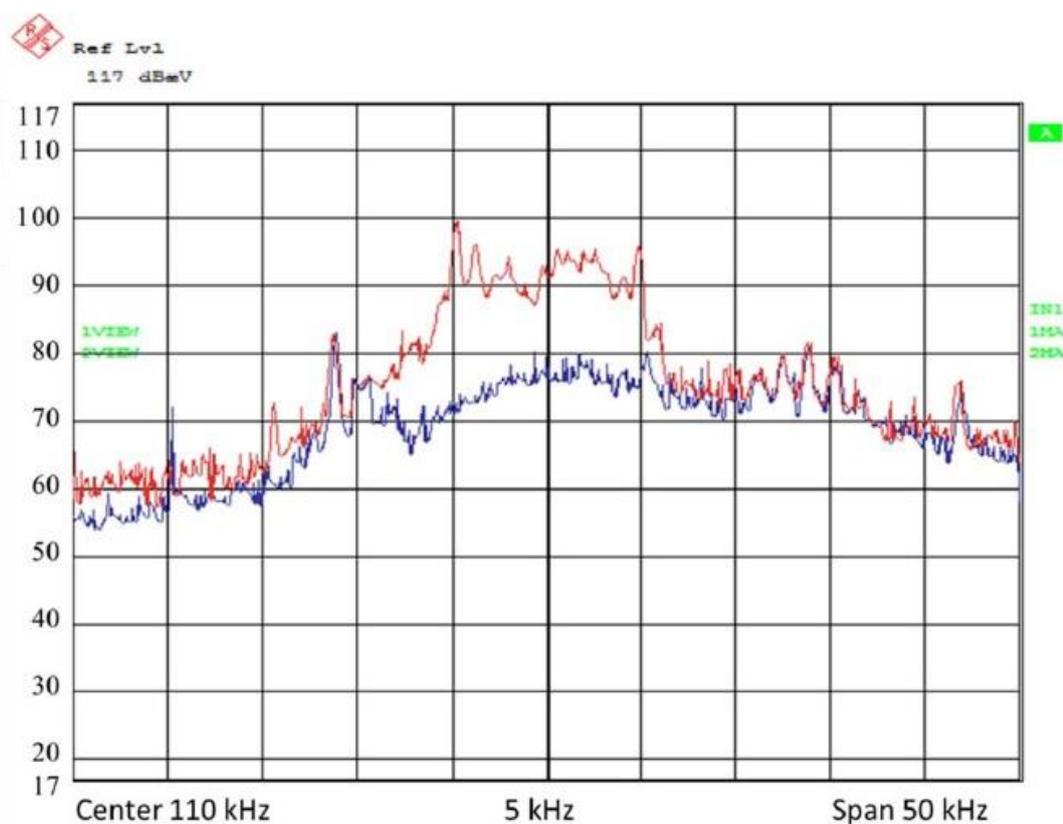


**Fig. 61** Stazione di trasmissione PLC allestita all'interno della cabina Sidoti

Le cabine Sidoti e Spalmatore sono state configurate in modalità terminale e *by-pass*, rispettivamente. I risultati sperimentali ottenuti sono riportati nella *Tabella 3*. Ogni test è stato eseguito trasmettendo 1500 frame ottenendo un success rate quasi del 100%. per ogni tecnica di modulazione con un bit rate fino a 9600 bit/s. Incrementando il bit rate fino a 19200 bit/s attraverso modulazioni senza correzioni d'errore si è notato una riduzione del success rate che è sceso al 98%. Per questo ultimo caso è stato misurato lo spettro del segnale in ricezione. Lo spettro misurato (linea rossa) è riportato assieme allo spettro del rumore (linea blu) il quale è stato misurato in assenza di trasmissione del segnale PLC (*Fig. 1-Fig. 62*). Come si può vedere, grazie alla funzione svolta dalla scheda di interfaccia, il livello del segnale ricevuto è più alto del rumore misurato e permettendo, quindi, una corretta demodulazione in ricezione. I test sono stati eseguiti utilizzando anche la tecnica di modulazione FSK e variando il relativo bit rate. Un success rate del 97% è stato raggiunto con il bit rate di 9600 bit/s, dimostrando così una minore immunità al rumore.

**Tabella 3 Test di comunicazione per la prima topologia di linea MT: cabina Spalmatore in configurazione terminale -- cabina Sidoti in configurazione by-pass**

Modulation	Symbol rate [baud/s]	Bit rate [bit/s]	Packet sent	Correctly received	Invalid Counter	Lost	Success rate
BPSK coded	9600	4800	1500	1500	0	0	100%
QPSK coded	9600	9600	1500	1500	0	0	100%
BPSK	9600	9600	1500	1499	1	0	99.9%
QPSK	9600	19200	1500	1472	28	0	98.1%
BFSK	2400	2400	1500	1497	1	2	99.8%
BFSK	4800	4800	1500	1485	10	5	99.0%
BFSK	9600	9600	1500	1460	15	25	97.3%



**Fig. 62 Spettro del segnale QPSK misurato in ricezione (linea rossa) e spettro del rumore misurato in assenza di trasmissione PLC(linea blu)**

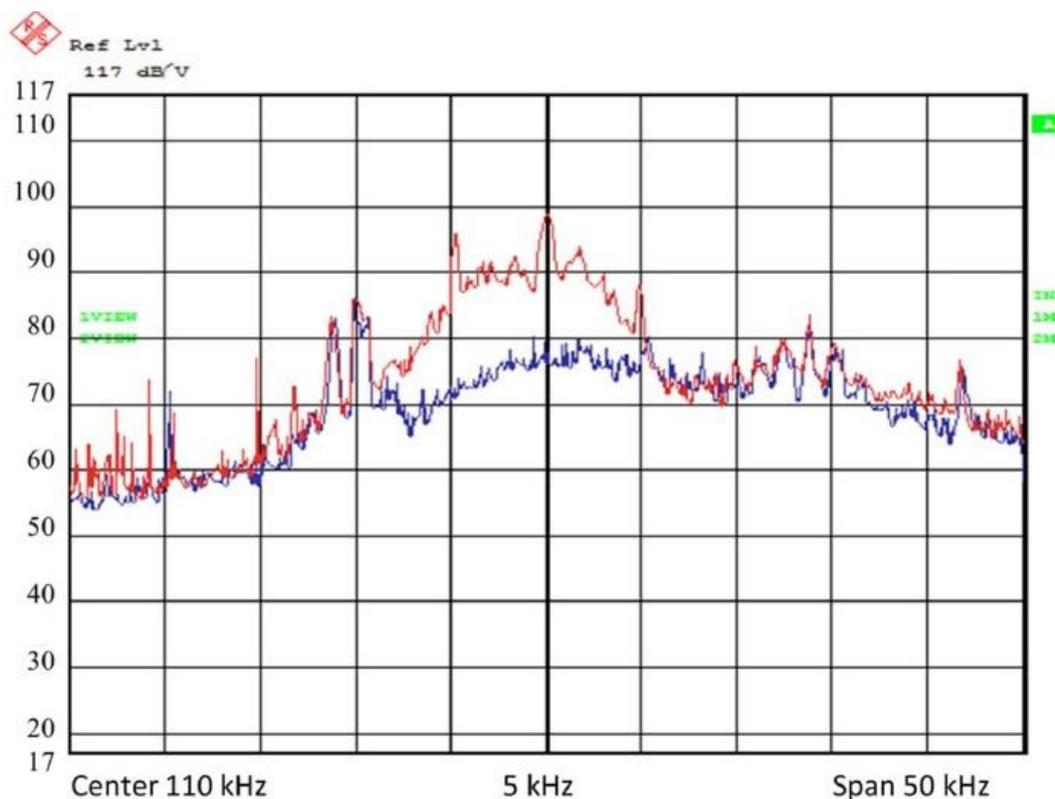
### 3.6.1.2 Seconda topologia di linea MT: cabina by-pass -- cabina by-pass

I test relativi alla seconda topologia sono stati eseguiti sempre tra la cabina Spalmatore e Sidoti dell'isola di Ustica ma entrambe in configurazione by-pass. I risultati ottenuti sono riportate in *Tabella 4*

Anche in questo caso, per ogni test sono stati trasmessi 1500 frame valutando in ricezione il success rate. Per le modulazioni non codificate è stato notato un riduzione del success rate. Solo per la modulazione BPSK è stato ottenuto un success rate superiore al 98% Lo spettro in ricezione per questa modulazione assieme a quello del rumore misurato sono mostrati in Fig. 63

**Tabella 4** Test di comunicazione per la seconda topologia di linea MT: cabina Spalmatore in configurazione by-pass -- cabina Sidoti in configurazione by-pass

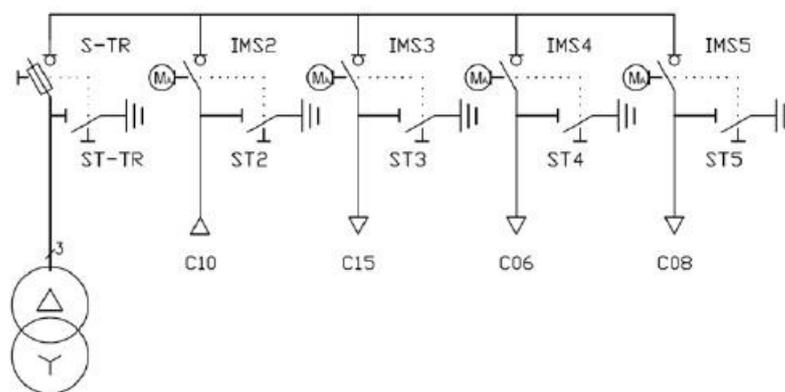
Modulation	Bit rate [bit/s]	Packet sent	Correctly received	Invalid Counter	Lost	Success rate
BPSK coded	4800	1500	1500	0	0	100%
QPSK coded	9600	1500	1500	0	0	100%
BPSK	9600	1500	1476	22	2	98.4%
QPSK	19200	1500	1461	31	8	97.4%



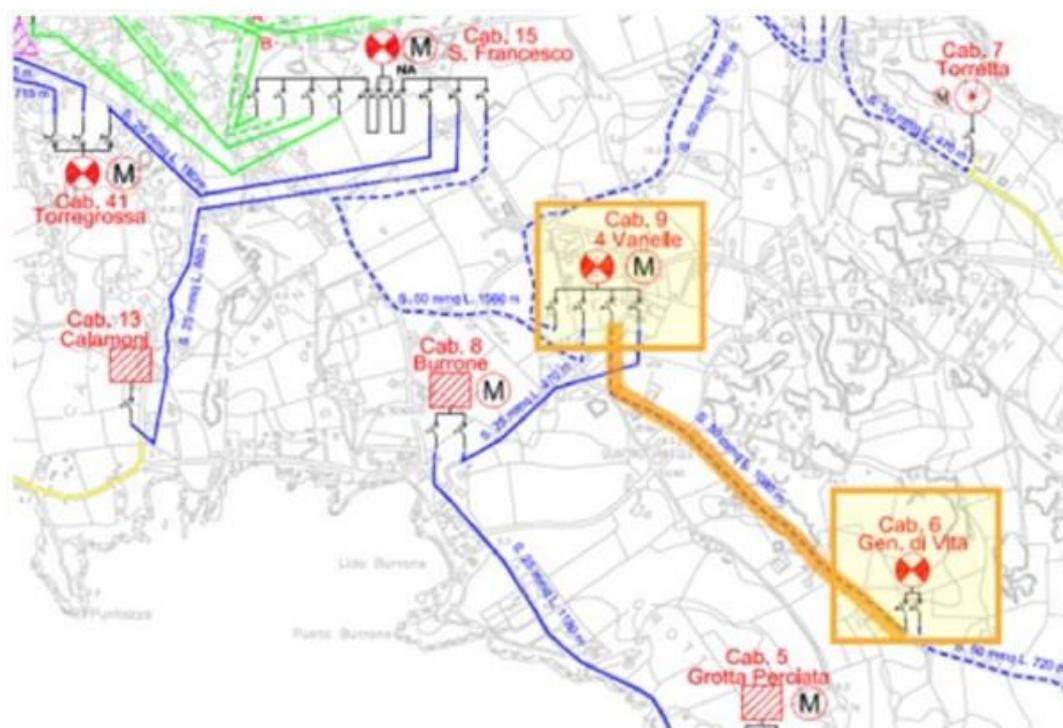
**Fig. 63** Spettro del segnale BPSK misurato in ricezione (linea rossa) e spettro del rumore misurato in assenza di trasmissione PLC (linea blu)

### 3.6.1.3 Terza topologia di linea MT: cabina nodale – cabina *by-pass*

I test che riguardano la terza topologia di linea MT sono stati eseguiti nella rete MT dell'isola di Favignana. Le prove di comunicazione sono state effettuate tra due cabine denominate *Gen. Di Vita* e *4 Vanelle*. La cabina *Gen. Di Vita* è sempre in configurazione *by-pass*, mentre la *4 Vanelle* è una cabina nodale con cinque quadri MT, uno dei quali connesso alla cabina *Gen. Di Vita*, come è mostrato in *Fig. 64* e in *Fig. 65*



**Fig. 64** Schema elettrico della cabina 4Vanelle. Un quadro MT è connesso alla linea della cabina *Gen. Di Vita*



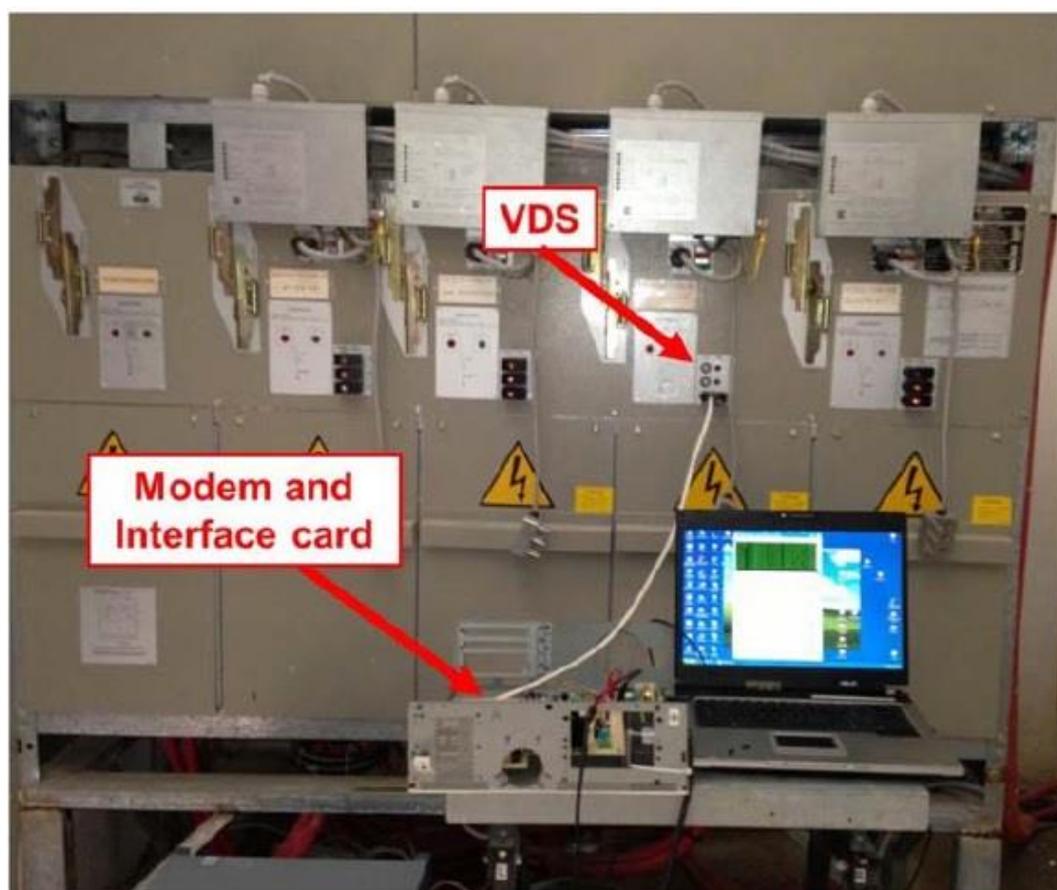
**Fig. 65** Linea MT dell'isola di Favignana che collega la cabina nodale "4 Vanelle" e la cabina *by-pass* "G. Di Vita".

La linea ha una lunghezza di 1,1 km ed è costituita da cavi unipolari ed è costituita da cavi unipolari modello RG7H1R con nucleo in alluminio da 50 mm<sup>2</sup> di sezione e

schermo in rame. In ciascuna delle due cabine è presente un trasformatore di tensione da 20/0,4kV/kV e potenza nominale di 160 e 250kVA, rispettivamente.

La stazione PLC, che è stata allestita all'interno della cabina 4 Vanelle, è mostrata in *Fig. 66*. Le prove sperimentali sono state eseguite nelle due direzioni di trasmissione, cioè tramettendo dalla cabina Gen. Di Vita e ricevendo in 4 Vanelle e viceversa. Anche in questo caso, le prove sono state eseguite trasmettendo 1500 frame e valutando in ricezione il success rate. I risultati delle prove sono riportati in *Tabella 5* e in *Tabella 6*

Un success rate superiore al 98% è stato ottenuto con la modulazione QPSK in entrambe le direzioni di trasmissione. In *Fig. 67* e in *Fig. 68* sono riportati gli spettri del segnale QPSK ricevuto in entrambe le cabine mostrando che per la cabina Gen Di Vita il livello del segnale in ricezione è risultato più basso. Questo risultato suggerisce che le linee di partenza della cabina nodale 4 Vanelle hanno un'influenza maggiore quando si trasmette da essa perchè drenano parte del segnale trasmesso causando una riduzione del livello in ricezione.



**Fig. 66** *Stazione di trasmissione assemblata all'interno della cabina 4 Vanelle*

**Tabella 5 Test di comunicazione per la terza topologia di linea MT: TX cabina Gen. Di Vita(by-pass) RX cabina 4 Vanelle( nodale)**

Modulation	Bit rate [bit/s]	Packet sent	Correctly received	Invalid Counter	Lost	Success rate
BPSK coded	4800	1500	1500	0	0	100%
QPSK coded	9600	1500	1499	0	1	99.9%
BPSK	9600	1500	1498	2	0	99.8%
QPSK	19200	1500	1494	5	1	99.6%
BFSK	9600	1500	1488	8	4	99.2%

**Tabella 6 Test di comunicazione per la terza topologia di linea MT: RX cabina Gen. Di Vita(by-pass) TX cabina 4 Vanelle( nodale)**

Modulation	Bit rate [bit/s]	Packet sent	Correctly received	Invalid Counter	Lost	Success rate
BPSK coded	4800	1500	1500	0	0	100%
QPSK coded	9600	1500	1496	4	0	99.7%
BPSK	9600	1500	1480	19	1	98.7%
QPSK	19200	1500	1472	26	2	98.1%
BFSK	2400	1500	1498	2	0	99.9%
BFSK	9600	1500	1475	8	17	98.3%

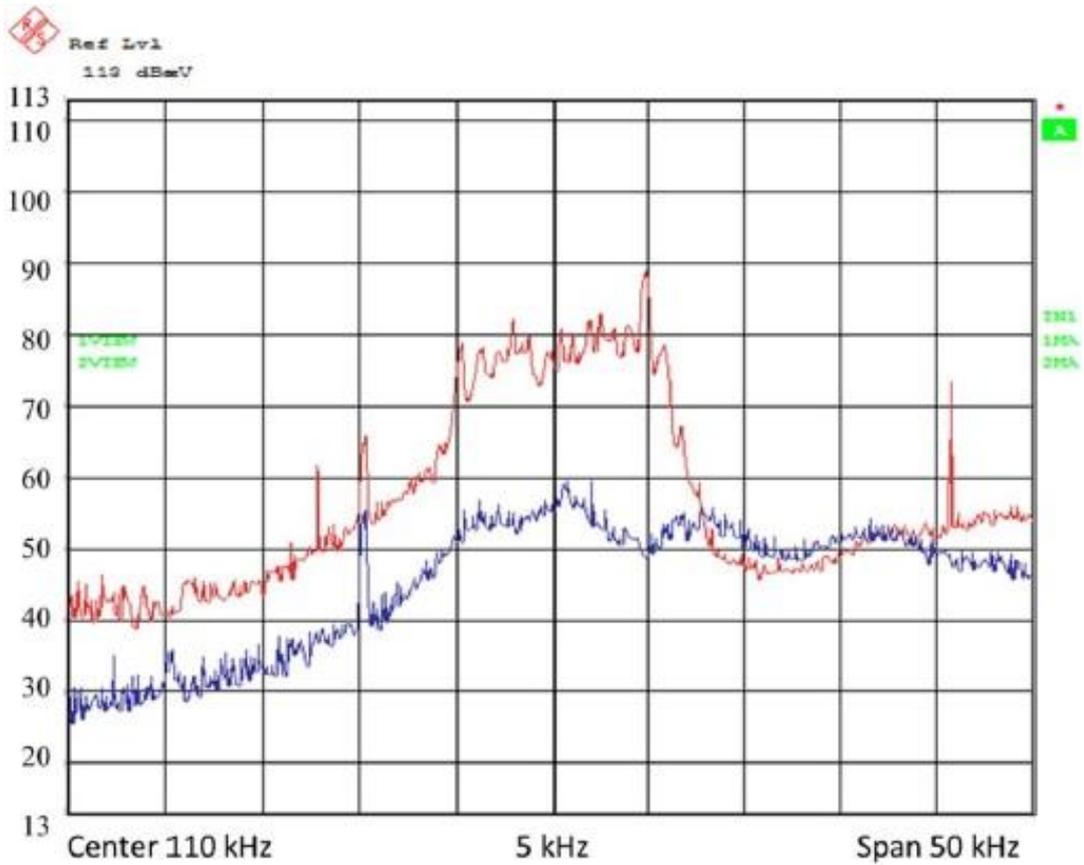


Fig. 67 Spettro del segnale QPSK ricevuto in cabina 4 Vanelle

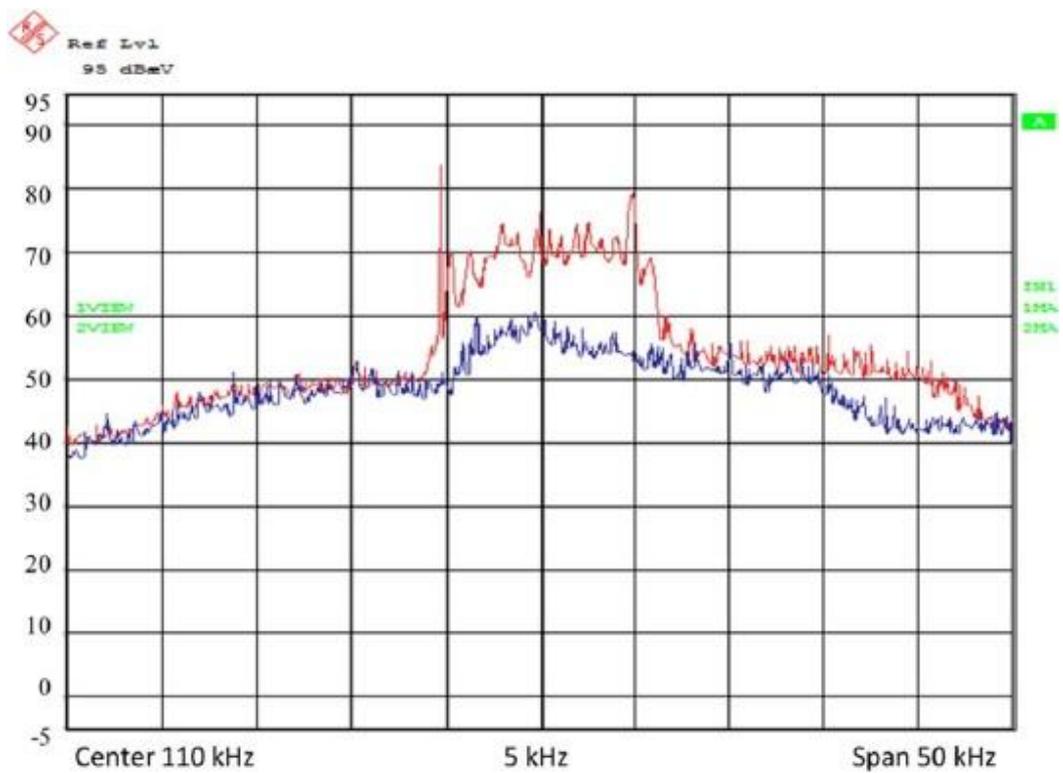


Fig. 68 Spettro del segnale QPSK ricevuto in cabina Gen. Di Vita

### 3.6.1.4 Quarta topologia di linea MT: cabina nodale – cabina nodale

Le prove di comunicazione per la quarta topologia di linea MT si sono svolte sempre sulla rete dell'Isola di Favignana. Le due cabine nodali considerate sono denominate *Torregrossa* e *4 Vanelle*. La cabina Torregrossa è dotata di quattro quadri MT di cui uno collegato ad un trasformatore con potenza nominale di 250kVA. Una cabina intermedia, denominata *S. Francesco*, è collegata tra le due le cabine scelte, come mostrato in *Fig. 69*.



