



ASM Terni Spa

2013

PROGETTO PILOTA
SMART GRIDS

V° STATO D'AVANZAMENTO

EDIZIONE	01	ENTE	NOME	FIRMA
DATA	20.09.13	INGEGNERIA DI RETE RES. TECNICO	ING. MARCO PAULUCCI ING. MASSIMO CRESTA	_____ _____
PARTNER SCIENTIFICO 		DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ASTRONAUTICA, ELETTRICA ED ENERGETICA DELL'UNIVERSITÀ "SAPIENZA" DI ROMA	PROF. ALBERTO GERI	_____

APPROVAZIONI	FUNZIONE	ING. VINCENZO LOPERFIDO ING. STEFANO TIRINZI	_____ _____
	RESP. SETTORE ENERGIA DIRETTORE GENERALE		

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 1 di 63



1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO	3
1.1 PREMESSA.....	3
1.2 FINALITÀ DEL PROGETTO.....	3
1.3 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE.....	4
1.4 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI ALTRE INIZIATIVE	12
1.5 CARATTERISTICHE TECNICO-ENERGETICHE	13
1.6 OBIETTIVI FUNZIONALI DEL PROGETTO	22
1.7 GANNT ORIGINARIO DEL PROGETTO.....	26
1.8 COSTI DEGLI INVESTIMENTI PER LA SPERIMENTAZIONE	28
1.9 BENEFICI ATTESI.....	29
2. STATO D'AVANZAMENTO LAVORI	32
2.1 CRONOPROGRAMMA AGGIORNATO DEL PROGETTO.....	32
2.2 ACCORDI CON SOGGETTI TERZI	40
2.1 COSTI SOSTENUTI.....	40
3. COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO	41
4. PARTNER DEL PROGETTO.....	43
5. ALLEGATI.....	44



1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

1.1 PREMESSA

L'A.S.M. di Terni, Azienda Servizi Municipalizzati, nasce il 15/09/1960 con deliberazione del Consiglio Comunale di Terni.

La veste giuridica di azienda municipale è rimasta inalterata fino al 2 ottobre 1995, data in cui il Consiglio Comunale di Terni ha deliberato la trasformazione, in base alla legge 142/90, dell'ASM-Azienda Servizi Municipalizzati in ASM-Azienda Speciale Multiservizi.

Nel 1996 il Consiglio Comunale ha deliberato il trasferimento all'Azienda Speciale Multiservizi del servizio comunale di igiene ambientale, consistente nella raccolta, spazzamento, riciclaggio, trasformazione e deposito dei rifiuti solidi urbani.

In data 12/7/2000 con deliberazione n.155, il Consiglio Comunale di Terni ha approvato la trasformazione dell'Azienda Speciale Multiservizi in Società per Azioni denominata ASM Terni S.p.A., iscritta alla CCIAA il 19/09/2000.

Il capitale sociale della ASM Terni S.p.A. è interamente detenuto dal Socio Unico Comune di Terni.

L'impresa detiene le seguenti partecipazioni di rilievo:

- Umbria Energy S.p.A. (% di interessenza pari al 50% - altro socio ACEA Electrabel S.p.A 50%);
- Umbria Distribuzione Gas S.p.A. (% di interessenza pari al 40% - altri soci ITALGAS S.p.A. 45%, ACEA S.p.A. 15%);
- Servizio Idrico Integrato S.c.p.A (% di interessenza pari al 18% - altri soci: comuni dell'ATO 2 Umbria meridionale, altre aziende di servizi del territorio).
- GreenAsm S.r.l. (Joint Venture paritetica costituita da TerniGreen S.p.A. e ASM Terni S.p.A. per la gestione di un impianto di digestione anaerobica)

Dal 2004, con l'acquisizione del ramo d'azienda di ENEL Distribuzione, l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è stata estesa all'intero territorio del Comune di Terni.