**Fig. 69** Linea MT dell'isola di Favignana che collega la cabina nodale "4 Vanelle" e la cabina nodale "Torregrossa". Tra le due cabine è presente la cabina intermedia "S. Francesco"

S. Francesco è una sottostazione nodale con una linea di arrivo dalla cabina 4 Vanelle, e due linee di partenza, una delle quali è collegata alla cabina di Torregrossa. La linea MT che collega la cabina S. Francesco a 4 Vanelle è lunga 1,6 km e i cavi hanno un nucleo in alluminio con una sezione circolare di 50 mm<sup>2</sup>; mentre quella che collega S. Francesco a Torregrossa è lunga 0,2 km e i cavi hanno un nucleo in alluminio con una sezione circolare di 25 mm<sup>2</sup>.

Le prove di comunicazione sono state eseguite in entrambe le direzioni e i risultati ottenuti relativi al success rate sono riportati in *Tabella 7* e in *Tabella 8*. Anche in questo caso, i risultati peggiori sono stati ottenuti quando il segnale è stato trasmesso dalla cabina 4 Vanelle. Ciò è legato al fatto che la cabina in questione ha un numero maggiore di linee in partenza.

In *Tabella 9* sono riassunte per ciascuna topologia di linea le prestazioni migliori in termini di bit rate riferite al success rate.

**Tabella 7** *Test di comunicazione per la quarta topologia di linea MT: RX cabina Torregrossa(nodale) TX cabina 4 Vanelle( nodale)*

Modulation	Bit rate [bit/s]	Packet sent	Correctly received	Invalid Counter	Lost	Success rate
BPSK coded	4800	1500	1485	14	1	99.0%
QPSK coded	9600	1500	1292	120	88	86.1%
BPSK	9600	1500	1124	270	106	74.9%
BFSK	4800	1500	1460	20	20	97.3%

**Tabella 8** *Test di comunicazione per la quarta topologia di linea MT: TX cabina Torregrossa(nodale) RX cabina 4 Vanelle( nodale)*

Modulation	Bit rate [bit/s]	Packet sent	Correctly received	Invalid Counter	Lost	Success rate
BPSK coded	4800	1500	1497	3	0	99.8%
QPSK coded	9600	1500	1499	1	0	99.9%
BPSK	9600	1500	1475	4	21	98.3%
QPSK	19200	1500	1473	2	25	98.2%
BFSK	9600	1500	1472	7	21	98.1%

**Tabella 9** *Prestazioni migliori ottenute per ciascuna topologia di linea*

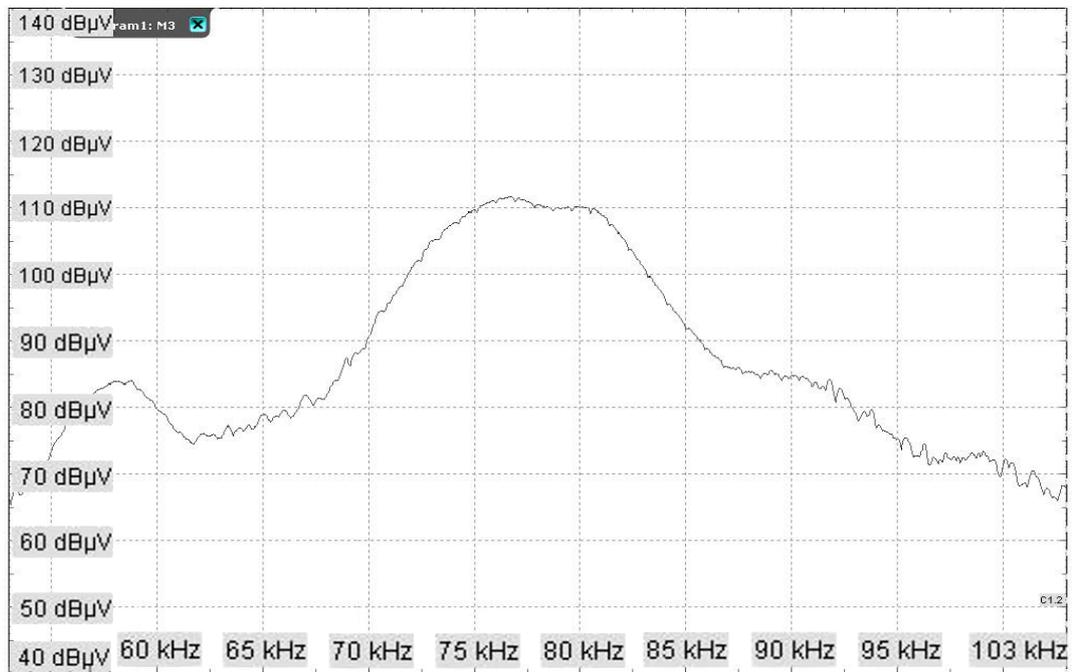
Topology	Operating condition of the substations	Line length [km]	Bit rate [bit/s]	Modulation
1 <sup>st</sup>	terminal – by pass – by pass	1.4	19200	QPSK
2 <sup>nd</sup>	by pass – by pass – by pass	1.4	9600	QPSK coded
3 <sup>rd</sup>	nodal – by pass	1.1	19200	QPSK
4 <sup>th</sup>	nodal – nodal - nodal	1.8	4800	BPSK coded

### 3.6.2 Prove sperimentali al variare della frequenza centrale

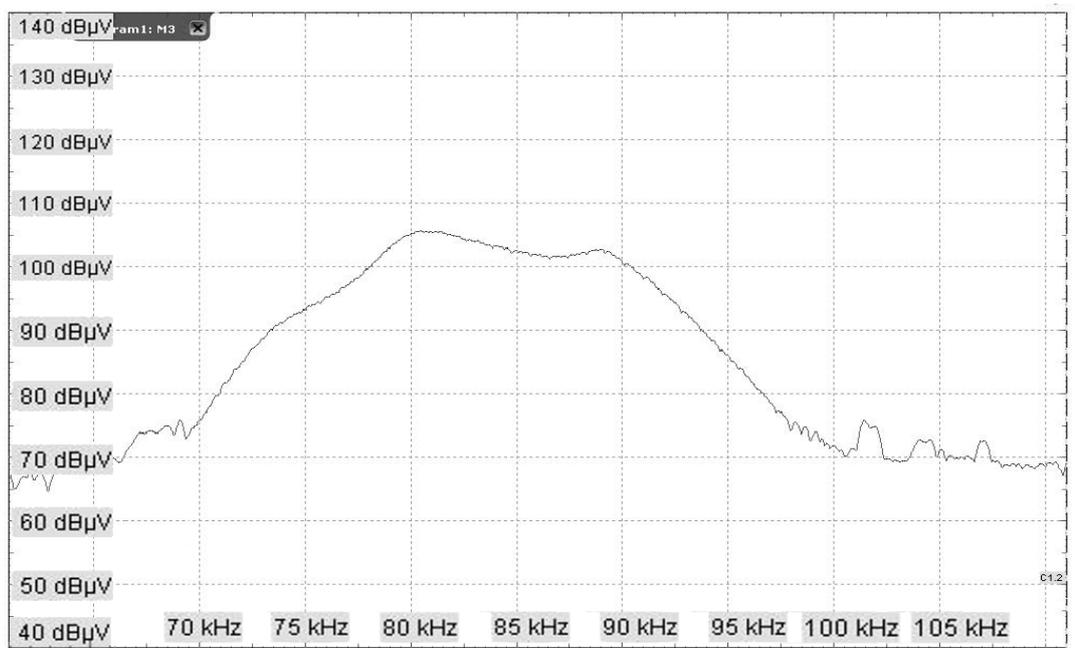
Rispetto alle prove riportate in 3.6.1, le prove di comunicazione che verranno di seguito descritte hanno avuto il ruolo di dimostrare l'efficienza del sistema di accoppiamento proposto in una range di frequenza più ampio. I test di comunicazione bidirezionale si sono svolti sull'isola di Favignana e hanno riguardato la linea MT, già descritta nel paragrafo 3.7.1.3, tra la cabina Gen. Di Vita in configurazione *by-pass*, e la cabina 4 Vanelle in configurazione nodale (*Fig. 65*). In entrambe le cabine è stata allestita una stazione di comunicazione PLC.

La prima fase delle prove sperimentali ha riguardato l'analisi in frequenza del canale di comunicazione realizzando l'accordo delle schede d'interfaccia poste nelle due cabine. L'accordo in frequenza è stato realizzato per le frequenze centrali di 78kHz, 86kHz, 110kHz, 150kHz e 200kHz. Gli spettri misurati per queste due frequenze sono riportati rispettivamente in *Fig. 70*, *Fig. 72*, *Fig. 73*, *Fig. 76* e in *Fig. 74*.

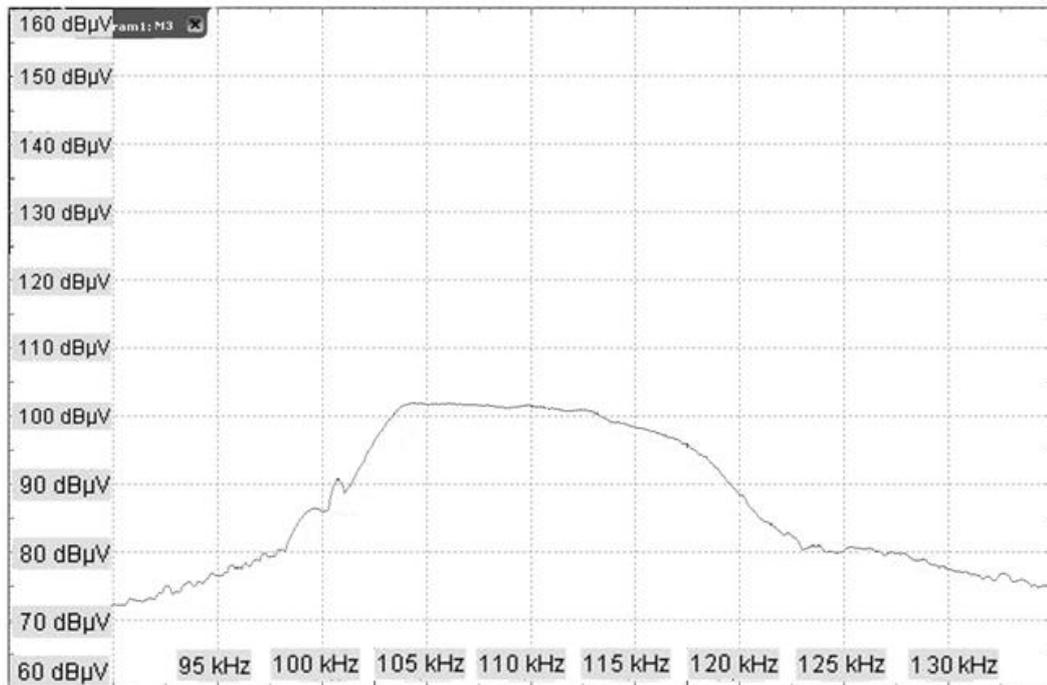
L'andamento della risposta in frequenza mostra come all'aumentare della frequenza centrale vi è una riduzione del livello del segnale ricevuto a fronte di un incremento della larghezza di banda. Ciò è dovuto principalmente alle perdite del circuito di risonanza, i cui effetti sono più evidenti alle alte frequenze.



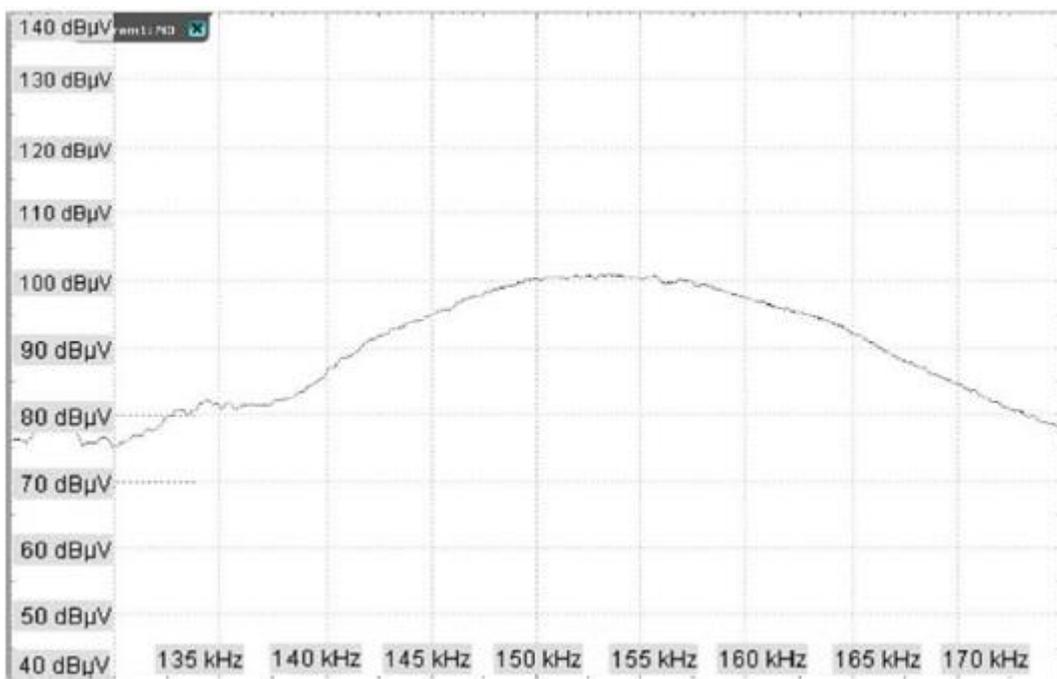
**Fig. 70** Risposta in frequenza del canale PLC per la frequenza centrale di 78kHz



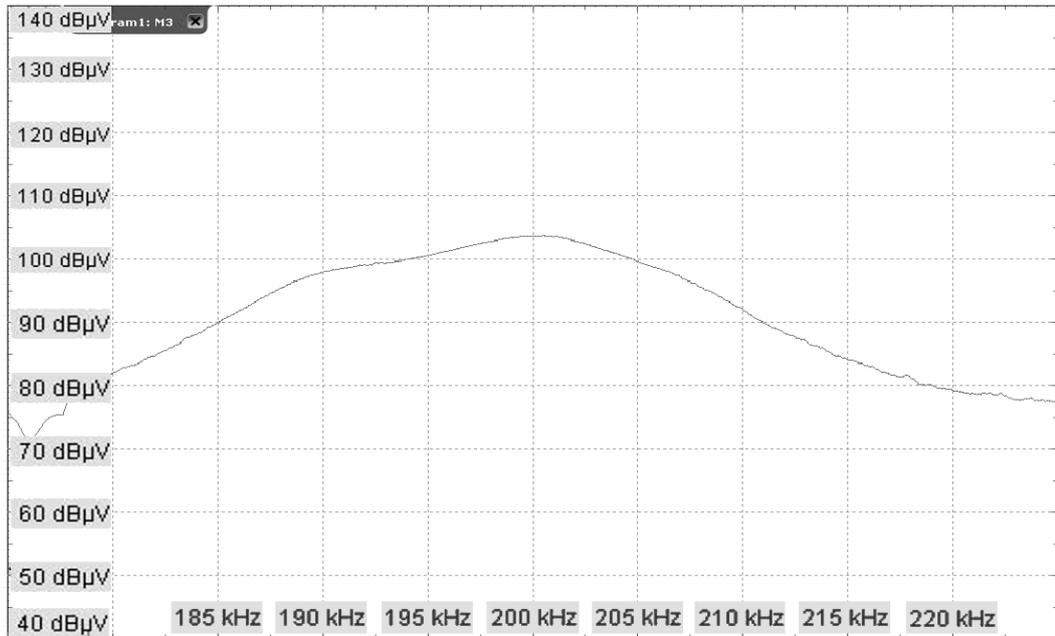
**Fig. 71** Risposta in frequenza del canale PLC per la frequenza centrale di 86kHz



**Fig. 72** Risposta in frequenza del canale PLC per la frequenza centrale di 110kHz

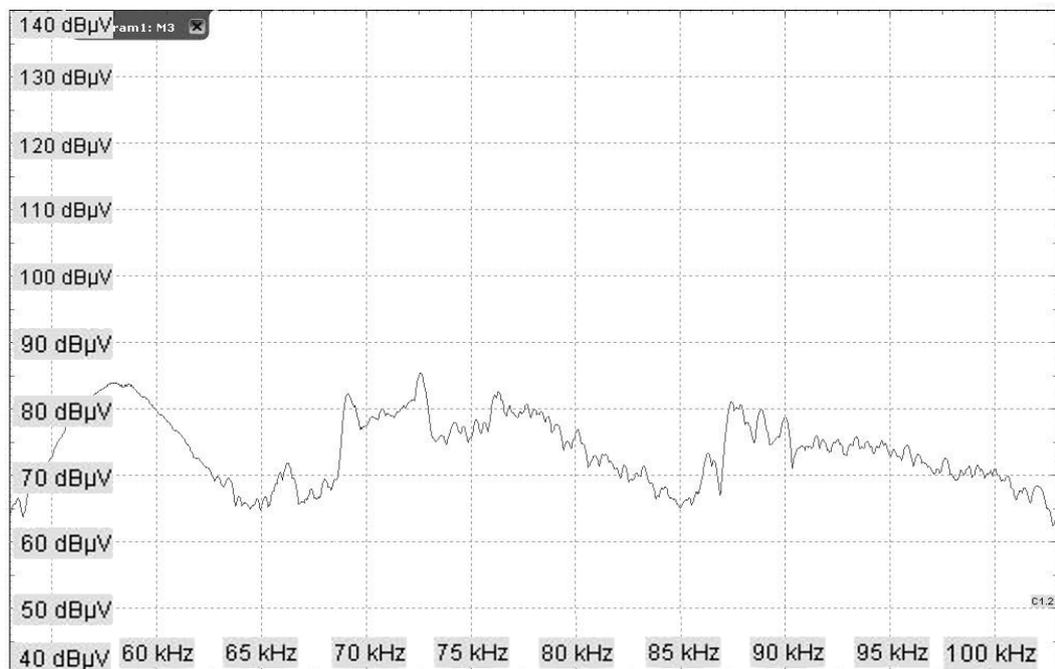


**Fig. 73** Risposta in frequenza del canale PLC per la frequenza centrale di 150kHz

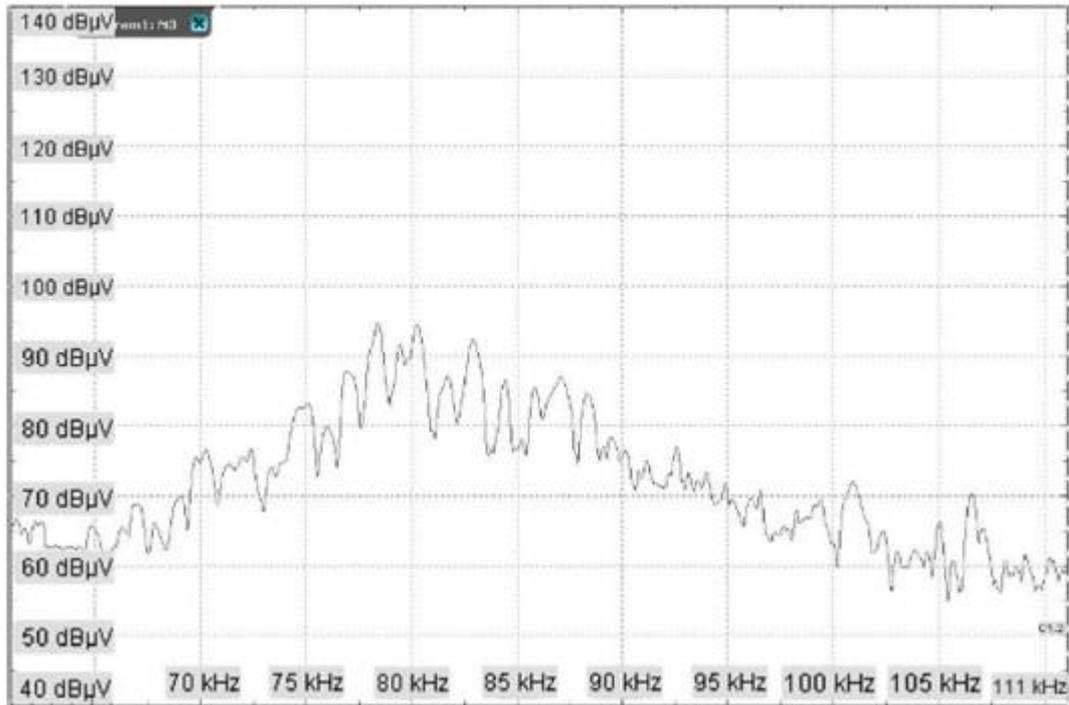


**Fig. 74** Risposta in frequenza del canale PLC per la frequenza centrale di 200kHz

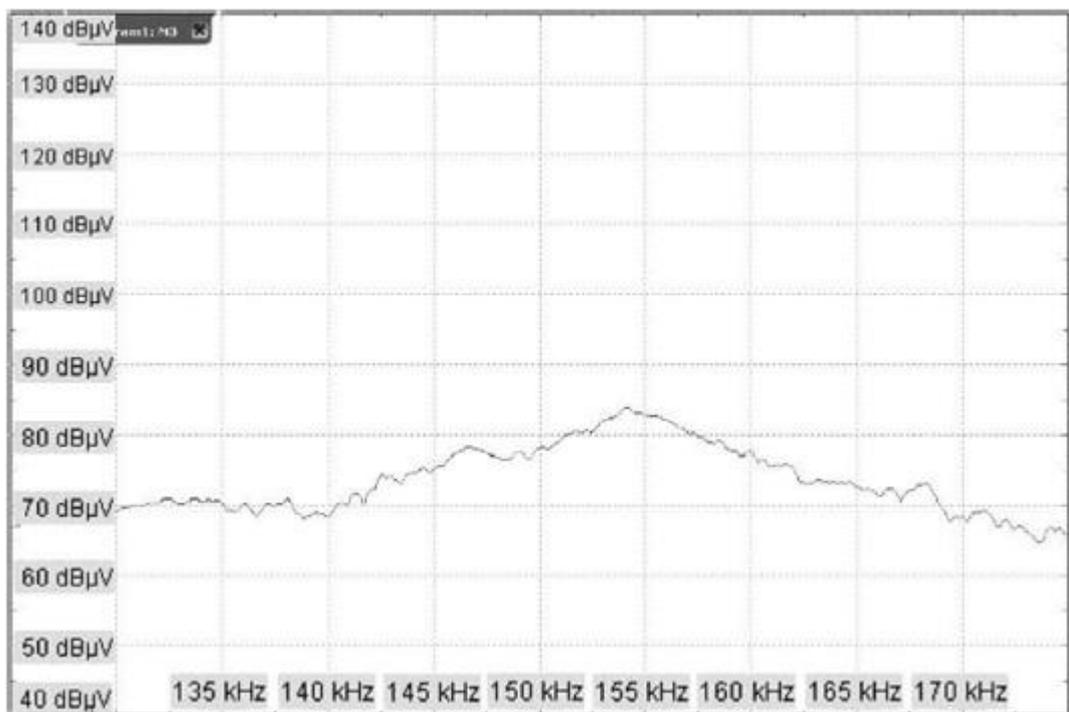
Dopo l'analisi in frequenza del canale sono state effettuate le misure di rumore avendo considerato un range di frequenza pari a 50kHz attorno alle frequenze centrali considerate, e avendo mantenuto invariati i parametri per l'accordo dei sistemi d'interfaccia. Gli spettri misurati sono riportati in *Fig. 75, Fig. 76, Fig. 77 e Fig. 78*



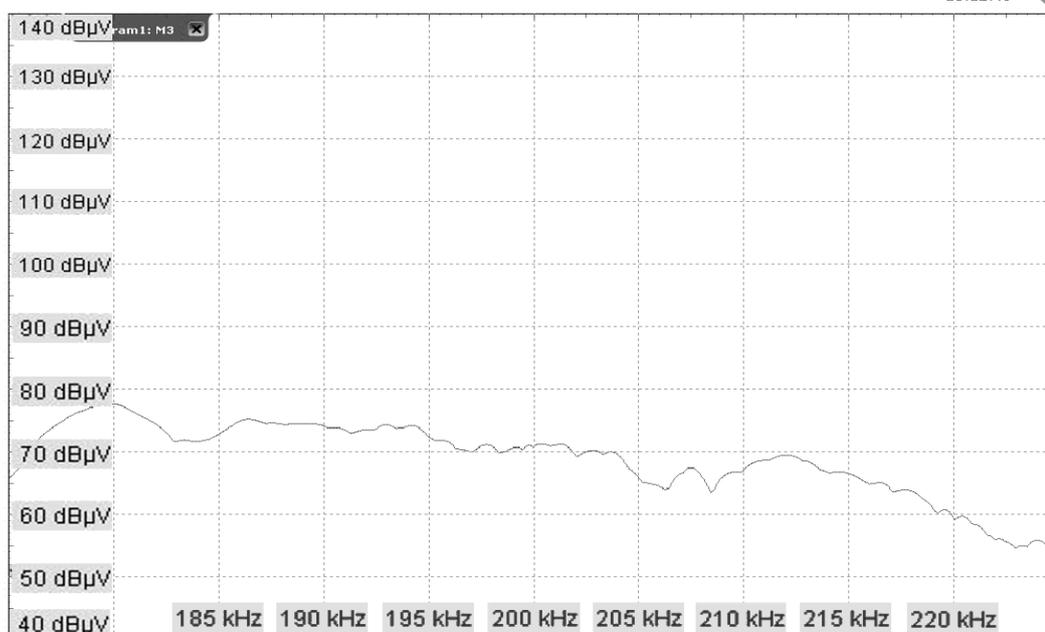
**Fig. 75** Spettro del rumore misurato nel range di frequenza 53kHz-103kHz



**Fig. 76** Spettro del rumore misurato nel range di frequenza 61kHz-111kHz



**Fig. 77** Spettro del rumore misurato nel range di frequenza 125kHz-175kHz



**Fig. 78 Spettro del rumore misurato nel range di frequenza 175kHz-225kHz**

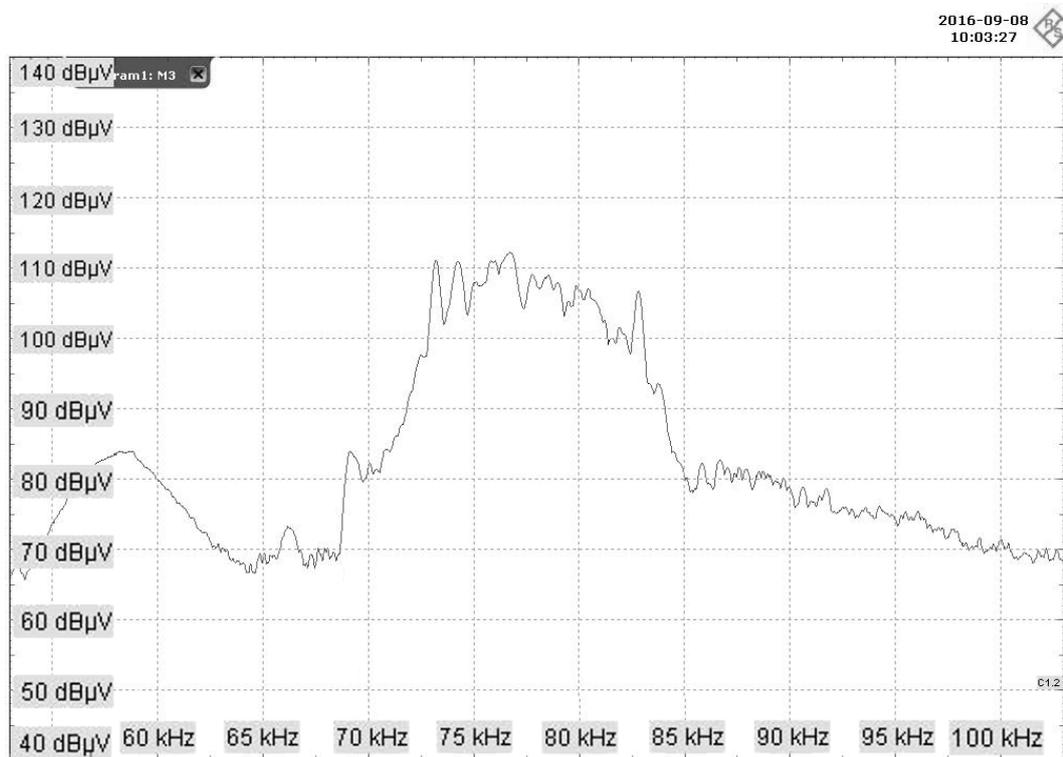
Il livello più alto di rumore, pari a 94 dBμV, è stato misurato a circa 80 kHz, mentre all'aumentare della frequenza il livello misurato era mediamente più basso. Ciò permette di affermare che la riduzione del livello del segnale trasmesso è compensata da un livello basso del rumore.

Le prove sperimentali infine si sono concluse con l'esecuzione di diversi test di comunicazione per varie frequenze centrali e differenti tecniche di modulazione con un bit rate fino a 28800bit/s. Per ogni test sono stati trasmessi 1000 frame ed in ricezione è stato valutato il success rate. In *Fig. 79* sono riportati i risultati ottenuti. All'aumentare del bit rate le peggiori prestazioni sono state ottenute per la frequenza centrale di 78kHz a causa, probabilmente, della presenza dell'elevato livello del rumore. Durante i test di comunicazione è stato anche misurato lo spettro del segnale ricevuto. In *Fig. 80*, in *Fig. 81*, in *Fig. 82*, *Fig. 83* e in *Fig. 84* sono riportati gli spettri del segnale QPSK ricevuto alle varie frequenze centrali.

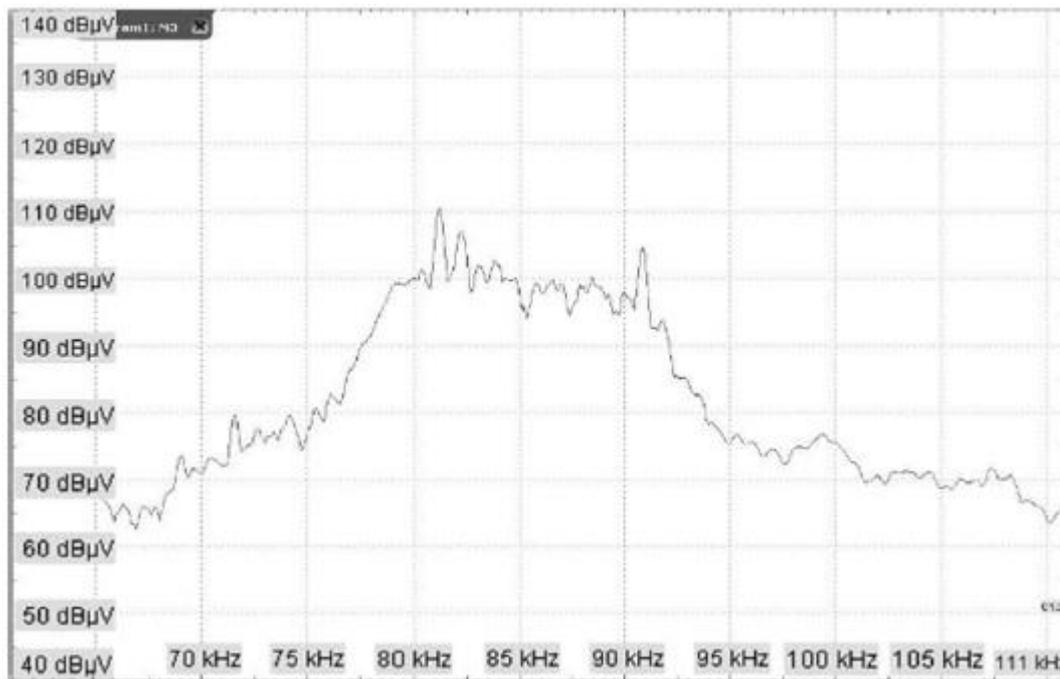
Dall'analisi dello spettro dei segnali ricevuti emerge che, come per risultati della risposta in frequenza, ad un incremento della frequenza centrale corrisponde un decremento del livello del segnale ricevuto. Tuttavia ad una risposta piatta in frequenza, come quella ottenuta per 150kHz o per 200kHz, corrisponde un success rate più alto.

Frequency [kHz]	Modulation	Bit rate [bit/s]	Success rate [%]
78	BPSK coded	4800	100
	QPSK coded	9600	97.8
	BPSK	9600	95.1
	QPSK	19,200	94.1
86	BPSK coded	4800	100
	QPSK coded	9600	99.2
	BPSK	9600	98.2
	QPSK	19,200	97.1
110	BPSK coded	4800	100
	QPSK coded	9600	99.7
	BPSK	9600	98.7
	QPSK	19,200	98.1
150	BPSK coded	4800	100
	QPSK coded	9600	100
	BPSK	9600	100
	QPSK	19,200	99.8
	8PSK	28,800	98.4
200	BPSK coded	4800	100
	QPSK coded	9600	100
	BPSK	9600	100
	QPSK	19,200	100
	8PSK	28,800	99.0

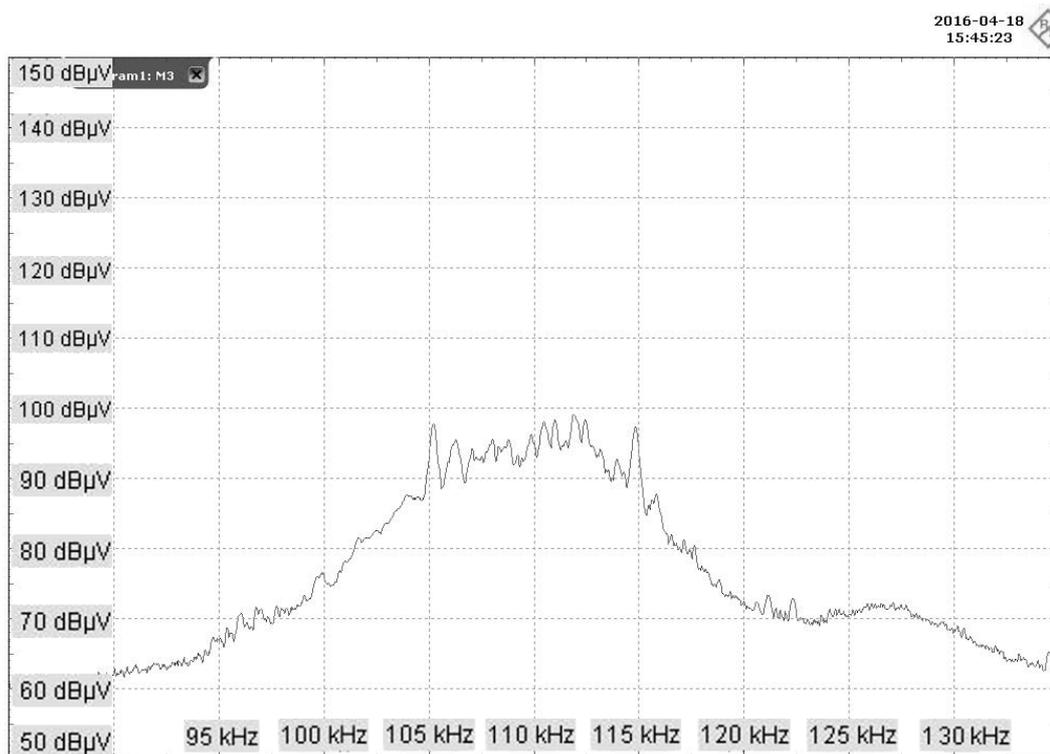
**Fig. 79** Risultati ottenuti a varie frequenza centrali nel range 78kHz-200kHz



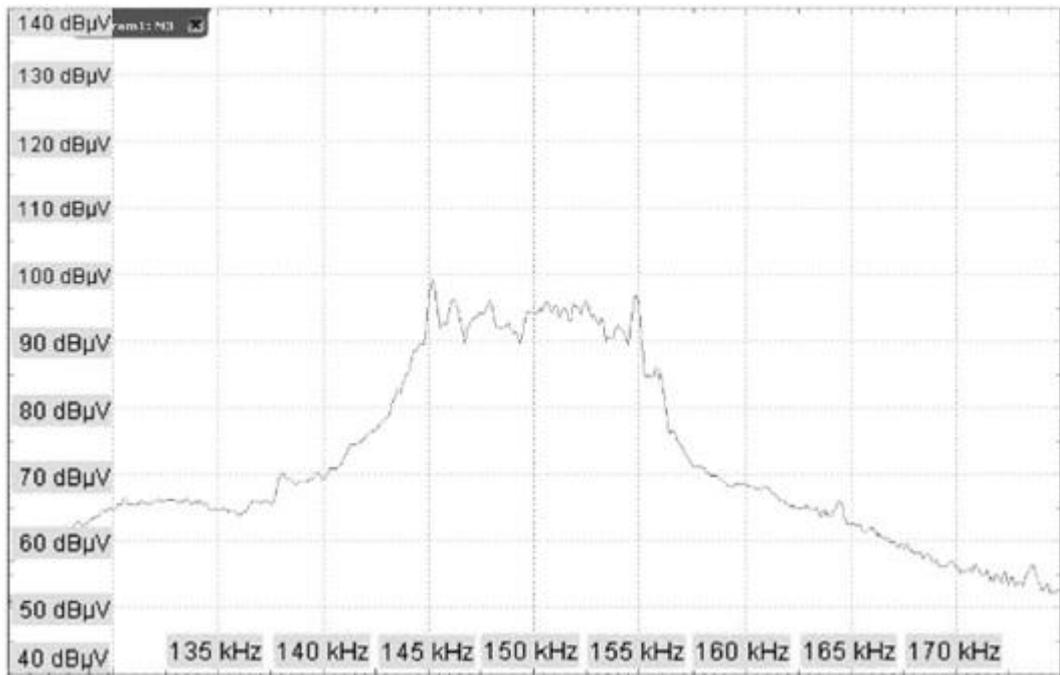
**Fig. 80** Spettro del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 78kHz



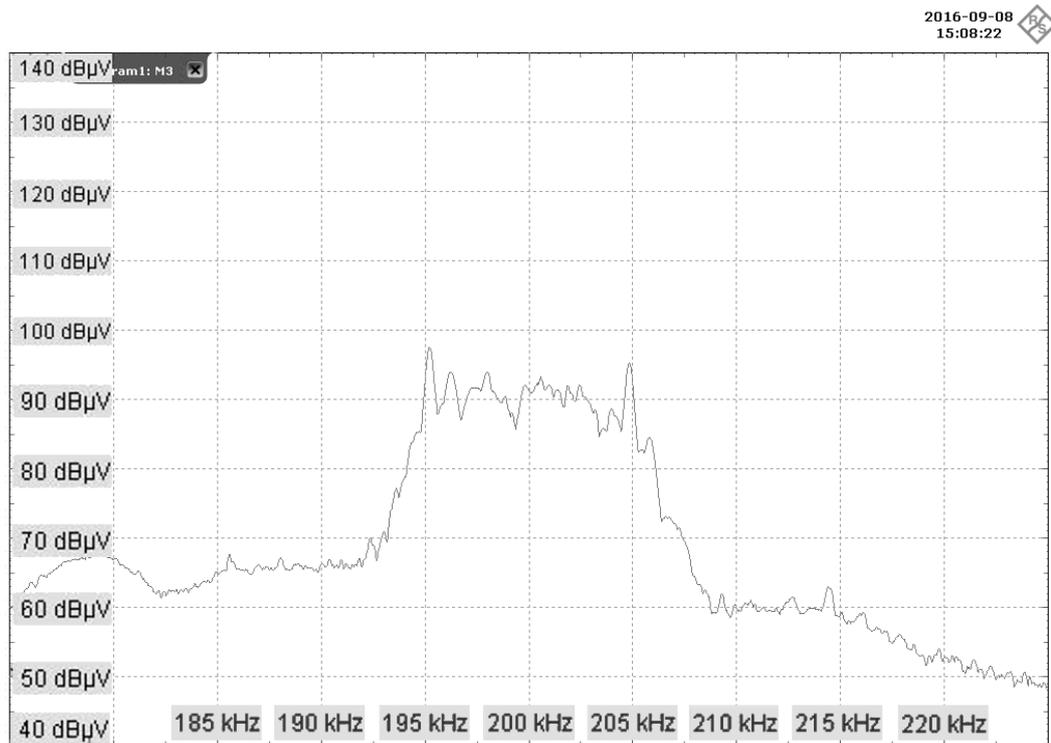
**Fig. 81** Spettro del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 86kHz



**Fig. 82** Spettro del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 110kHz



**Fig. 83** Spettro del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 150kHz



**Fig. 84** Spettro del segnale QPSK ricevuto per la frequenza centrale di 200kHz

## **CAPITOLO 4: PROTOTIPO DI UN SISTEMA DI MISURA DISTRIBUITO E SVILUPPO DI POSSIBILI FUNZIONALITA'**

### **4.1 Un sistema di misura distribuito per reti MT/BT basato su comunicazione PLC**

I risultati riportati in §3.6.1 e in §3.6.2 ottenuti nelle prove sperimentali con l'innovativo sistema di accoppiamento basato sul VDS hanno pienamente dimostrato la fattibilità di un sistema di comunicazione PLC su una reale rete MT. Mettendo assieme l'innovativo sistema di accoppiamento e le schede STEVAL-IPP00V2, utilizzate secondo le applicazioni descritte in §2.2.1, è possibile pensare di realizzare e testare un sistema di misura distribuito in reti MT/BT basato su comunicazione PLC la cui configurazione può essere rappresentata dallo schema riportato in *Fig. 85*.

A differenza dell'architettura riportata in *Fig. 3* nella nuova proposta i sistemi AMR, che collezionano i dati degli smart meter attraverso la linea BT, trasferiscono le informazioni attraverso un nuovo canale di comunicazione basato sulla trasmissione PLC sulla rete MT. Inoltre i concentratori AMR vengono affiancati da nuovi sistemi per lo storage e la gestione dei dati creando così un sistema ridondante in grado di aumentare la robustezza dell'architettura. Infine i classici smart meter sulla BT possono essere riconfigurati implementando un numero maggiore di funzionalità, tanto da definirli degli *innovative smart meter*.

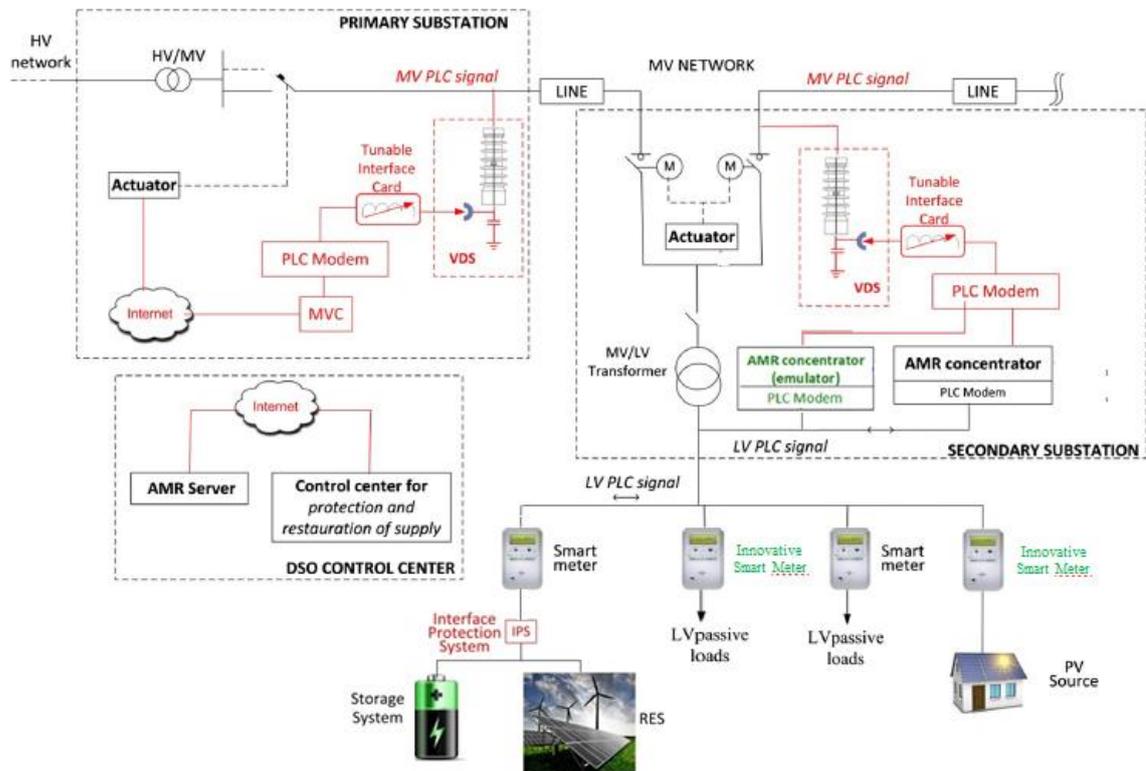


Fig. 85 Architettura del prototipo del sistema di misura distribuito proposto

Il prototipo del sistema di misura distribuito che verrà descritto nel seguito, quindi, è caratterizzato dal *metering su rete MT/BT* basato su comunicazione PLC al quale, attraverso l'uso degli innovative smart meter, è possibile integrare funzionalità per la realizzazione di ulteriori misure. Nello specifico sono state incluse:

- *misure di power quality*
- *misure relative all'analisi qualitativa del canale PLC*

Nei prossimi paragrafi verranno descritte in dettaglio le funzionalità che sono state implementate nell'architettura proposta.