1.2 FINALITÀ DEL PROGETTO

Lo scopo principale del Progetto Pilota è quello di sviluppare un modello della rete che permetta la sperimentazione delle possibilità di:

- aumentare la caricabilità della rete;
- migliorare la qualità della tensione;
- migliorare il fattore di potenza all'interfaccia con RTN;
- evitare il fenomeno dell'isola indesiderata;

il tutto attraverso la gestione dei flussi di energia reattiva in rete e il coordinamento fra il produttore e il distributore.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 3 di 63



Si ritiene che il coinvolgimento diretto degli utenti nella regolazione tensione e degli strumenti di Telecontrollo più avanzati possano ampliare lo spettro delle possibilità di regolazione e di monitoraggio della rete.

1.3 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

1.3.1. CONSISTENZA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

La distribuzione elettrica di ASM Terni Spa, avviene per l'intero territorio del comune di Terni su una superficie di circa 211 km², gli ambiti territoriali interessati sono il 305A e il 305B per un totale di circa 65'100 utenti. La connessione con l'RTN è effettuata sulle seguenti cabine primarie:

- Terni Ovest (connessione in AT 132kV);
- Ex Sit¹ (connessione in AT 132kV);
- Villa Valle (connessione in MT 20 e 10 kV).

Le cabine di smistamento MT/MT (cabine satelliti) sono le seguenti:

- Città Giardino;
- Campofregoso;
- S.Valentino;
- Stadio;
- Bivio Cesi;
- Valnerina.

Una ulteriore cabina di smistamento MT/MT, denominata Nuova Città Giardino, è in fase di attivazione.

ASM Terni Spa ha realizzato nel 2002 e gestisce una centrale idroelettrica denominata Alviano 2 della potenza installata di 4'870 kW connessa al di fuori della propria rete di distribuzione elettrica.

La rete di Asm Terni Spa è connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante 1 cabina primaria con consegna lato AT (CP, da **50MVA**) e con 1 cabina primaria con consegna lato MT (CP, da 80 MVA). Nella rete è presente inoltre un'altra cabina AT/MT (da **60MVA**). Nella rete sono inoltre presenti **6** cabine di smistamento in MT (telecontrollate) e **615** cabine secondarie (CS, con una potenza di trasformazione installata di **130 MVA**) (di cui 65 telecontrollate). La rete di distribuzione in MT ha un'estensione di circa 622 km, mentre quella in BT ha un'estensione di circa 1'418 km. Le utenze servite dalla rete di distribuzione sono circa **65'100** (di cui circa il 97% è dotato di smart meter).

1.3.2. CONSISTENZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA NELL'ANNO 2009

Nella rete di distribuzione, a fine 2009, era già presente una significativa aliquota di generazione distribuita (GD) con 13 impianti di produzione allacciati alla rete MT per

¹ La cabina primaria EX-SIT è alimentata in antenna da una linea AT di ASM proveniente dalla cabina Terni Ovest.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 4 di 63



una potenza installata di circa **42MW** (59% termoelettrici a biomasse-gas, 36% fotovoltaici, 5% idroelettrici); alla rete BT erano invece allacciati 163 impianti fotovoltaici per una potenza installata di circa **2.5MW**.

Sempre in quel periodo, erano in essere 28 richieste di connessioni per una potenza totale installata di circa **19MW** (74.1% fotovoltaici, 13.4% idroelettrici, 7.5% combinati, 5% biomasse liquide) che, nel breve-medio periodo, avrebbero potuto portare ad un aumento della potenza di generazione del 45%, e quindi ad una potenza totale installata di circa **63.5MW**.

Estremamente diversificata era la taglia delle unità di generazione che andava da 3 kW (microgenerazione, piccoli impianti fotovoltaici) a 16 MW (gruppi termoelettrici).

Nel 2009 a fronte di un assorbimento delle utenze passive di 385 GWh, le unità di produzione connesse alla rete MT/BT dell'ASM hanno prodotto 143 GWh, i.e. quasi il 40% del fabbisogno totale.

1.3.3. CONSISTENZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA NELL'ANNO 2013

A fine anno 2012, nella rete di distribuzione, l'aliquota di generazione distribuita (**GD**) è salita fino a: **41** impianti di produzione che immettono in **MT** per una potenza installata di circa **61.5 MW**; alla rete **BT** sono invece allacciati **690** impianti fotovoltaici per una potenza installata di circa **7.6 MW**.