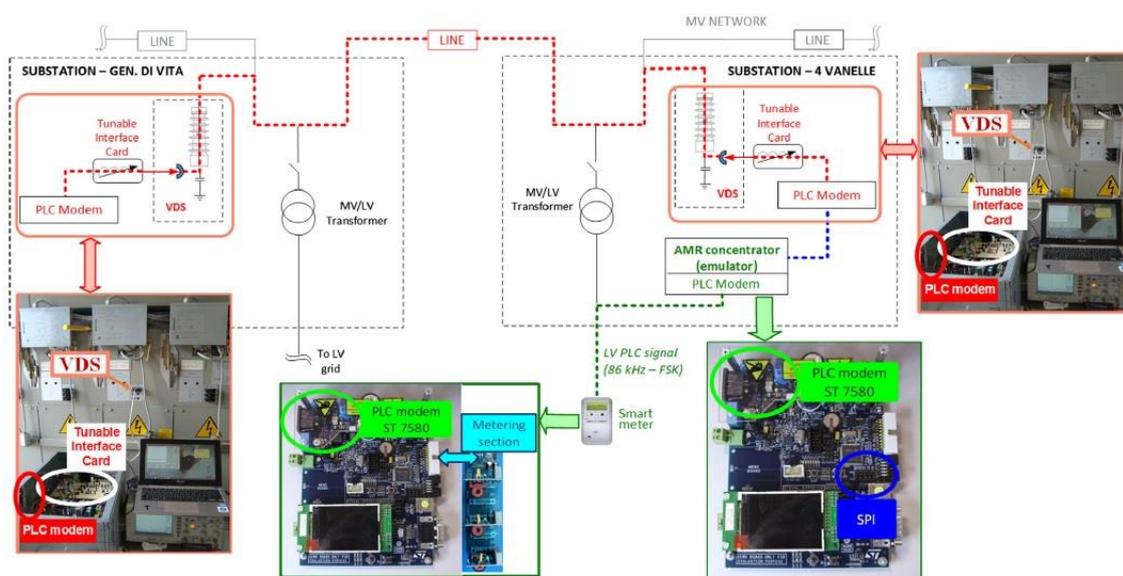
#### 4.1.1 Metering su rete MT/BT basato su un sistema di comunicazione PLC

Per la funzionalità di metering distribuito basato sulla comunicazione PLC su MT/BT, la configurazione utilizzata del sistema è quella di *Fig. 86*.

L'infrastruttura di comunicazione che è stata utilizzata è quella della rete MT/BT di Favignana integrando un sistema di comunicazione con il seguente set up:

- due sistemi innovativi di accoppiamento PLC configurabili installati rispettivamente in cabina Gen. Di Vita e 4 Vanelle (*Fig. 65*)
- un emulatore di un concentratore AMR, installato in cabina 4 Vanelle e comunicante via SPI con il modem PLC della scheda d'interfaccia del sistema di accoppiamento
- uno smart meter comunicante tramite comunicazione PLC su linea BT con l'emulatore del concentratore AMR

La linea BT utilizzata è quella L1, in verde, mentre in rosso quella MT riportate in *Fig. 87*



**Fig. 86** Architettura proposta del sistema di misura distribuito su rete MT/BT



**Fig. 87 Rete MT/BT utilizzata per i test di comunicazione PLC**

**Tabella 10 Distanze e sezioni dei cavi delle linee BT considerate**

	9 to A	A to F	F to G
Line length [m]	274	701	947
Phase cable core section [mm <sup>2</sup> ]	150	95	95
Neutral cable core section [mm <sup>2</sup> ]	95	50	50

Sono state effettuate diverse prove posizionando un box, contenente l' STEVAL-IPP00V2 in configurazione smart meter, in varie cabine di derivazione BT situate a distanze diverse dalla cabina secondaria 4 Vanelle. Nello specifico sono state considerate quelle posizionate in A,F e G riportate in Fig. 87. Le distanze dalla cabina 4 Vanelle e le sezioni di ciascun cavo delle linee BT sono riportate in Tabella 10. La configurazione del sistema di comunicazione PLC per la rete MT è stata la stessa di quella descritta in §3.6.2. Nella cabina 4 Vanelle il sistema d'accoppiamento è stato connesso all'emulatore (seconda scheda STEVAL-IPP00V2) del concentratore AMR via SPI. Sia per l'emulatore che per lo smart meter le schede STEVAL-IPP00V2 sono state adattate attraverso lo sviluppo di nuovo firmware permettendo l'implemetazione delle specifiche funzionalità. Le misure di tensione e corrente realizzate dallo smart meter venivano inviate, tramite comunicazione PLC sulla BT all'emulatore del concentratore AMR il quale a sua volta le inviava tramite comunicazione SPI al transceiver ST7580 del sistema di accoppiamento che le trasmetteva sulla rete MT grazie alla scheda di interfaccia del VDS.

Le prestazioni del sistema di comunicazione sono state verificate sperimentalmente attraverso il lancio di segnali di ping dalla cabina Gen. Di Vita allo smart meter collegato alla linea L1 realizzando così un percorso di comunicazione d'andata MT-MT (Gen. Di Vita - 4 Vanelle) e MT-BT (4 Vanelle – L1). Lo smart meter ha inviato per ogni richiesta di ping una risposta che ha viaggiato lungo il percorso inverso ,ovvero BT-MT (L1 – 4 Vanelle) e MT-MT (4 Vanelle – Gen. Di Vita)

Per ogni test sono stati trasmessi 1000 ping ed è stato misurato l'RTT (Round Trip Time). E' importante precisare che per le comunicazioni in MT e BT sono state utilizzate frequenze centrali differenti per evitare interferenze dovute all'attraversamento da parte del segnale PLC dei trasformatori di potenza. In dettaglio per la comunicazione sulla linea BT è stata scelta la frequenza centrale di 86kHz mentre per quella MT sono state testate le frequenze di 110kHz, 150kHz e 200kHz. La modulazione utilizzata è stata la BPSK. I risultati di RTT ottenuti sono riportati in *Tabella 11*. Dai risultati si evince che il numero di ping ricevuti decresce all'aumentare della lunghezza della linea BT che introduce un'attenuazione maggiore comparando il livello del segnale a quello del rumore presente sulla linea.

**Tabella 11 RTT misurato per le varie cabine BT**

	Smart meter position			
	Substation 9	A	F	G
Correctly received packets	980	972	960	896
Max RTT [ms]	288	350	391	430
Min RTT [ms]	258	258	258	258
Mean RTT [ms]	271	271	270	271
RTT 95% [ms]	282	284	284	284
Standard deviation [ms]	7	7	8	11

#### 4.1.2 Misure di Power Quality

Nell'ottica di realizzare un sistema di misura distribuito per le smart grid che includa diverse funzionalità che le rendano più possibile efficienti, l'integrazione di misure di PQ è sicuramente fondamentale. Grazie alle caratteristiche hardware della scheda EVALKIT STCOMET10-1, descritte in §2.2.2.1 e §2.2.2.3 è stato possibile implementare e affiancare le misure di PQ alle classiche funzioni di metering per la telelettura. In questo modo, nella configurazione riportata in *Fig. 3*, un classico smart meter di un'utenza BT può essere sostituito con un'innovative smart meter

umentando così il numero di misure e informazioni che il distributore può acquisire. La fattibilità dell'implementazione e dell'integrazione delle misure di PQ sull'EVALKIT STCOMET10-1 è stata investigata partendo dall'analisi dei requisiti normativi.

#### 4.1.2.1 Requisiti standard per le misure di Power Quality

Il quadro normativo di riferimento riguardante la PQ è piuttosto articolato. A livello internazionale, sia la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) che la IEC (International Electrotechnical Commission) hanno, infatti, introdotto diversi Standards inerenti tali problematiche.

In particolare, la serie di Standards IEC 61000-X-Y, che affronta in generale i temi di compatibilità elettromagnetica, livelli di emissione di disturbo, definizione di metodologie di prova e di misura della strumentazione utilizzata, è articolata come segue:

- Parte 1: Generalità (principi fondamentali, definizioni, terminologia)
- Parte 2: Ambiente (descrizione, classificazione, livelli di compatibilità)
- Parte 3: Limiti (emissione, immunità)
- Parte 4: Tecniche di prova e misura
- Parte 5: Linee-guida per installazione e l'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.

Le norme di maggior interesse ai fini delle misure dei fenomeni di PQ sono le seguenti:

- *IEC 61000-4-30* [46]
- *IEC 61000-4-7* [47]

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. In particolare definisce due classi di strumenti:

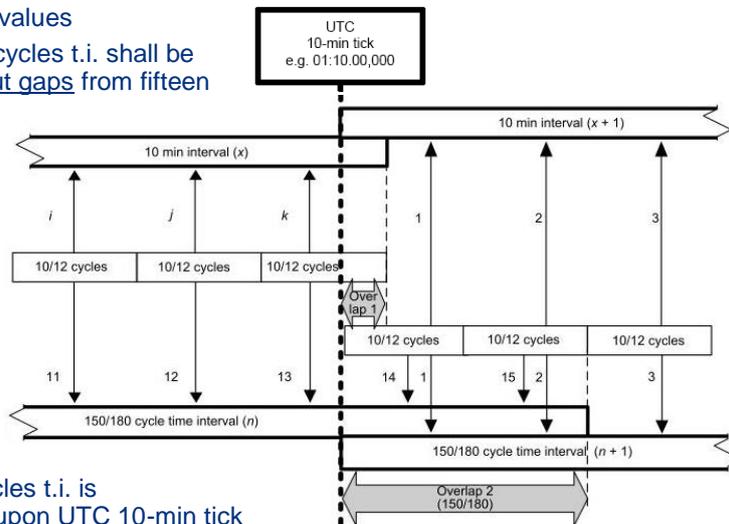
- gli strumenti di *classe A*, di maggiore precisione, vengono impiegati per misure finalizzate alla verifica della rispondenza della grandezza misurata ai valori previsti, alla risoluzione di controversie, ecc.; le misure di un dato parametro effettuate con diversi strumenti aventi i requisiti di classe A, che misurino lo stesso segnale, devono fornire risultati concordanti, nell'intervallo di tolleranza per essi specificato;
- gli strumenti di *classe S* 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 entrambe le classi l'intervallo di tempo della finestra di osservazione per le misurazioni (tensione di alimentazione, armoniche, interarmoniche e *unbalance*) è 10/12 cicli per sistemi a 50/60 Hz (cioè 200 ms). I valori delle misure dei 10/12 cicli devono essere aggregati senza gaps su 3 ulteriori intervalli: 150/180 cicli; 10 minuti; 2 ore. Solo per la classe S e per alcune misure, quali quelle relative all'analisi armonica, è prevista, tra i blocchi di 10/12 cicli, la presenza di gaps che possono essere sfruttati per ridurre il numero di dati da aggregare diminuendo così il carico computazionale. Le aggregazioni delle misure per la classe A ed S contenute nella IEC 61000-4-30 sono riportate in *Scheda 1* e in *Scheda 2*. In *Scheda 3* sono riportati i requisiti delle misura di frequenza.

# IEC 61000-4-30

- **Measurement aggregation algorithm – 150/180 cycles – class A**

- Square root of the arithmetic mean of the squared input values
- Data for 150/180-cycles t.i. shall be aggregated without gaps from fifteen 10/12-cycles t.i.

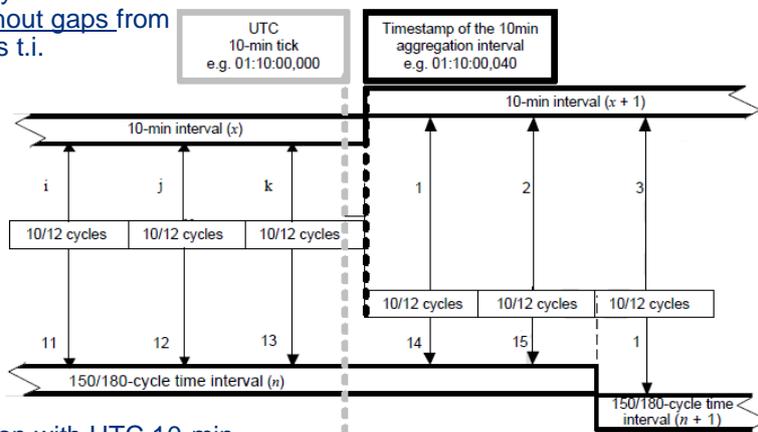


- The 150/180-cycles t.i. is resynchronized upon UTC 10-min tick

# IEC 61000-4-30

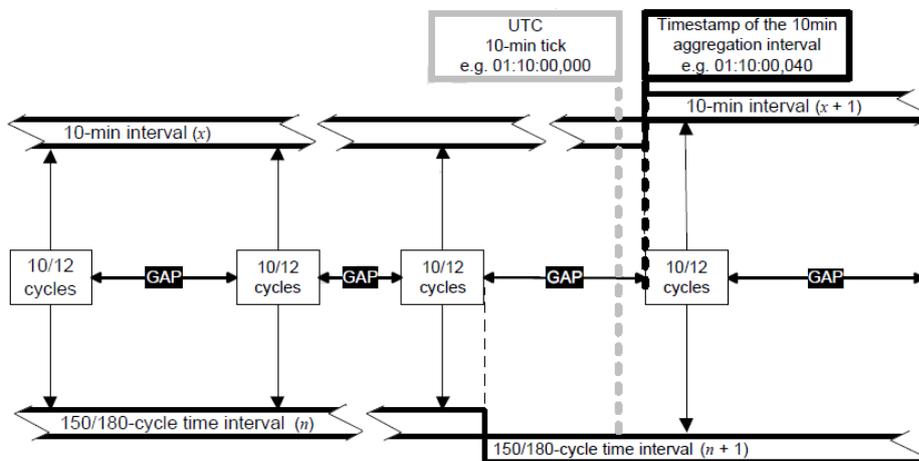
- **Measurement aggregation algorithm – 150/180-cycles – class S**

- Square root of the arithmetic mean of the squared input values
- Data for 150/180-cycles t.i. shall be aggregated without gaps from fifteen 10/12-cycles t.i.



- Resynchronization with UTC 10-min tick is not mandatory

- Gaps are permitted for harmonics, interharmonics, mains signalling voltage, unbalance (a minimum of three 10/12-cycles values shall be used, i.e. at least one 10/12-cycles value shall be used each 50/60 cycles)



## IEC 61000-4-30

- **Measurement method – Power frequency**
- **Class A / S**
  - The frequency reading shall be obtained every 10 s
  - As power frequency may not be exactly 50/60 Hz within the 10-s t.i., the number of cycles may not be integer. The fundamental frequency output is the ratio of the number of integer cycles counted during the 10-s t.i., divided by the cumulative duration of the integer cycles.
  - When a zero crossing (ZC) method is used, harmonics and interharmonics shall be attenuated before the measurement, in order to minimize the effects of multiple ZCs
  - The measurement time intervals shall be non-overlapping
- Under specified testing state conditions, measurement uncertainty shall not exceed:
  - $\pm 10$  mHz over the range 42,5-57,5 Hz / 51-39 Hz, for Class A;
  - $\pm 50$  mHz over the range 42,5-57,5 Hz / 51-39 Hz, for Class S;

Per quanto riguarda invece la lettura della frequenza l'intervallo di tempo è di 10s. I requisiti di accuratezza per la classe A ed S sono riassunti in *Tabella 12*. Si noti che le specifiche di accuratezza non includono gli effetti dei trasduttori di misura. Per le misure di armoniche/interarmoniche e flicker, la Norma IEC 61000-4-30 rimanda rispettivamente alla IEC 61000-4-7e alla IEC 61000-4-15.

**Tabella 12** Requisiti di accuratezza riportati nella IEC 61000-4-30 per la classe A ed S

Parameter	Class	Uncertainty	Measuring range
Frequency	A	$\pm 10$ mHz	42,5 ÷ 57,5 Hz 51 ÷ 60 Hz (for 50/60 Hz systems)
	S	$\pm 50$ mHz	
Voltage magnitude	A	$\pm 0.1\%$ $U_{\text{din}}$	10 ÷ 150 % $U_{\text{din}}$
	S	$\pm 0.5\%$ $U_{\text{din}}$	20 ÷ 120 % $U_{\text{din}}$
Dips/swells (amplitude and duration)	A	$\pm 0.2\%$ $U_{\text{din}}$ $\pm 1$ cycle	not applicable
	S	$\pm 1\%$ $U_{\text{din}}$ $\pm 1-2$ cycles	
Interruptions (duration)	A	$\pm 1$ cycle	not applicable
	S	$\pm 1-2$ cycles	
Current	A	$\pm 1\%$	10 -150 % of full scale
	S	No requirements	

$U_{\text{din}}$  is the declared supply voltage

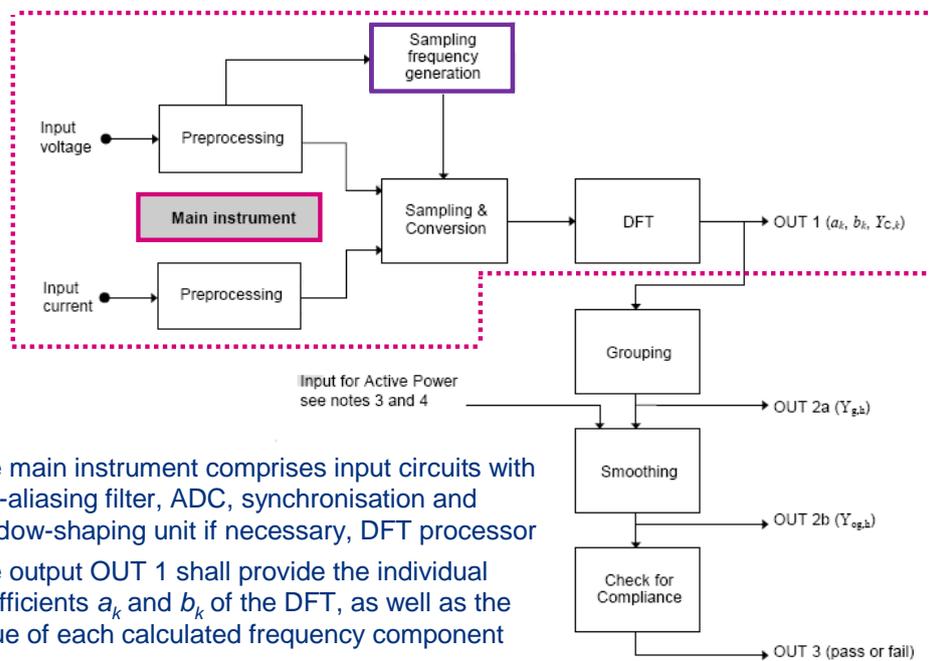
La Norma **IEC 61000-4-7** definisce i parametri da misurare per la valutazione del livello di distorsione armonica in una data sezione di misura, attraverso le ampiezze di tensioni e correnti armoniche ed attraverso parametri globali quali il THD. La Norma fornisce le indicazioni riguardanti la struttura 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 effettuare le misure, la Norma fa riferimento all'analisi armonica, effettuata attraverso la DFT (*Discrete Fourier Transform*) o la FFT (*Fast Fourier Transform*); non è precluso l'utilizzo di metriche diverse, purché vengano rispettati i requisiti di accuratezza previsti. La struttura dello strumento di misura a cui fa riferimento la Norma è riportata nella *Scheda 4* mentre l'accuratezza dei requisiti e le metriche sono riportati in *Scheda 5*

# IEC 61000-4-7

## • General structure of the instrument

- New designs of instrument are likely to use the discrete Fourier transform (DFT), normally using a fast algorithm called fast Fourier transform (FFT).
- The window width shall be 10 (50 Hz systems) or 12 (60 Hz systems) fundamental periods ( $T_N = [10 \text{ or } 12] \times T_1 \approx 200\text{ms}$ ) with **rectangular weighting, synchronized to the fundamental frequency of the power system**. Hanning weighting is allowed only in the case of loss of synchronisation.
- **The time window shall be synchronised with each group of 10 or 12 cycles** according to the power system frequency of 50 Hz or 60 Hz. The time between the leading edge of the first sampling pulse and the leading edge of the (M+1)th sampling pulse (where M is the number of samples) shall be equal to the duration of the specified number of cycles of the power system, with a **maximum permissible error of  $\pm 0,03\%$** .



- The main instrument comprises input circuits with anti-aliasing filter, ADC, synchronisation and window-shaping unit if necessary, DFT processor
- The output OUT 1 shall provide the individual coefficients  $a_k$  and  $b_k$  of the DFT, as well as the value of each calculated frequency component  $Y_{C,k}$

## IEC 61000-4-7

- Accuracy requirements for current, voltage (and power) measurements**

Class	Measurement	Conditions	Maximum error
I	Voltage	$U_m \geq 1\% U_{nom}$ $U_m < 1\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_m$ $\pm 0,05\% U_{nom}$
	Current	$I_m \geq 3\% I_{nom}$ $I_m < 3\% I_{nom}$	$\pm 5\% I_m$ $\pm 0,15\% I_{nom}$
	Power	$P_m \geq 150\text{ W}$ $P_m < 150\text{ W}$	$\pm 1\% P_m$ $\pm 1,5\text{ W}$
II	Voltage	$U_m \geq 3\% U_{nom}$ $U_m < 3\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_m$ $\pm 0,15\% U_{nom}$
	Current	$I_m \geq 10\% I_{nom}$ $I_m < 10\% I_{nom}$	$\pm 5\% I_m$ $\pm 0,5\% I_{nom}$

Inom:  
Nominal current range of the measurement instrument

Unom:  
Nominal voltage range of the measurement instrument

Um, Im and Pm: Measured values

The maximum allowable errors refer to single-frequency and steady-state signals, in the operating frequency range, applied to the instrument under rated operating conditions indicated by the manufacturer (temperature range, humidity range, instrument supply voltage, etc.).

- Other analysis principles**

- The standard specifies a DFT instrument as the reference instrument, but it does not preclude the application of other analysis principles**
- Also, especially for low-cost instruments, a shorter time window, even only one period long, can be considered. However, such instrumentation should not be used for assessing the compliance of non-stationary signals with emission limits, as such signals cannot be assessed in this way.
- Specifications of instruments based on an alternative analysis principle shall state the range of uncertainty caused by all influence factors including the non-stationary characteristic of the signal, the aliasing phenomenon and the failure of synchronisation.
- In all cases, Standard uncertainty requirements shall be met.**

### 4.1.2.2 L'implementazione delle misure di PQ sull'EVALKIT STCOMET10-1

Le caratteristiche elettriche e metrologiche dell'EVALKIT STCOMET10-1, descritta ampiamente in §2.2.2, utili per l'implementazione delle metriche di PQ possono essere riassunte nella *Tabella 13*

**Tabella 13** *Principali caratteristiche elettriche e metrologiche dell'EVALKIT STCOMET10-1*

Parameter	Value
Nominal input voltage	230 V
Nominal line current	5 A
Nominal input frequency	50/60 Hz
Sampling frequency (Fs)	7.8125 kHz
Bandwidth (- 3 dB)	0 – 3,6 kHz
Voltage/current RMS accuracy	0.5 %
Active/reactive power/energy accuracy: over 1:5000 dynamic range	0.1 %
over 1:10000 dynamic range	0.5 %

Sulla base delle caratteristiche metrologiche della EVALKIT STCOMET10-1 riportate in *Tabella 13* e dal confronto con i requisiti IEC 61000-4-30 riportati in *Tabella 12*, è stato deciso di implementare le metriche ed eseguire le prove sperimentali rispettando i requisiti della classe S. Nello specifico sono state implementate le seguenti metriche:

- Tensione e corrente RMS
- Frequenza
- Sag, Swell e interruzioni
- Analisi armonica

Le metriche di tensione e corrente RMS, periodo, sag e swell sono già presenti nella EVALKITST10-1, mentre le interruzioni e l'analisi armonica non sono implementate.

Per le metriche di *tensione* e *corrente RMS* non è stato necessario apportare alcuna modifica al metodo di calcolo perchè conforme a quello riportato dalla Norma (il valore RMS è calcolato su 200ms corrispondenti quindi a 10 cicli).

Per quanto riguarda la *frequenza* il DSP dell'EVALKIT STCOMET10-1 fornisce tramite un registro il valore del periodo, il quale è aggiornato come il valore medio calcolato su 8 misure. La singola misura di periodo è realizzata mediante il metodo dello *Zero Crossing*.(ZRC) La misura di frequenza è stata implementata quindi come il valore reciproco della media calcolata sui valori di periodo aggiornati in 10s.

Per le *sag*, le *swell* il DSP dell'EVALKIT STCOMET10-1 rende accessibili dei registri per la programmabilità delle soglie, e un contatore di eventi. Tuttavia poichè non è previsto un registro per la memorizzazione del valore

minimo/massimo che ha generato l'evento di sag/swell, le metriche di sag e swell sono state implementate *ex novo* assieme a quelle dell'*interruzione*.

Secondo la Norma IEC 61000-4-30, su sistemi monofase l'evento di sag/swell inizia quando la tensione Urms scende al di sotto/va al di sopra del valore di soglia e finisce quando va al di sopra/scende al di sotto del valore di soglia di sag/swell. Una dip/swell di tensione è quindi caratterizzata dal valore minimo/massimo che ha superato la soglia e dalla durata.

L'interruzione è definita in modo simile alla sag (con una propria soglia), ma l'evento è caratterizzato solo dalla sua durata.

Il valore Urms, come riportato dalla Norma, deve essere calcolato su 1 ciclo e deve essere confrontato con le soglie di sag, swell e interruzione. L'implementazione delle metriche di swell e di interruzione sono state realizzate mediante le operazioni mostrate nei grafi di flusso di *Fig. 88* e di *Fig. 89* rispettivamente. Le operazioni per la sag sono analoghe a quelle della swell a meno del confronto con il valore di soglia e alla registrazione del valore massimo che in questo caso diventa minimo.

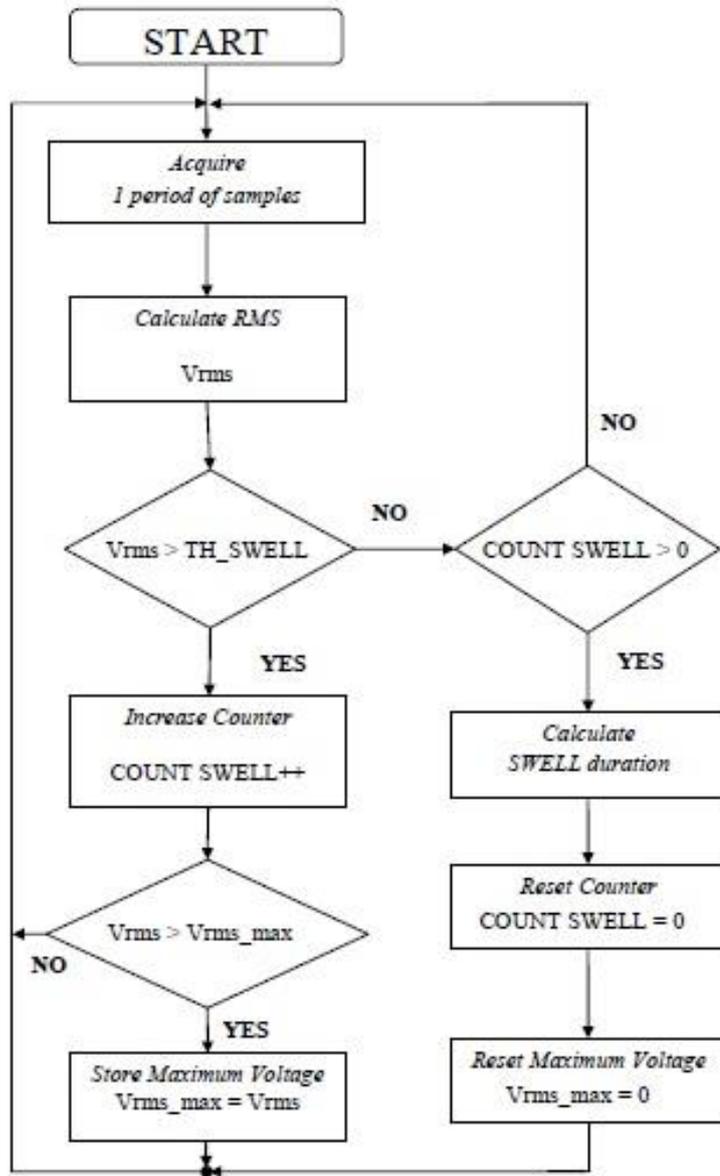


Fig. 88 Diagramma di flusso per l'implementazione della metrica di Swell

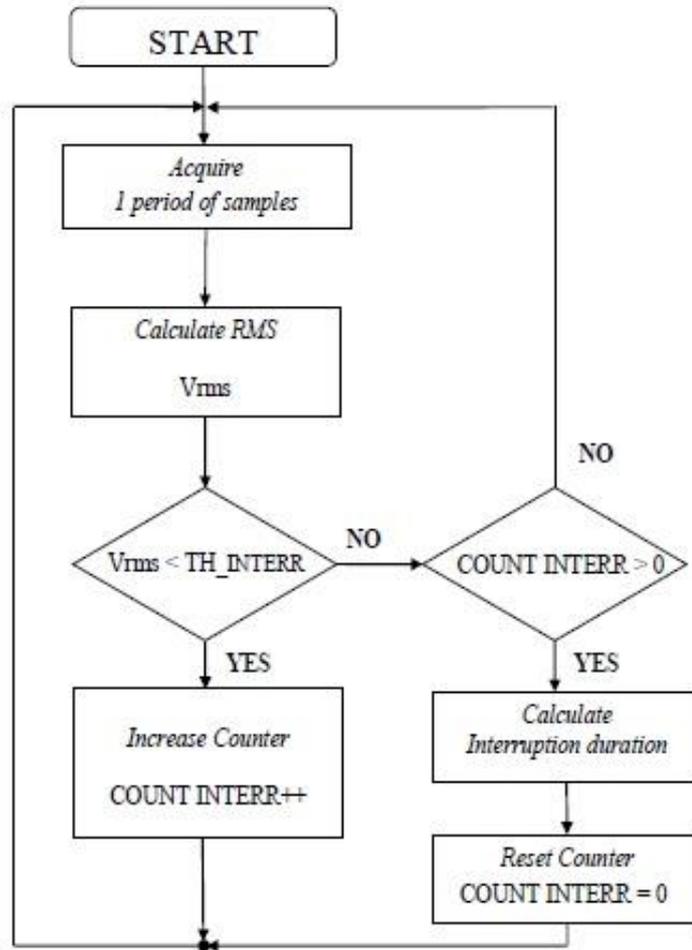


Fig. 89 Diagramma di flusso per l'implementazione della metrica dell'interruzione

Infine è stata implementata l'**analisi armonica** ma con qualche limitazione a causa di vincoli relativi alla finestra di osservazione e al massimo errore di sincronizzazione ammissibile.

In particolare, a causa dei vincoli sulla frequenza di campionamento (che per la STCOMET è fissa) e sulla frequenza di osservazione richiesta dalle Norme non è possibile ottenere un errore di sincronizzazione entro i limiti previsti per gli strumenti di Classe A ( $\pm 0,03\%$ , Scheda 4, contro un valore di  $\pm 0,032\%$  per la STCOMET). Questo risultato ha confermato la scelta già avanzata all'inizio del seguente paragrafo di verificare i requisiti degli strumenti di Classe S per l'EVALKIT STCOMET10-1, ed ha escluso definitivamente la possibilità di poter soddisfare i requisiti degli strumenti di Classe A. Per effettuare le misure, la Norma fa riferimento all'analisi armonica, effettuata attraverso la DFT; non è precluso l'utilizzo di metriche diverse, purché vengano rispettati i requisiti di accuratezza previsti.

Considerando i vincoli sulla frequenza di campionamento del l'EVALKIT STCOMET10-1 ( $f_s = 7812,5$  Hz) e sulla finestra di osservazione prevista dalle

Norme ( $T_w = 200$  ms), l'utilizzo della DFT, assumendo un numero di punti pari a  $N = T_w \cdot f_s = 1562,5 \cong 1562$ , permette un campionamento "quasi" sincrono (a meno dell'errore di sincronizzazione di  $\frac{1}{2}$  campione sulla finestra di osservazione, corrispondente al già citato  $\pm 0,032\%$ ); Tuttavia l'implementazione della DFT comporta un costo computazionale più elevato in termini di numero di operazioni necessarie per l'algoritmo e relativi tempi di calcolo.

Ciò ha spostato l'attenzione sull'utilizzo dell'FFT in quanto, nonostante necessiti di implementare specifici algoritmi per la correzione degli errori (padding, interpolazione) dovuti al leakage, ha un costo computazionale minore come riportato in *Tabella 14*.

In conclusione l'analisi armonica è stata implementata tramite l'uso dell'FFT assieme alla tecnica dell'*interpolazione* per la correzione degli errori di leakage. Il vantaggio di questa tecnica risiede nel fatto che, quale che sia il periodo del segnale in ingresso, l'algoritmo è in grado di sincronizzare la finestra di osservazione, in modo tale da ridurre al minimo l'errore di sincronizzazione (come già evidenziato. Inoltre, il ricampionamento del segnale consente di calcolare la FFT su 2048 campioni nella finestra di osservazione di 10 periodi del segnale, rendendo non più necessario il ricorso al padding e alla finestatura e minimizzando l'errore di leakage e scallop loss [48]. Infine si precisa che per le operazioni dell'FFT sono state utilizzate le funzioni delle librerie DSP *ARM math*, per il processore Cortex M4F (descritto in §2.2.2.1), che realizzano una CFFT (*Complex Fast Fourier Transform*). L'implementazione di tutte le metriche descritte è stata realizzata tramite lo sviluppo di un firmware creato tramite il software IAR Embedded Workbench descritto in §2.3.1

**Tabella 14 Confronto DFT vs FFT**

	sampling	computational cost
DFT	"almost synchronous" ( $N/f_s = 1562 / 7812,5 = 0,1999$ s; $\Delta f = 5,0016$ Hz; $T_w T = f \Delta f = 9,997$ )	( $N^2 \cong 2,44 \cdot 10^6$ operations)
FFT	asynchronous ( $N'/f_s = 2048 / 7812,5 = 0,262$ s; $\Delta f' = f_s / N' = 3,8147$ Hz; $f \Delta f = 13,107$ )	( $N' \log N' \cong 2,25 \cdot 10^4$ operations)

### 4.1.2.3 Prove sperimentali di Power Quality con EVALKIT STCOMET10-1

Per verificare la compliance delle metriche di power quality, che sono state implementate su STCOMET con l'accuratezza richiesta dalle norme, sono state eseguite le prove sperimentali generando diversi segnali di prova (sia tensioni che correnti) attraverso un calibratore Fluke 6100 A (Fig. 90). Le prove sono state effettuate con segnali sia sinusoidali che distorti (Tabella 15) e per diversi valori di frequenza (nel range  $42,5 \div 57,5$  Hz [49]-[50]).



Fig. 90 Set up di misura per la verifica delle metriche di PQ dell'EVALKIT STCOMET10-1

Tabella 15 Prove sperimentali – test conditions (forme d'onda distorte)

Grandezza	RMS fondamentale/totale	Armonica (ordine)	RMS armonica
Tensione	$V_1 = 230$ V $V = 238,901$ V	3	20% $V_1$
		5	15% $V_1$
		7	10% $V_1$
		9	8% $V_1$
Corrente	$I_1 = 5$ A $I = 5,1935$ A	3	20% $I_1$
		5	15% $I_1$
		7	10% $I_1$
		9	8% $I_1$

Gli errori percentuali rispetto al calibratore sono sintetizzati in Tabella 16 e Tabella 17 rispettivamente per le misure con segnali di tensione e di corrente.

**Tabella 16 Risultati sperimentali su STCOMET– misure di periodo /frequenza (tensione)**

Test conditions	Frequenza generata	Misure ed errori (rispetto al calibratore)		
		Periodo misurato (s)	e%	E (mHz)
V <sub>rms</sub> = 230 V (sinusoidale)	42,5	0,023528	0,006	2,5
	47,5	0,021048	0,022	10,5
	49,5	0,020200	0,010	5,0
	50	0,020000	0,000	0,0
	50,5	0,019800	0,010	5,1
	52,5	0,019040	0,040	21,0
	57,5	0,017384	0,042	24,2
V <sub>Irms</sub> = 230 V (distorta)	42,5	0,023528	0,006	2,5
	47,5	0,021048	0,022	10,5
	49,5	0,020200	0,010	5,0
	50	0,020000	0,000	0,0
	50,5	0,019800	0,010	5,1
	52,5	0,019040	0,040	21,0
	57,5	0,017384	0,042	24,2

**Tabella 17 Risultati sperimentali su STCOMET– misure di RMS (tensione e corrente) – segnali sinusoidali –**

Test conditions	Frequenza fondamentale	Misure di RMS	
		Valore misurato	e%
V <sub>rms</sub> = 230 V	42,5	229,97	0,011
	47,5	229,83	0,072
	49,5	229,97	0,011
	50	229,87	0,057
	50,5	229,93	0,026
	52,5	229,94	0,026
	57,5	229,90	0,042
I <sub>rms</sub> = 5 A	42,5	4,987	0,25
	47,5	4,987	0,25
	49,5	4,987	0,25
	50	4,996	0,08
	50,5	4,987	0,25
	52,5	4,987	0,25
	57,5	4,987	0,25

**Tabella 18 Risultati sperimentali su STCOMET– misure di RMS (tensione e corrente)  
– segnali distorti**

Test conditions	Frequenza fondamentale	Misure di RMS	
		Valore misurato	e%
V <sub>rms</sub> = 238,90 V	42,5	238,49	0,17
	47,5	238,42	0,20
	49,5	238,42	0,20
	50	238,45	0,19
	50,5	238,45	0,19
	52,5	238,45	0,19
	57,5	238,35	0,19
I <sub>rms</sub> = 5,19 A	42,5	5,171	0,38
	47,5	5,179	0,21
	49,5	5,171	0,38
	50	5,171	0,38
	50,5	5,179	0,21
	52,5	5,171	0,38
	57,5	5,171	0,38

I risultati ottenuti mostrano errori sulla misura di periodo e di RMS compatibili con i limiti previsti dalla IEC 61000-4-30 per gli strumenti di classe S (rispettivamente pari a  $\pm 50$  mHz per la frequenza e  $\pm 0,5$  % per le misure di RMS).

I test sperimentali per la verifica delle metriche di sag, swell e interruzione implementati secondo quanto descritto in §4.1.2.2 sono stati effettuati riproducendo swells, dips e interruzioni, con diversi valori di durata e severità dell'evento seguendo la metodologia riportata nella IEC 6000-4-30[49]

Per ciascuna tipologia di evento (swell, sag, interruzione) si riportano la schermata del calibratore relativa ai parametri del segnale di prova (swell-*Fig. 91*, sag-*Fig. 92*, interruzione-*Fig. 93*) con i dati relativi alla misura effettuata con STCOMET e il confronto con il segnale generato (*Tabella 19*), ai fini della verifica della compliance con i requisiti previsti dalla IEC 61000-4-30 per gli strumenti di classe S.

Le misure effettuate con l'EVALKIT STCOMET10-1 sono risultate compatibili con i requisiti di uno strumento di classe S.

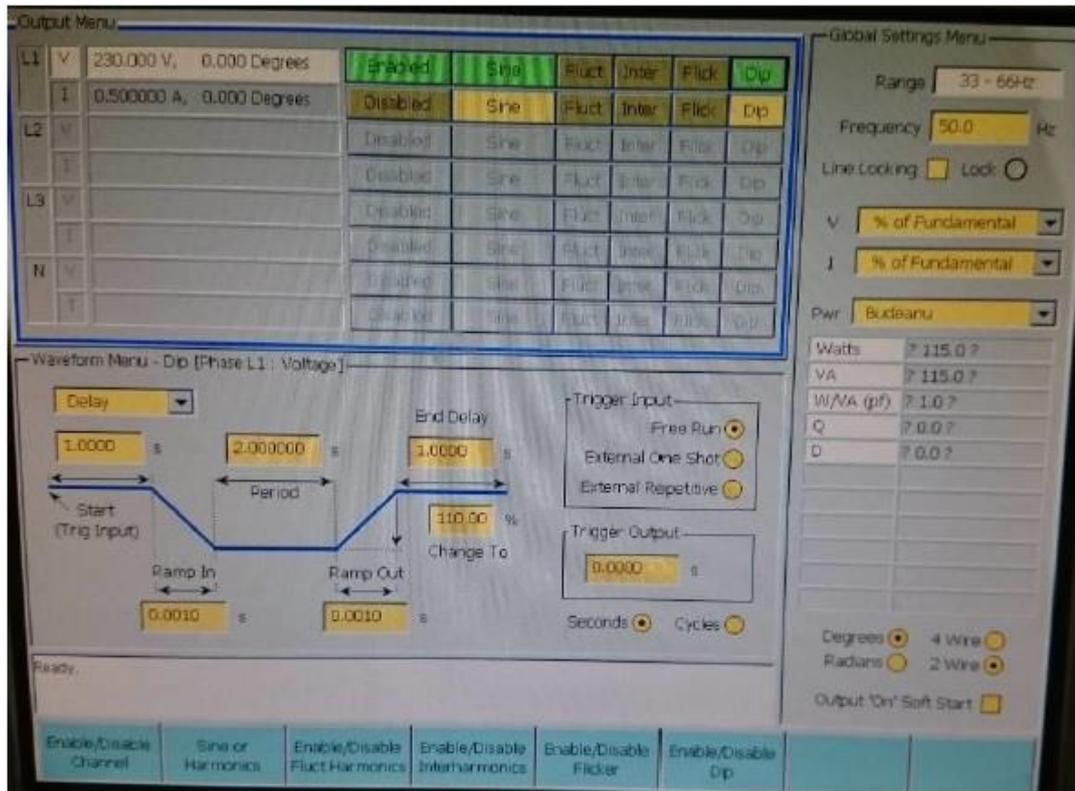


Fig. 91 Swell con una durata di 2s e valore di tensione pari al 110%

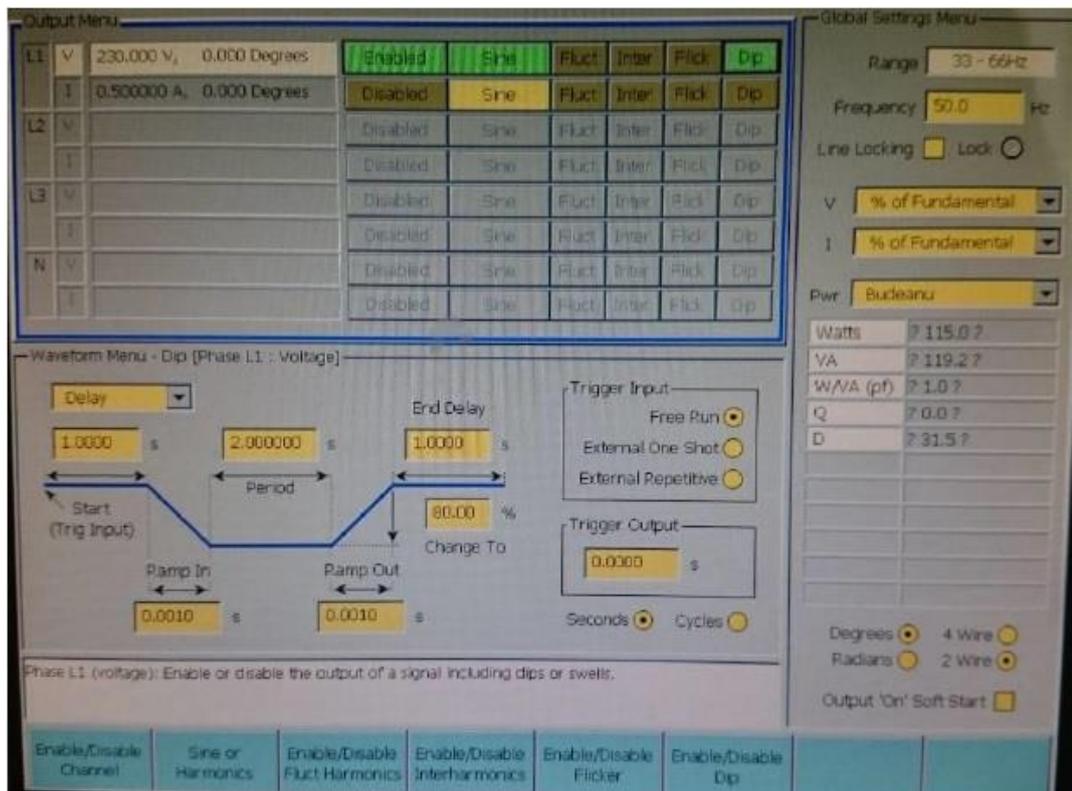
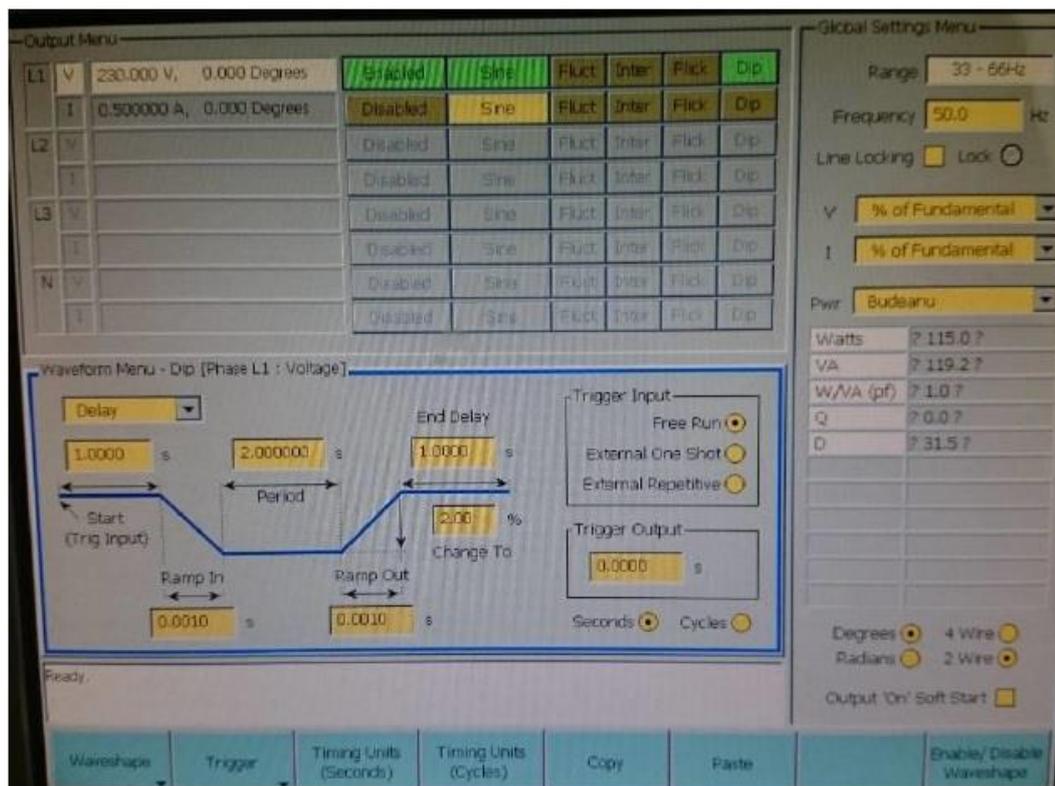


Fig. 92 Sag con una durata di 2s e valore di tensione pari al 80%



**Fig. 93 Interruzione di tensione con valore di tensione pari al 2%**

**Tabella 19 Misure di swell, sag e interruzioni con segnale  $V=230$ ,  $f=50$ Hz**

Tipo di evento	Severità dell'evento (% dell'RMS)	Durata dell'evento (s)	Misure ed errori (rispetto al calibratore)	
			Minimo/massimo valore [V] (con e%)	Durata (s)
Swell	110	2.000000	253.91 (0.89%)	2.000
Sag	80	2.000000	184.83 (0.45%)	2.000
Interruzione	2	2.000000	----	2.000

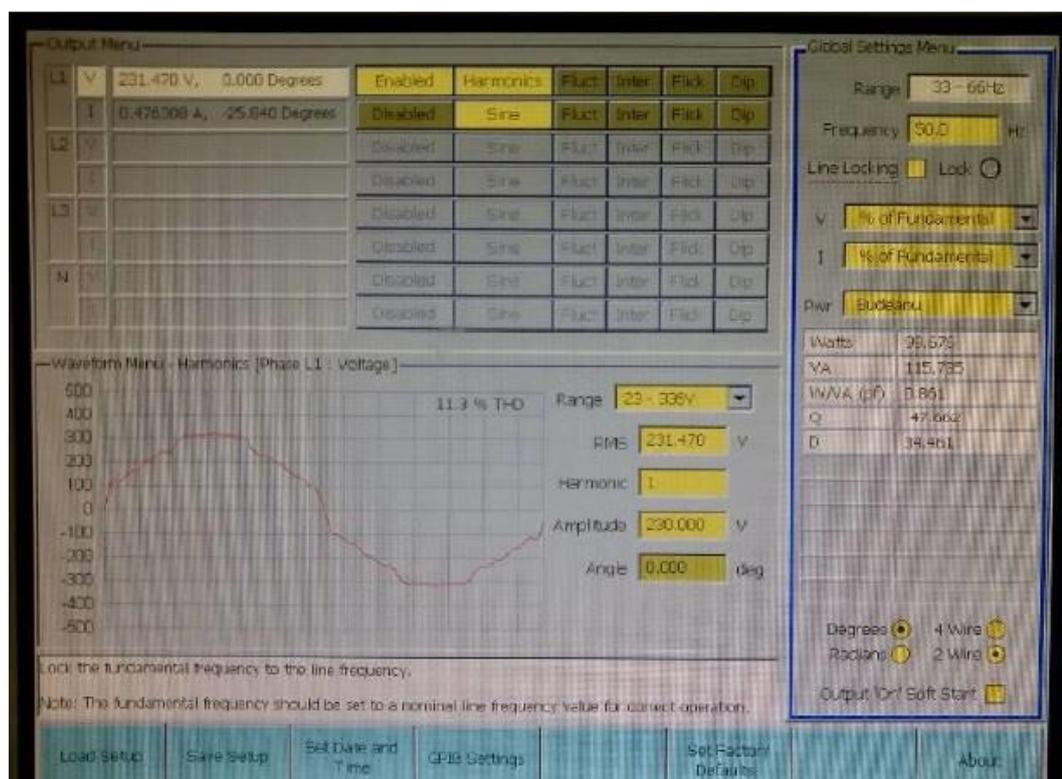
Risoluzione della misura = 1 ciclo (20ms)

L'implementazione dell'analisi armonica, descritta in §4.1.2.2, è stata verificata sperimentalmente con il set up di misura di Fig. 90.

Le prove sono state effettuate con segnali sia sinusoidali che distorti e per diversi valori di frequenza (nel range 42,5 ÷ 57,5 Hz). Nelle prove con segnali distorti, le ampiezze delle armoniche sono state scelte in accordo alla norma CEI EN 50160[51], come riportato in Tabella 20. Nella Fig. 94 invece è riportata la forma d'onda del segnale di prova generato dal calibratore (prova con tensione distorta,  $f=50$  Hz). Inoltre è stato misurato il tempo di calcolo (FFT + interpolazione) che si è attestato sui 11,4ms (9,6ms + 1,5ms) a fronte di una finestra di osservazione di 200ms (10cicli).

**Tabella 20 Valori delle tensioni armoniche ai terminali di alimentazione(% della tensione fondamentale)**

Armoniche dispari				Armoniche pari	
Non multiple di 3		Multiple di 3		Ordine h	Ampiezza relativa $u_h$
Ordine h	Ampiezza relativa $u_h$	Ordine h	Ampiezza relativa $u_h$	Ordine h	Ampiezza relativa $u_h$
5	6,0 %	3	5,0 % <sup>a</sup>	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6 ... 24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				



**Fig. 94 Segnale di prova generato dal calibratore. Tensione distorta ( $f = 50\text{Hz}$ )**

Le misure delle componenti armoniche del segnale sono state confrontate con i parametri del segnale generato dal calibratore, facendo riferimento, ai fini della verifica della compliance con i requisiti previsti per gli strumenti di classe S, ai limiti riportati nella *Scheda 1*. A titolo di esempio si riportano i risultati ottenuti per una sinusoide non distorta (*Tabella 21*) ed una distorta (*Tabella 22*) entrambe a 50Hz. I risultati mostrano errori entro i suddetti limiti. I risultati sperimentali sulle metriche implementate sono quindi positivi, sia per quanto riguarda l'accuratezza delle misure rispetto ai requisiti richiesti dalle norme IEC 61000-4-30 e IEC 61000-

4-7 per gli strumenti di classe S, che per quanto riguarda i tempi di calcolo, con particolare riferimento al calcolo armonico (FFT).

Ciò ha confermato la possibilità di utilizzare la piattaforma STCOMET per misure di PQ, ottenendo risultati compatibili con i requisiti previsti per gli strumenti di classe S.

**Tabella 21 Confronto misure CALIBRATORE- STCOMET, output FFT( $f_{FFT}$ ,  $V_{FFT}$ ),  $V_{RMS}$  ---  $f = 50\text{Hz}$**

Impostazioni calibratore		Misure STCOMET ed errori rispetto al calibratore				
		Output FFT				e%_VRMS
f_gen (Hz)	V_gen (V)	f1_FFT (Hz)	E (mHz)	V1_FFT (V)	e%	
50,0	230	50,0000012	0,012	2,29264E+2	0,32	0,33

**Tabella 22 Confronto misure CALIBRATORE- STCOMET, output FFT( $f_{FFT}$ ,  $V_{FFT}$ ), forma d'onda distorta,  $f=50\text{Hz}$**

Impostazioni calibratore			Misure STCOMET ed errori rispetto al calibratore			
			Output FFT			
Harm,	f_gen (Hz)	V_gen (V)	f_FFT (Hz)	E (mHz)	V_FFT (V)	e%
1	50	230	50,0000012	0,0012	2,2925219E+2	0,325
2	100	4,6	100,000002	0,002	4,5860309	0,006 (% Vnom)
3	150	11,5	150,000003	0,003	1,1459928E+1	0,348
4	200	2,3	200,000005	0,005	2,2889311	0,005 (% Vnom)
5	250	13,8	250,000006	0,006	1,3704685E+1	0,691
6	300	1,15	300,000007	0,007	1,1387722	0,005 (% Vnom)
7	350	11,5	350,000008	0,008	1,1382278E+1	1,024
8	400	1,15	400,000010	0,010	1,1355079	0,006 (% Vnom)
9	450	3,45	450,000011	0,011	3,4020166	0,021 (% Vnom)
10	500	1,15	500,000012	0,012	1,1297943	0,009 (% Vnom)
11	550	8,05	550,000013	0,013	7,8894982	1,994
12	600	1,15	600,000015	0,015	1,1243780	0,011 (% Vnom)
13	650	6,9	650,000016	0,016	6,7176699	0,079
14	700	1,15	700,000017	0,017	1,1147252	0,015 (% Vnom)
15	750	1,15	750,000018	0,018	1,1131000	0,016 (% Vnom)
16	800	1,15	800,000020	0,020	1,1057155	0,019 (% Vnom)
17	850	4,6	850,000020	0,020	4,4015073	0,086 (% Vnom)
18	900	1,15	900,000022	0,022	1,0960605	0,023 (% Vnom)
19	950	3,45	950,000024	0,024	3,2693605	0,079 (% Vnom)
20	1000	1,15	1000,000025	0,025	1,0831246	0,029 (% Vnom)
21	1050	1,15	1050,000026	0,026	1,0780757	0,031 (% Vnom)
22	1100	1,15	1100,000027	0,027	1,0698635	0,035 (% Vnom)
23	1150	3,45	1150,000029	0,029	3,1891274	0,113 (% Vnom)
24	1200	1,15	1200,000030	0,03	1,0575760	0,040 (% Vnom)
25	1250	3,45	1250,000031	0,031	3,1466364	0,132 (% Vnom)

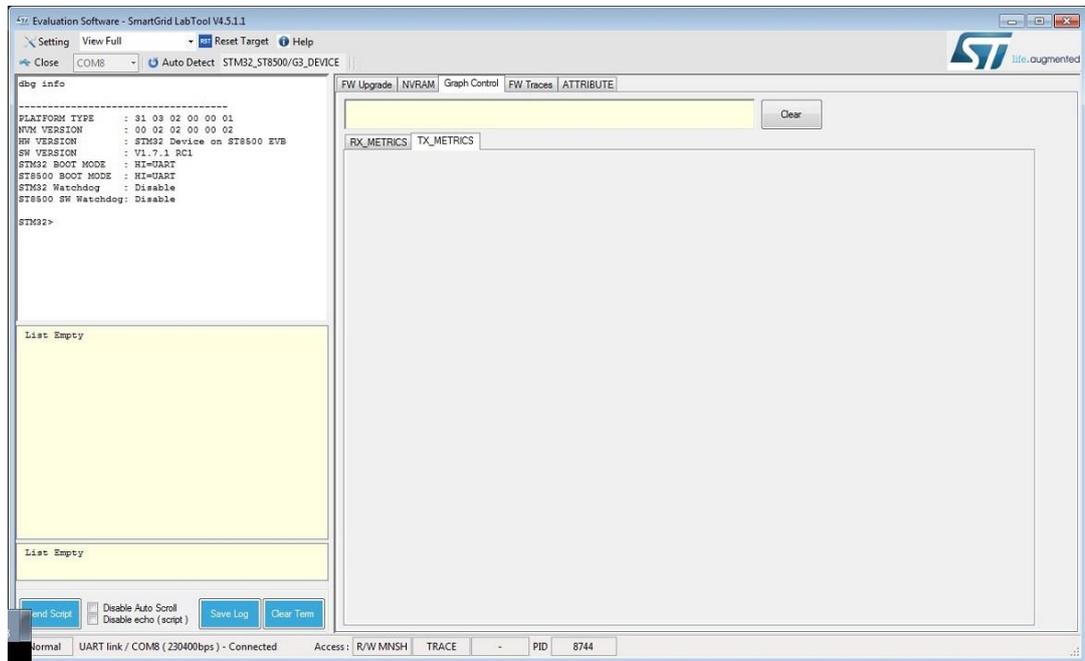
### 4.1.3 L'analisi qualitativa del canale PLC

Grazie all'ultima linea di dispositivi dedicati alla comunicazione PLC proposti dall'STMicroelectronics e rappresentati principalmente dall' EVALKIT ST8500 (descritto in §2.2.3) è possibile conoscere, attraverso una trasmissione PLC, molti parametri relativi la qualità del canale di comunicazione. Proprio sulla base di ciò e sfruttando anche le elevate prestazioni che mette a disposizione l'hardware è stato deciso di implementare due funzionalità che permettono di dare informazioni sulla qualità del canale BT, il quale, generalmente, presenta particolari caratteristiche dovute principalmente ai carichi utente connessi. La progettazione e lo sviluppo di queste funzionalità sono state realizzate presso i laboratori dell'azienda dell'STMicroelectronics (Grand Ouest) di Rennes, in Francia, per un periodo di sei mesi.

La prima funzionalità implementata, il *Line Impedance Calculator* permette di ottenere informazioni di carattere elettrico perchè è in grado di misurare l'impedenza della linea BT a cui la scheda EVALKIT ST8500 è connessa.

La seconda funzionalità implementata, il *PLC Field Analyzer*, permette di ottenere delle informazioni sul canale relative alla qualità della comunicazione tramite alcuni parametri che vengono misurati dal transceiver ST8500 dell'omonima scheda.

Per testare l'implementazione di queste funzionalità le relative informazioni prodotte sono state gestite e visualizzate mediante una funzione denominata *Graph Control* la quale è stata creata su un'applicazione software, chiamata *SmartGrid LabTool*, fornita da STMicroelectronics, il cui front panel è riportato in *Fig. 95*.



**Fig. 95** Front panel dell'applicazione software SmartGrid LabTool

Il *Graph Control* presenta due pannelli selezionabili, *RX\_METRICS* e *TX\_METRICS*, in cui rispettivamente sono mostrate le informazioni e le misure eseguite con il *PLC Field Analyzer* e il *Line Impedance Calculator*.

#### **4.1.3.1** La misura dell'impedenza del canale PLC: sviluppo del *Line Impedance Calculator*

Come è stato accenato in §4.1.3 la prima funzionalità che è stata implementata nel EVALKIT ST8500 riguardante l'analisi qualitativa del canale è la misura dell'impedenza di un tratto di linea BT. In particolare connettendo la scheda EVALKIT ST8500 ed eseguendo sulla linea BT una trasmissione PLC, basata sulla modulazione PSK+OFDM, è possibile conoscere l'andamento del modulo e della fase dell'impedenza mostrata dalla linea in uno dei range di frequenza relativo alla banda di comunicazione utilizzata. Nello specifico il transceiver ST8500 configurato in modalità di trasmissione può utilizzare per le seguenti bande PLC:

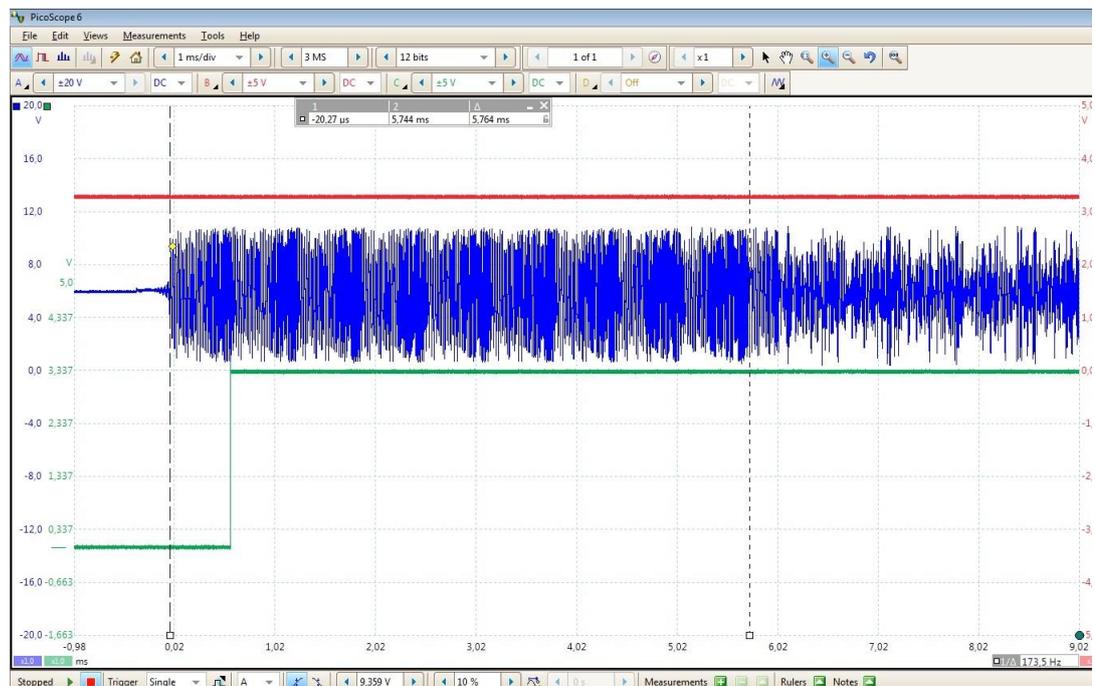
- CENELEC A (35,9375kHz – 90,625kHz)
- CENELEC B (98,4375kHz – 121,875kHz)
- FCC(154,6875kHz – 487,5kHz)

L'ST8500 inoltre permette di trasmettere un segnale sfruttando tutta l'ampiezza della banda disponibile utilizzando, nello specifico, le modulazioni PSK+OFDM (§3.3.2) con:

- 36 sottoportanti per la banda CENELEC A con uno *spacing* di 1,5625kHz
- 16 sottoportanti per la banda CENELEC-B con uno *spacing* di 1,5625kHz
- 72 sottoportati per la banda FCC con uno *spacing* di 4,6875kHz

Il calcolo del valore del modulo e della fase allora è realizzato mediante l'analisi armonica del segnale PLC modulato OFDM e trasmesso dall'EVALKIT ST8500.

In particolare se si considera il segnale PLC trasmesso nel dominio del tempo esso è costituito per qualsiasi modulazione da un preambolo, che ha una durata variabile a seconda della banda utilizzata, e da una parte, contenente l'informazione trasmessa, che ha una durata legata al tipo di modulazione. A titolo di esempio si riporta in *Fig. 96* il segnale QPSK, trasmesso in banda CENELEC A e misurato nel dominio del tempo tramite oscilloscopio *PicoScope6*.



**Fig. 96** Segnale PLC OFDM trasmesso in banda CENELEC A visualizzato nel dominio del tempo sull'oscilloscopio *PicoScope6*

Come mostra la *Fig. 96* il preambolo, a dispetto della parte contenente l'informazione, ha un andamento stazionario in quanto ha la funzione di sincronizzazione della trasmissione. Come riportato in [52] e verificato tramite oscilloscopio Rohde & Schwartz 1044 grazie alla possibilità di realizzare l'analisi armonica di una porzione del segnale selezionata nel dominio del tempo, il preambolo è costituito da tante funzioni *sinc* (vedi §3.3.2) quante sono le sottoportanti utilizzate nella trasmissione del segnale.

Si riporta ad esempio in *Fig. 97* lo spettro misurato del preambolo del segnale OFDM trasmesso su tutta la banda FCC (72 sottoportanti).



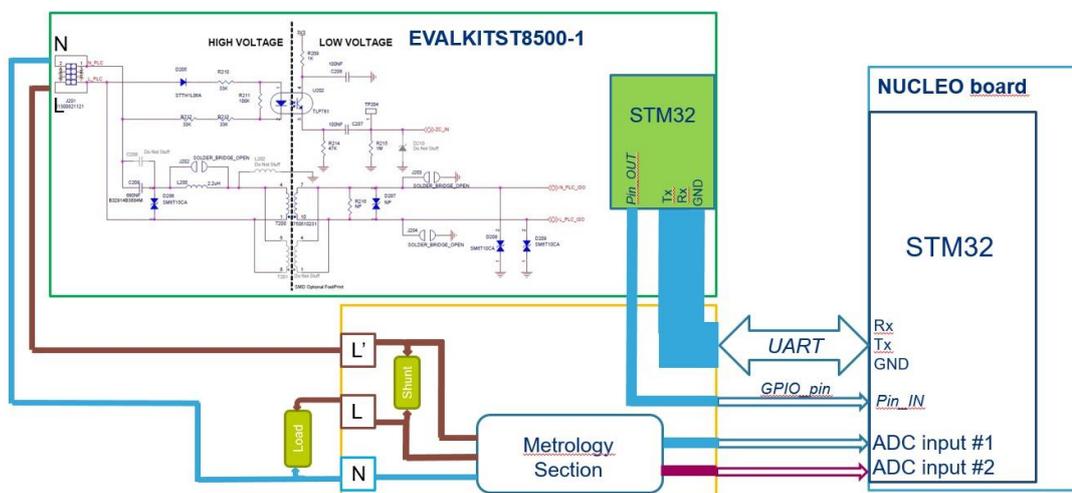
**Fig. 97** Spettro del preambolo del segnale OFDM trasmesso su tutta la banda FCC (72 sinc corrispondenti alle 72 sottoportanti)

In questo modo, quindi, è facile intuire come sia possibile conoscere il valore del modulo della tensione per ogni sottoportante utilizzata nella banda di trasmissione. Sulla base di ciò si potrebbe pensare di calcolare per ogni sottoportante, conoscendo anche il modulo della corrente erogata sul carico (linea BT), il modulo dell'impedenza tramite il rapporto dei moduli. In questo modo si approssimerebbe un andamento in frequenza dell'impedenza del canale per la banda di trasmissione selezionata. Per quanto riguarda il modulo della corrente questo può essere ottenuto solo attraverso l'analisi armonica di un segnale proporzionale a quello di corrente nel dominio del tempo. Ovviamente per fare ciò sia il segnale di tensione che di corrente devono essere prima campionati.

A tal proposito è stata realizzata una piccola *scheda di adattamento* da collegare all'uscita della sezione AC/PLC dell'EVALKIT ST8500 che ha le seguenti funzioni:

- Filtrare il segnale PLC dalla componente AC a 50Hz
- Adattare i segnali in ingresso entro i limiti dei livelli accettati dai convertitori A/D
- Fornire un segnale PLC di tensione proporzionale a quello di corrente

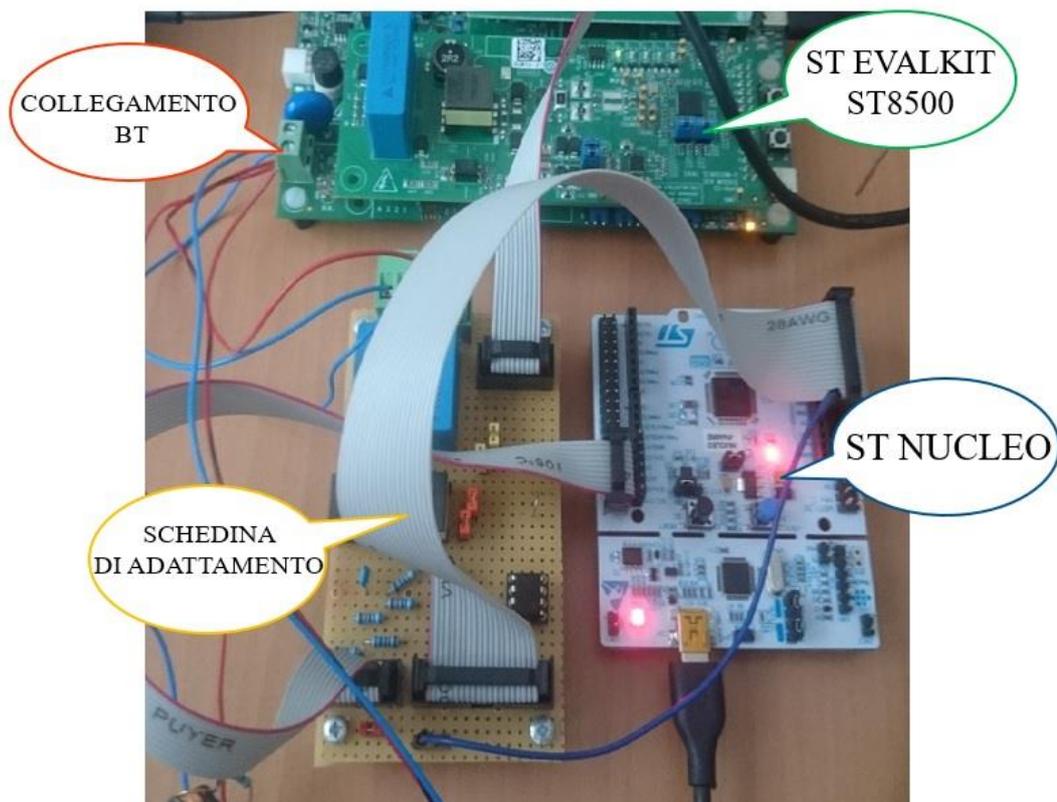
Quest'ultima funzione è stata realizzata tramite uno shunt di corrente e, connettendo le schede secondo la configurazione dello schema riportato in Fig. 98, è stato possibile realizzare il campionamento.



**Fig. 98** Schema del sistema per la misura dell'impedenza

Come mostrato dallo schema il sistema si avvale, oltre della EVALKIT ST8500 e della scheda di adattamento, anche di una scheda ST NUCLEO. Questa scheda include un microtrolllore STM32F446 con processore ARM Cortex M4 ed è utilizzata come sezione di campionamento e calcolo del sistema. Il set up di misura realizzato in cui è mostrata pure la scheda ST NUCLEO è riportato in Fig. 99.

Nello specifico attraverso due convertitori A/D fino a 2 Msps e risoluzione fino a 12 bit la scheda ST NUCLEO esegue il campionamento e la conversione digitale dei due segnali provenienti dalla scheda di adattamento. Campionando il preambolo, ovvero un segnale stazionario come mostra la Fig. 96, è possibile applicare l'FFT come strumento per l'analisi armonica utilizzando anche la tecnica dell'*interpolazione* (già utilizzata in §4.1.2.2) per eliminare gli errori di leakage introdotti dal campionamento asincrono utilizzato.

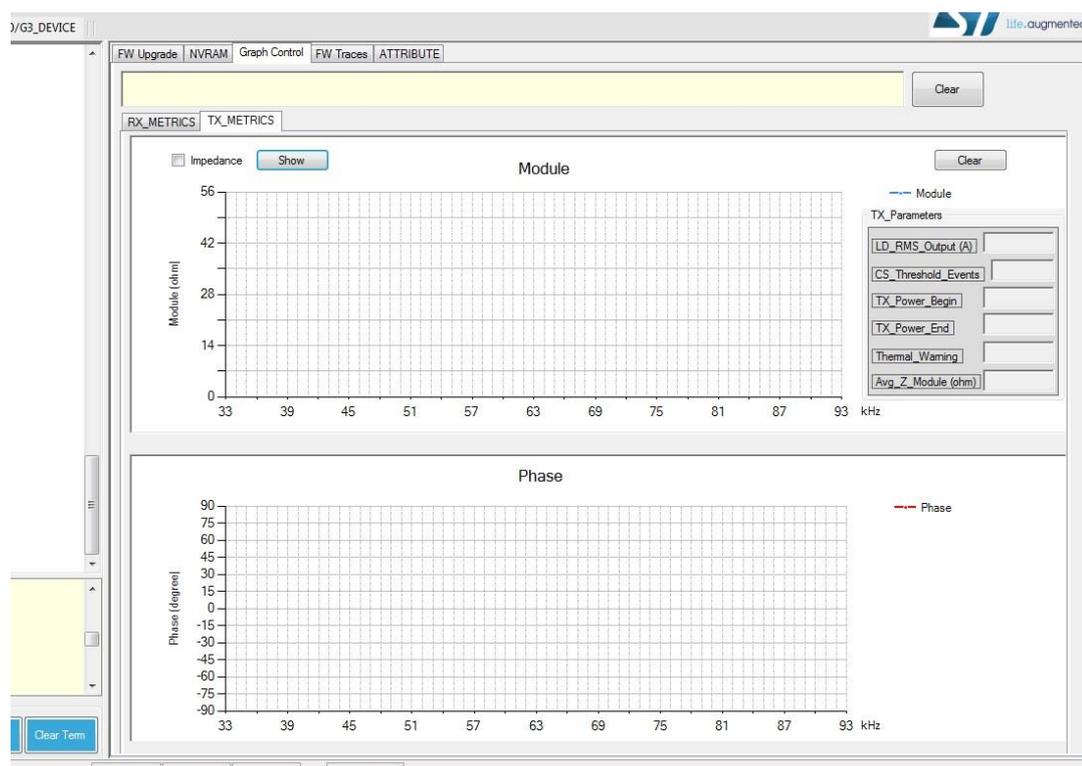


**Fig. 99** Set up di misura del sistema per il *Line Impedance Calculator*

Grazie alle funzioni delle librerie DSP ARM math del Cortex M4 dell'STM32F466 della scheda NUCLEO è stata allora implementata l'analisi armonica attraverso l'esecuzione di due CFFT, una per il segnale di tensione, l'altra per il segnale proporzionale alla corrente. I risultati delle due CFFT, opportunamente gestiti dal firmware che è stato sviluppato per la scheda ST NUCLEO, hanno permesso di conoscere modulo e fase della tensione e della corrente di ciascuna sottoportante. Il rapporto per la prima misura e la differenza per la seconda hanno permesso di determinare il modulo e la fase dell'impedenza per ogni sottoportante.

Per il corretto funzionamento del sistema, sull'EVALKIT ST8500 è stato sviluppato un ulteriore firmware per la gestione della sincronizzazione tra la trasmissione e l'inizio del campionamento eseguito dalla scheda ST NUCLEO. Inoltre sempre sullo stesso firmware sono state integrate le funzionalità che permettono di richiedere, tramite comunicazione UART, i valori di impedenza ottenuti sulla ST NUCLEO e inviarli per il caso specifico allo SmartGrid LabTool (potrebbero allo stesso modo essere inviati al distributore dopo una sua richiesta) per la visualizzazione, realizzando così il *Line Impedance Calculator*. In particolare

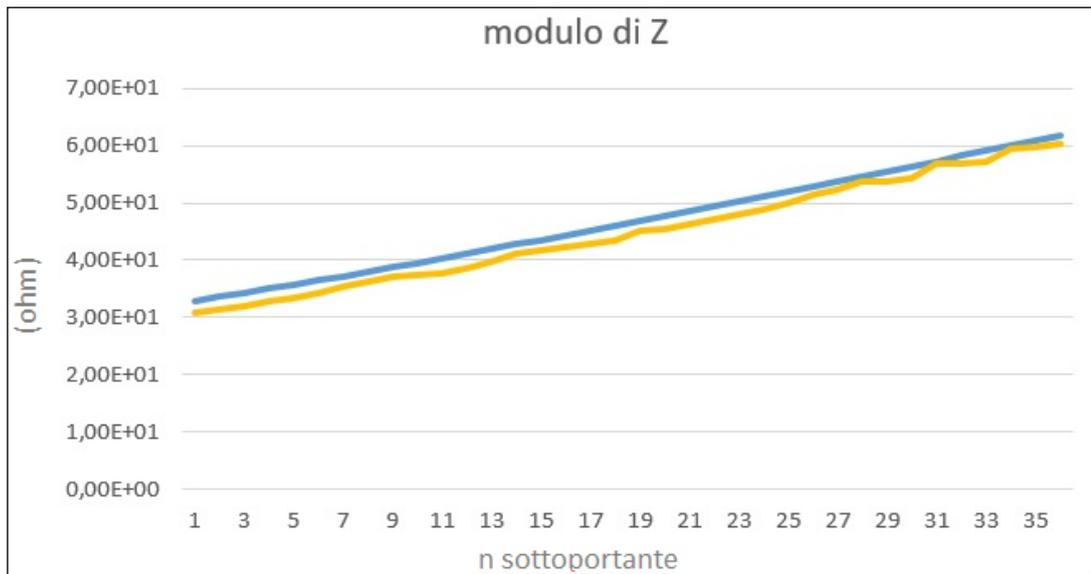
i valori di modulo e fase dell'impedenza calcolati per ogni sottoportante sono riportati sui grafici del pannello *TX\_METRICS* mostrato in *Fig. 100*



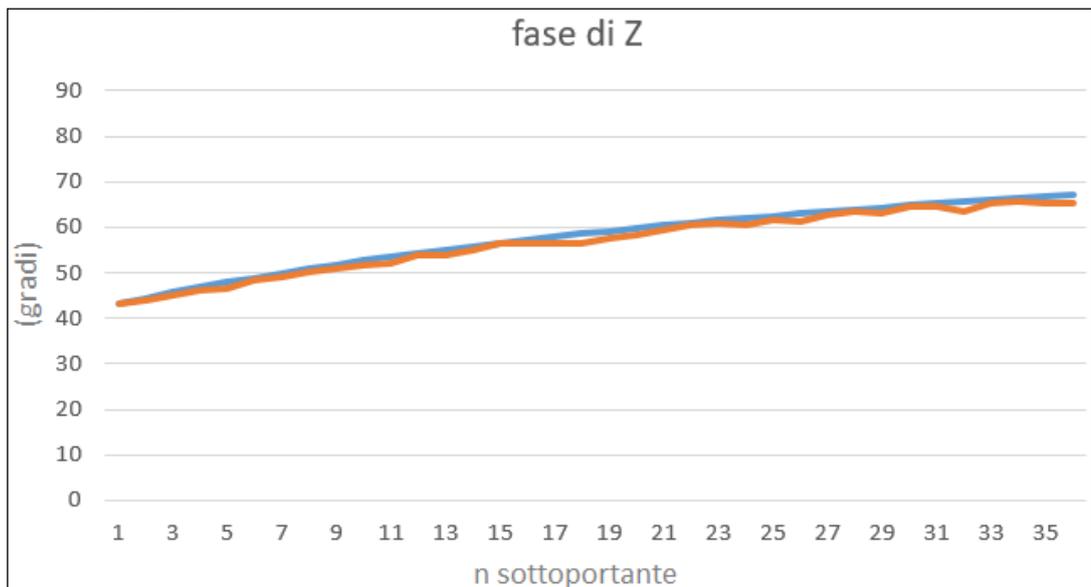
**Fig. 100** Pannello *TX\_METRICS* in cui sono riportati i grafici del modulo e della fase dell'impedenza della linea.

Per verificare la correttezza dei valori calcolati mediante il firmware implementato sulla scheda ST NUCLEO sono stati considerati e collegati dei carichi noti di tipo resistivo-induttivo e resistivo-capacitivo. I valori d'impedenza calcolati sono stati confrontati con quelli teorici.

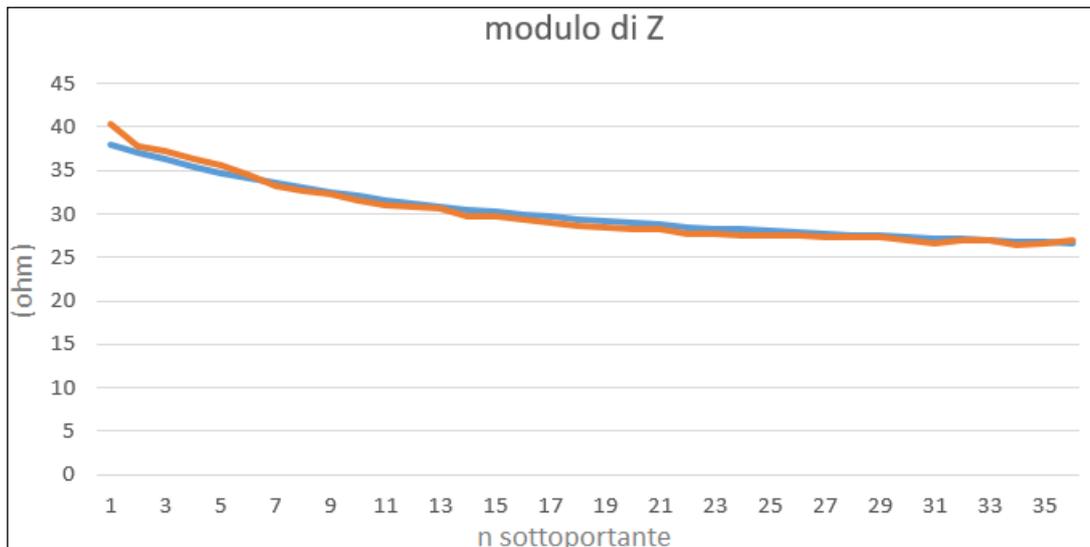
Si riportano come esempio le misure del carico R-L serie ( $24\text{ohm} + 100\mu\text{H}$ ) in *Fig. 101* e *Fig. 102*, e del carico R-C serie ( $24\text{ohm} + 150\text{nF}$ ) in *Fig. 103* e *Fig. 104* per la banda CENELEC A



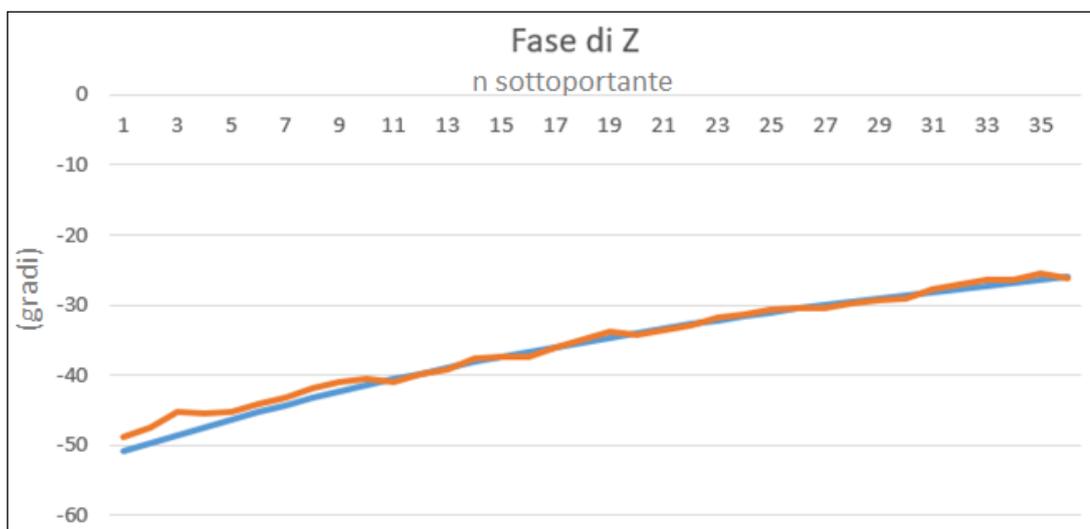
**Fig. 101** Confronto tra il modulo teorico(azzurro) e quello calcolato (arancione) mediante il Line Impedance Calculator per il carico R-L per la banda CENELEC A (36 sottoportanti)



**Fig. 102** Confronto tra la fase teorica(azzurro) e quella calcolata (arancione) mediante il Line Impedance Calculator per il carico R-L per la banda CENELEC A (36 sottoportanti)



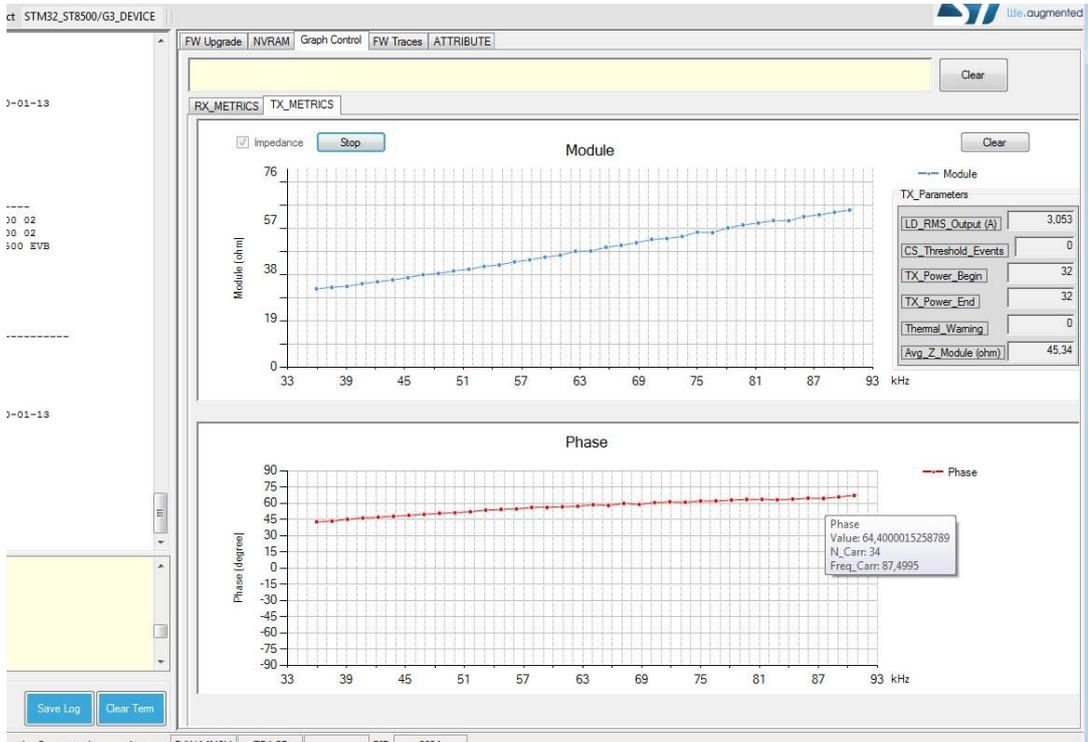
**Fig. 103** Confronto tra il modulo teorico(azzurro) e quello calcolato (arancione) mediante il Line Impedance Calculator per il carico R-C per la banda CENELEC A (36 sottoportanti)



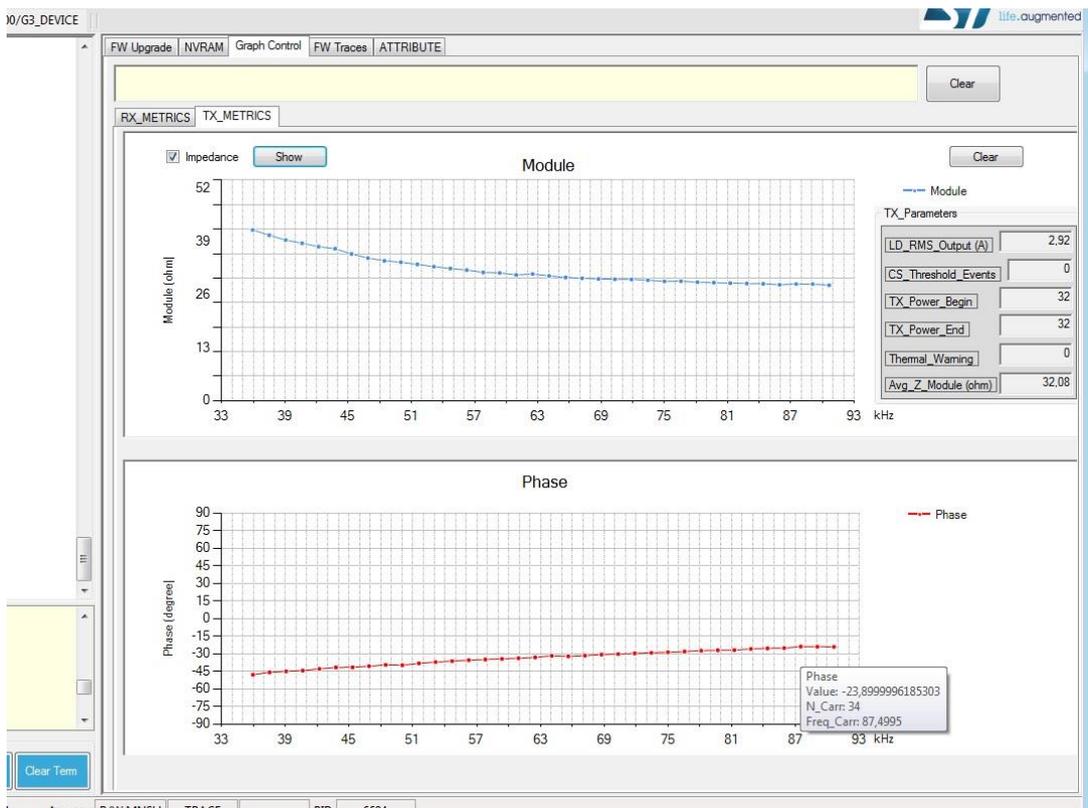
**Fig. 104** Confronto tra la fase teorica(azzurro) e quella calcolata (arancione) mediante il Line Impedance Calculator per il carico R-C per la banda CENELEC A (36 sottoportanti)

Il confronto tra i valori teorici calcolati e quelli di modulo e fase ottenuti mostra come il firmware implementato sulla scheda ST NUCLEO lavori in modo corretto e dia una buona approssimazione dell'andamento dell'impedenza del canale trasmissivo attraverso il calcolo dell'impedenza associata alle singole sottoportanti utilizzate per la trasmissione.

In Fig. 105 e in Fig. 106 sono riportate i due casi appena considerati visualizzando l'andamento del modulo e della fase attraverso i grafici del pannello *TX\_METRICS* dello *SmartGrid LabTool (Line Impedance Calculator)* i cui valori sono forniti dall'EVALKIT ST8500.



**Fig. 105** *Andamento dell'impedenza del carico R-L serie (24ohm+110uH) nella banda CENELEC A visualizzato sul Line Impedance Calculator*



**Fig. 106** *Andamento dell'impedenza del carico R-C serie (24ohm+150nF) nella banda CENELEC A visualizzato sul Line Impedance Calculator*

#### 4.1.3.2 La misura della qualità della comunicazione: sviluppo del *PLC Field Analyzer*

La funzionalità *PLC Field Analyzer* permette di realizzare un'analisi qualitativa di una comunicazione PLC sulla linea BT, per il range di frequenza di alcune bande, attraverso alcuni parametri messi a disposizione dal transceiver ST8500. Questi parametri vengono forniti quando il transceiver riceve un segnale PLC modulato con una delle tecniche OFDM (§2.2.3.2 e §3.3.2). Per fare ciò il transceiver deve essere configurato in modalità di ricezione e su una delle bande selezionabili (CENELEC A, CENELEC B o FCC).

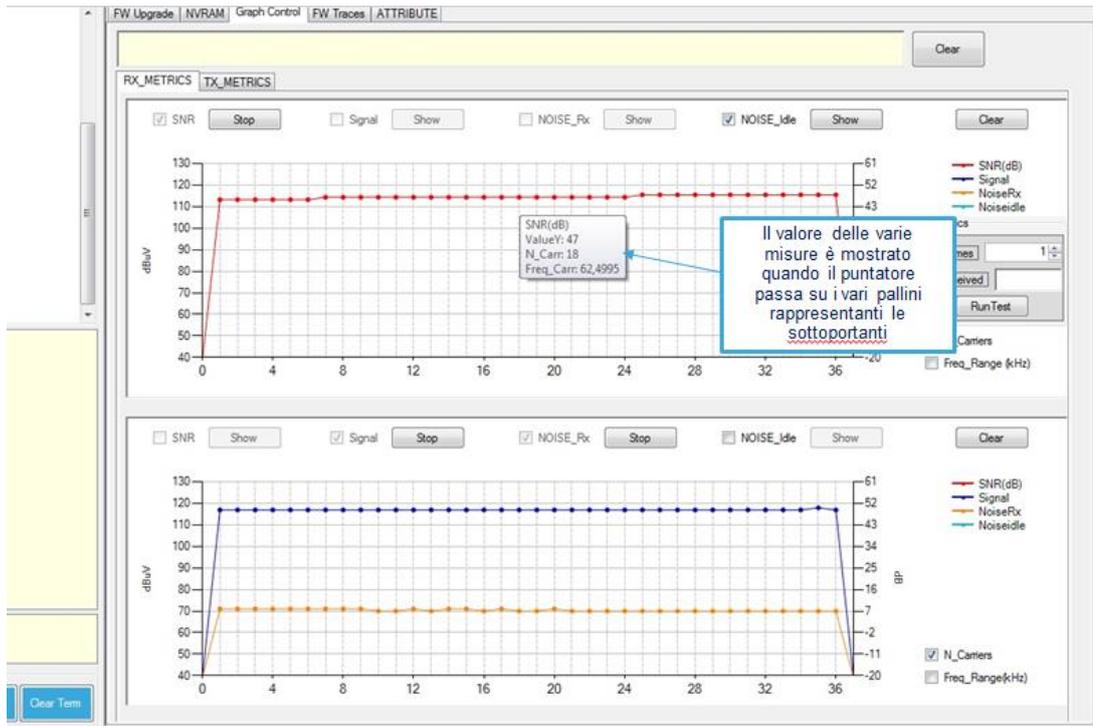
Sulla base di questa configurazione il transceiver è in grado, ad ogni ricezione, di fornire in uscita, per ogni sottoportante utilizzata nella modulazione OFDM del segnale in trasmissione, le seguenti misure:

- livello del segnale ricevuto espresso in dBuV
- livello del rumore in ricezione in dBuV
- l'SNR

Alla luce di ciò in ricezione per ogni singola sottoportante di cui si conosce il livello del segnale ricevuto, il livello del rumore in ricezione e l'SNR è possibile realizzare un'analisi in frequenza del canale per le tre bande di comunicazione PLC utilizzate, fornendo così un'analisi qualitativa del canale di comunicazione.

Sviluppando un firmware per l'EVALKIT ST8500 per la collezione e il trasferimento verso un PC di queste misure, e realizzando il pannello *RX\_METRICS* sull'applicazione software *SmartGrid LabTool* è stato possibile implementare il *PLC Field Analyzer*.

Ad esempio (test in laboratorio) per la ricezione di un segnale PLC modulato OFDM trasmesso su tutta la banda CENELEC A, sono riportate sui grafici del *PLC Field Analyzer* (Fig. 107), per ogni sottoportante (pallini sulle curve), le relative misure. Come ben si può notare è mostrata, in buona approssimazione, un'analisi in frequenza del canale per la banda di trasmissione selezionata.



**Fig. 107** Misure del livello del segnale, del rumore e dell'SNR mostrate sul PLC Field Analyzer per un segnale ricevuto in banda CENELE A

## 4.2 Architettura del prototipo proposto del sistema di misura distribuito

L'architettura finale del sistema di misura distribuito che include il sistema di metering e le funzionalità descritte rispettivamente in §4.1.1, §4.1.2 e §4.1.3 è riportata in Fig. 108. L'architettura proposta, quindi, oltre ad implementare una funzione di metering distribuito basato su comunicazione PLC su rete MT/BT, è in grado, attraverso l'utilizzo di innovativi dispositivi di misura basso costo, adeguatamente adattati tramite lo sviluppo di nuovo firmware e minime modifiche hardware, di fornire una collezione di misure che va da quelle di PQ a quelle relative alla qualità del canale che possono essere scambiati con il distributore al fine di incrementare l'efficienza della gestione della rete ed soprattutto l'integrazione della GD nelle smart grid.

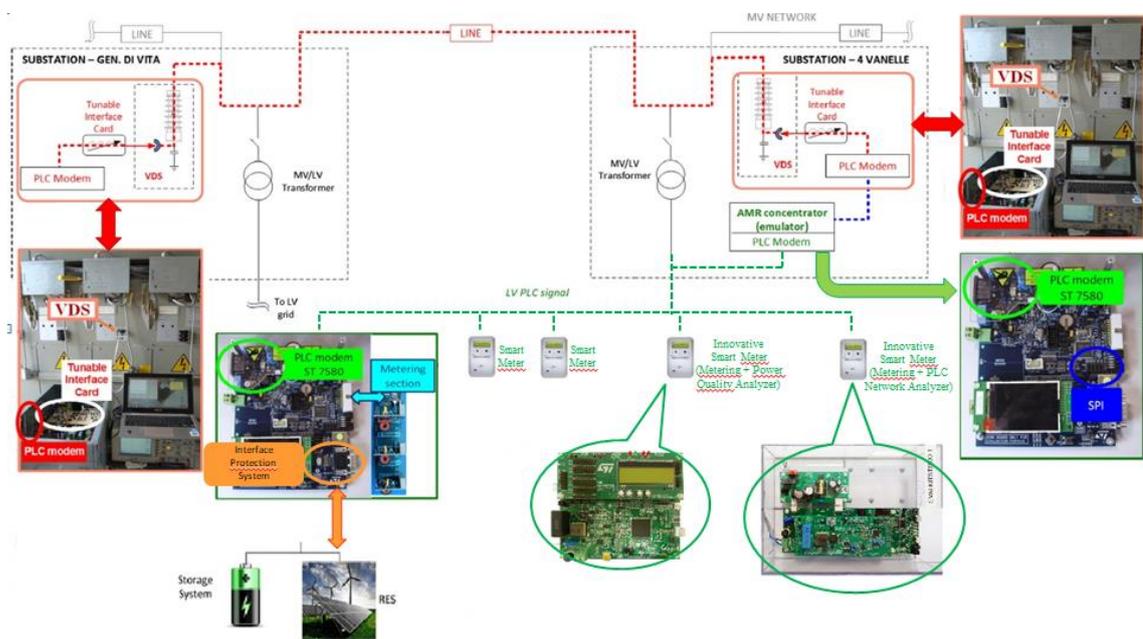


Fig. 108 Architettura finale del prototipo proposto del sistema di misura distribuito

## CONCLUSIONI

In questa tesi è stata verificata la fattibilità di un'architettura di un innovativo sistema di misura distribuito basato sulla comunicazione PLC per le smart grid e sull'utilizzo di dispositivi intelligenti a basso costo, al fine di aumentare l'integrazione delle GD nella rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda la comunicazione, la soluzione proposta si basa sull'utilizzo della tecnologia PLC sia a livello di BT che di MT; ciò consente, specie per il secondo caso, di ridurre in modo significativo i costi di installazione; inoltre, essendo le linee elettriche di proprietà del Distributore, l'utilizzo delle PLC in MT consente di evitare i costi dei servizi di comunicazione (GSM, Wireless). La comunicazione sulla rete MT è stata realizzata attraverso l'utilizzo di una soluzione innovativa che sfrutta l'uso del divisore capacitivo del VDS per accoppiare il segnale PLC sulla linea MT. Questa soluzione, connettendosi direttamente alla presa del dispositivo di rivelazione di presenza rete del VDS, ha minori costi di realizzazione rispetto agli accoppiatori dedicati e non necessita di alcuna modifica del quadro di media tensione e alcuna interruzione del servizio, rendendo così le operazioni di installazioni sicure, veloci e con costi di manodopera minimi. Grazie all'impiego della soluzione proposta, i dati degli smart meters, raccolti dai concentratori AMR a livello BT, possono essere inviati al Distributore tramite PLC in MT, evitando così l'installazione di soluzioni wireless. Tale soluzione di comunicazione PLC è stata testata prima in laboratorio e poi nelle reti reali della isola di Ustica e di Favignana, utilizzando i transceiver integrati in schede di sviluppo per il metering (smart meter).

Per quanto riguarda i dispositivi, l'utilizzo di schede di sviluppo destinate alla semplice funzione di telelettura tramite PLC, ha permesso, tramite lo sviluppo di nuovi firmware, l'integrazione di ulteriori funzionalità di misura. Nello specifico nelle schede descritte nel presente lavoro, sono state implementate funzionalità più complesse, rispetto a quelle tipiche dello smart metering, quali quelle di gestione e controllo relative ai sistemi di protezione di interfaccia, le misure di Power Quality e l'analisi qualitativa del canale PLC di comunicazione. Le funzionalità di gestione e controllo, oltre ad interessare i sistemi di protezione d'interfaccia, sono state implementate e integrate sulle schede di sviluppo per realizzare dei prototipi di concentratori AMR che possono affiancare quelli già esistenti. Ciò ha permesso di analizzare in modo completo le prestazioni dell'architettura del sistema di misura distribuito proposto. A tal fine è stato

sviluppato un set up sperimentale nella rete di distribuzione dell'Isola di Favignana, per testare l'architettura proposta.

La campagna sperimentale di misure sul campo ha avuto lo scopo di verificare le prestazioni relative alla comunicazione del sistema di misura distribuito in un'ampia gamma di frequenze che vanno dalla banda CENELEC fino a 200 kHz. In particolare sono stati valutati il *success rate* della comunicazione e l'RTT per l'intera architettura di smart metering (BT/MT). I risultati ottenuti hanno confermato la fattibilità della soluzione proposta.

Sulla base dei risultati ottenuti per incrementare le prestazioni del sistema di comunicazione si potrebbe pensare di fare un'indagine sul funzionamento del sistema utilizzando le modulazioni OFDM. Queste sfruttando un'ampiezza di banda che può raggiungere anche quella massima (circa 60kHz per la CENELEC A o 350kHz per l'FCC) per una singola trasmissione, permetterebbero di trasferire una quantità di informazioni nettamente superiori a quelle realizzate mediante modulazioni a singola portante (circa 15kHz di larghezza di banda). Ciò potrebbe essere realizzato solo attraverso opportune modifiche della scheda di interfaccia, nella sua sezione accordabile di induttori, del sistema di accoppiamento, le quali richiedono un'adeguata fase di sviluppo e progettazione.

Infine è stata dimostrata attraverso diversi test di laboratorio la possibilità di integrare sulle schede di sviluppo che sono state utilizzate, ulteriori funzionalità che permettono di incrementare il numero di misure ed informazioni che potrebbero essere utili al Distributore. Le schede di sviluppo, progettate per svolgere le sole funzioni di metering, diventano così degli *innovative smart meter*. Nello specifico sono state implementate le funzionalità di Power Quality e dell'analisi qualitativa del canale PLC. Tali misure potrebbero essere inviate al distributore, su richiesta da parte di quest'ultimo, per un'analisi completa dello stato della rete al fine di realizzarne un'efficiente e capillare gestione in grado di permettere anche l'incremento della penetrazione della GD.

## Bibliografia

- [1] G. Cangemi, A. Cataliotti, G. Cipriani, V. Cosentino, V. Di Dio, S. Guaiana, R. Miceli, S. Nuccio, D. Di Cara, G. Tinè, “Cabine secondarie: nodi intelligenti e sicuri delle smart grid”, AEIT, Vol. 102, N. 11/12, nov./dic. 2015, pp. 22-29, ISSN 1825-828X.M.L. Tuballa, M.L. Abundo, A review of the development of Smart Grid technologies, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 59 (2016) 710–725
- [2] M. Loddo, Pianificazione e Gestione delle reti di distribuzione attive, Università degli Studi di Cagliari
- [3] CEI 0-21, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica” Settembre 2014
- [4] K. Sharma, L.M.Saini, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017) 704-751
- [5] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, S. Guaiana, N. Panzavecchia, G. Tine, "A New Solution for Low-Voltage Distributed Generation Interface Protection System," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol.62, no.9, pp.2391-2398, Sep.2013.
- [6] S. Jamali, A. Bahmanyar, E. Bompard, “Fault location method for distribution networks using smart meters, Measurement” 102 (2017) 150–157.
- [7] G. Del Prete, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, “Real-time smart meters network for energy management”, *ACTA IMEKO 2 (1) (2013) 40–48* ISSN 2221-870X.
- [8] Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, G. Tinè, “LV measurement device placement for load flow analysis in MV Smart Grids”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 65 (5) (2016) 999–1006.
- [9] Cataliotti, V. Cosentino, N. Nguyen, P. Russotto, D. Di Cara, G. Tinè, “Hybrid passive and communications-based methods for islanding detection in medium and low voltage smart grids”, *Int. Conf. Power Eng., Energy Electric. Drives* (2013) 1563–1567.
- [10] G. Artale, A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, S. Nuccio, G. Tine, “Arc fault detection method based on CZT low-frequency harmonic current analysis”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 66 (5) (2017) 888–896.

- [11] G. Crotti, D. Gallo, D. Giordano, C. Landi, M. Luiso, M. Modarres, M. Zucca, “Frequency compliance of MV voltage sensors for smart grid application”, IEEE Sensors J. 17 (23) (2017) 7621–7629 7976280.
- [12] L. Morales-Velazquez, R.D.J. Romero-Troncoso, G. Herrera-Ruiz, D. Morinigo-Sotelo, R.A. Osornio-Rios, “Smart sensor network for power quality monitoring in electrical installations”, Measurement 103 (2017) 133–142.
- [13] V. Pop, H.J. Bergveld, P.H.L. Notten, J.H.G. Op het Veld, P.P.L. Regtien, “Accuracy analysis of the state-of-charge and remaining run-time determination for lithiumionbatteries”, Measurement 42 (8) (2009) 1131–1138.
- [14] G. Artale, A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, S. Guaiana, S. Nuccio, N. Panzavecchia, G. Tinè, “Smart interface devices for distributed generation in smart grids: the case of islanding”, IEEE Sens. J. 17 (23) (2017) 7803–7811.
- [15] Smart grid-Research contract STMicroelectronics S.r.l. – DEIM (rif. ST#2016-2206 PO Number 4000494849/Date 25.08.2017)
- [16] S. Guaiana: “Progettazione di dispositivi di interfaccia per la connessione di inverter fotovoltaici *grid connected*”-Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettronica e Fotonica- a.a. 2011/2012
- [17] A. Cataliotti, V. Cosentino, S. Guaiana, D. Di Cara, N. Panzavecchia, G. Tine, "An Interface Protection System with Power Line Communication for Distributed Generators Remote Control" AMPS 2014, IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, Aachen, Germany, Sept. 24-26, 2014, pp. 103-108, ISBN: 978-1-4799-5643-2.
- [18] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, S. Guaiana, N. Panzavecchia, G. Tine, "A New Solution for Low-Voltage Distributed Generation Interface Protection System," IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 64, no. 8, pp. 2086 - 2095, August 2015, doi: 10.1109/TIM.2015.2421691.
- [19] IEEE Standard for Low-Frequency (less than 500 kHz) Narrowband Power Line Communications for Smart Grid Applications
- [20] IAR Embedded Workbench, informazioni disponibili su [www.iar.com](http://www.iar.com)
- [21] FreeRTOS, informazioni disponibili su [www.freertos.org](http://www.freertos.org)
- [22] E. Ancillotti, R. Bruno, and M. Conti, “The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges,” Comput. Commun., vol. 36, nos. 17–18, pp. 16–97, Nov./Dec. 2013.

- [23] E. Kabalci and Y. Kabalci, "A measurement and power line communication system design for renewable smart grids," *Meas. Sci. Rev.*, vol. 13, no. 5, pp. 248–252, Oct. 2013.
- [24] A. Sendin et al., "Adaptation of powerline communications-based smart metering deployments to the requirements of smart grids," *Energies*, vol. 8, no. 12, pp. 13481–13507, 2015.
- [25] P. Kiedrowski, "Toward more efficient and more secure last mile smart metering and smart lighting communication systems with the use of PLC/RF hybrid technology," *Int. J. Distrib. Sensor Netw.*, vol. 11, no. 10, Oct. 2015, Art. no. 197.
- [26] A. N. Milioudis, G. T. Andreou, and D. P. Labridis, "Detection and location of high impedance faults in multiconductor overhead distribution lines using power line communication devices," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 894–902, Mar. 2015.
- [27] S.-G. Yoon, S. Jang, Y.-H. Kim, and S. Bahk, "Opportunistic routine for smart grid with power line communication access networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 303–311, Jan. 2014.
- [28] A. Cataliotti et al., "Experimental evaluation of an hybrid communication system architecture for smart grid applications," in *Proc. IEEE Int. Workshop Appl. Meas. Power Syst. (AMPS)*, Aachen, Germany, 2015, pp. 96–101.
- [29] A. Sendin, I. Peña, and P. Angueira, "Strategies for power line communications smart metering network deployment," *Energies*, vol. 7, no. 4, pp. 2377–2420, 2014.
- [30] CEI EN 50065-1, "Trasmissione di segnali su reti elettriche a bassa tensione nella gamma di frequenze da 3 kHz a 148,5 kHz", Seconda edizione, 2002-07.
- [31] IEEE Guide for Power Line—Carrier Applications, IEEE Standards 643, 2005.
- [32] L. Capetta and C. Tornelli, "L'evoluzione del Sistema T&D—Metodiche di comunicazione per il monitoraggio, il controllo e le protezioni delle reti di distribuzione," Cesi Ricerca spa, Milano, Italy, Tech. Rep. 08000611, Feb. 2008. [Online]. Available: <http://doc.rse-web.it/doc/doc-sfoglia/08000611-781/08000611-781.html>
- [33] R. Fiorelli, A. Cataliotti, D. Di Cara, G. Tinè, "Coupling circuit for power line communications" (Interfacce di accoppiamento per transceiver di comunicazione su linee di potenza) Classificazione internazionale: H04B3/56, Assegnatario: STMICROELECTRONICS S.R.L. Codice fiscale: 09291380153 Indirizzo:

- Agrate Brianza (MB), Priority date: 22/12/2010, depositato prima in Italia N° VA2010A000098 e poi a livello internazionale pubblicato ottobre 2013 codici: WO/2012/085059 (mondiale) - PCT/EP2011/073554 (europeo) - US2013257560 (A1) (USA). Grant Number: 08896393 Grant Date: 25.11.2014
- [34] Artale Giovanni: “ Sviluppo di dispositivi di elettronici di misura innovativi per la gestione delle Smart Grid attraverso un’opportuna infrastruttura di comunicazione” – Tesi di Dottorato di Ricerca Ingegneria Elettronica e delle Telecomunicazioni – XXIV CICLO
- [35] A. Cataliotti, D. Di Cara and G. Tinè, "Model of line to shield power line communication system on a Medium Voltage network," 2010 IEEE Instrumentation & Measurement Technology Conference Proceedings, Austin, TX, 2010, pp. 1459-1462.
- [36] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, P. Russotto and G. Tinè, "On the use of narrow band power line as communication technology for medium and low voltage smart grids," 2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, Graz, 2012, pp. 619-623.
- [37] S. Robson; M. Haddad; H. Griffiths, "A New Methodology for the Simulation of Emerging Power Line Communication Standards," IEEE Trans. Power Del., On line available as Early Access.
- [38] R. Lefort, R. Vauzelle, V. Courtecuisse, N. Idir and A. M. Poussard, "Influence of the MV/LV Transformer Impedance on the Propagation of the PLC Signal in the Power Grid," IEEE Trans. Power Del., vol. 32, no. 3, pp. 1339-1349, June 2017.
- [39] S. Rinaldi et al., "Characterization of IP-Based Communication for Smart Grid Using Software-Defined Networking," in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. On line available as Early Access, DOI: 10.1109/TIM.2018.2831318.
- [40] A. Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, and G. Tinè, “Measurement issues for the characterization of medium voltage grids communications,” IEEE Trans. Instrum. Meas., vol. 62, no. 8, pp. 2185–2196, Aug. 2013.
- [41] Live Working—Voltage Detectors—Part 1: Capacitive Type to be Used for Voltages Exceeding 1 kV a.c., IEC Standard IEC 61243-1, 2009.
- [42] Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 to 148.5 kHz—Part 1: general requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances, CENELEC EN 50065-1, 1995.

- [43] IEEE 1901.2-2015, IEEE Standard for Low-frequency (Less Than 500 kHz) Narrowband Power Line Communications for Smart Grid Applications—Amendment 1, IEEE Std., 2015, (2017).
- [44] I.H. Kim, A. Dabak, D. Rieken, G. Gregg, Evaluating the Low-frequency Power-line Communications Channel in Rural North America, Texas Instruments, Texas, USA, 2012.
- [45] M. Zimmermann, K. Dostert, Analysis and modeling of impulsive noise in broadband powerline communications, IEEE Trans. Electromagn. Compat. 44 (1) (Feb 2002) 249–258.
- [46] IEC 61000-4-30 “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 30: Power Quality measurement methods”, 2015.
- [47] 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”, 2002 (AMD 2008).
- [48] A. V. Oppenheim, R.W. Schafer: “Elaborazione numerica dei segnali”, Ed. Franco Angeli, 1996
- [49] IEC 61000-4-30 “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 30: Power Quality measurement methods”, 2015.
- [50] 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”, 2002 (AMD 2008).
- [51] CEI EN 50160, “Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica”, 2011
- [52] IEEE Standard for Low-Frequency (less than 500 kHz) Narrowband Power Line Communications for Smart Grid Applications, paragrafo 6.6