Nel 2012 a fronte di un assorbimento delle utenze passive di **381 GWh**, le unità di produzione connesse alla rete MT/BT dell'ASM hanno prodotto **84 GWh**, (i.e. circa il **22%** del fabbisogno totale).

1.3.4. AREA DI INTERVENTO

E' interessante osservare come a partire dall'anno 2009 fino all'anno 2012 ci sia stata una notevole evoluzione dei consumi della rete elettrica. In particolare nella **Figura 1.3-1** è rappresentato il loro andamento che evidenzia una profonda riduzione (di circa **10 GWh**) dei consumi nell'anno 2011 e una loro lieve ripresa durante l'anno 2012.

Andando ad analizzare nello stesso periodo l'andamento dell'energia immessa in rete dagli impianti di produzione, come mostrato in **Figura 1.3-2**, si riscontra una riduzione di circa il 50% tra l'anno 2009 e l'anno 2011 (circa **60 GWh**). Tale contrazione è determinata da una riduzione della produzione dell'impianto più grande in rete per una quota di annua di circa **70GWh**. Nell'anno 2012 si nota una inversione di tale andamento dovuta, sia al contributo dei nuovi impianti di produzione allacciati, sia alla ripresa del funzionamento dell'impianto che era stato fermato. Si prevede di superare nell'anno 2013 i valori dall'energia immessa in rete raggiunti nell'anno 2009.

Nella **Figura 1.3-3** viene messo in evidenza come il rapporto fra tra l'energia immessa dagli impianti di produzione e l'energia consumata dalla rete ASM passi dal **37%** dell'anno 2009 al **20%** nell'anno 2011. La riduzione dei consumi compensa solo in minima parte la significativa riduzione dell'energia immessa dagli impianti di produzione. Nell'anno 2012 invece è stata registrata una inversione di tendenza e si stima che nell'anno 2013 il rapporto dovrebbe ritornare ai livelli dell'anno 2009 e quindi vicino al 40%.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 5 di 63

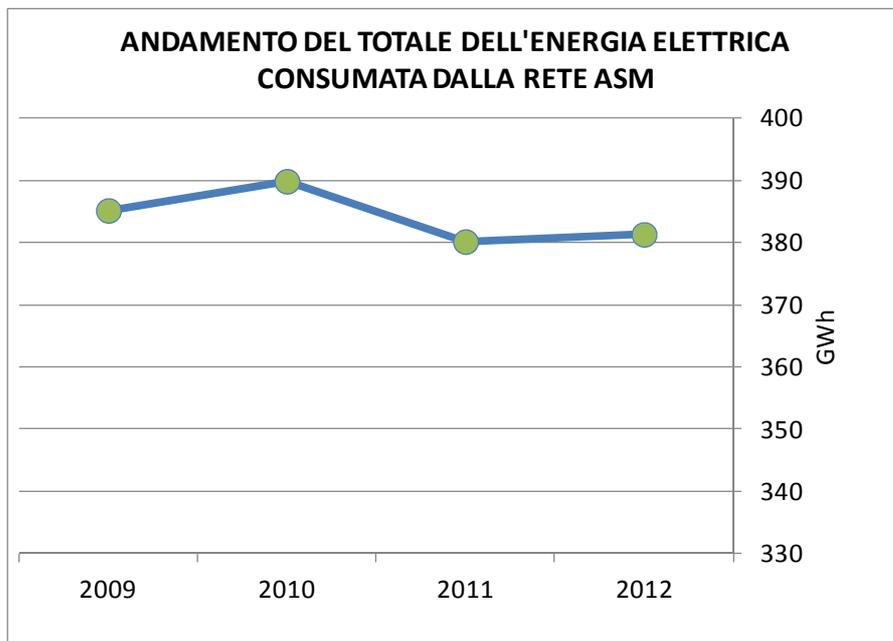


Figura 1.3-1 – Andamento del totale dell'energia elettrica consumata dalla rete ASM

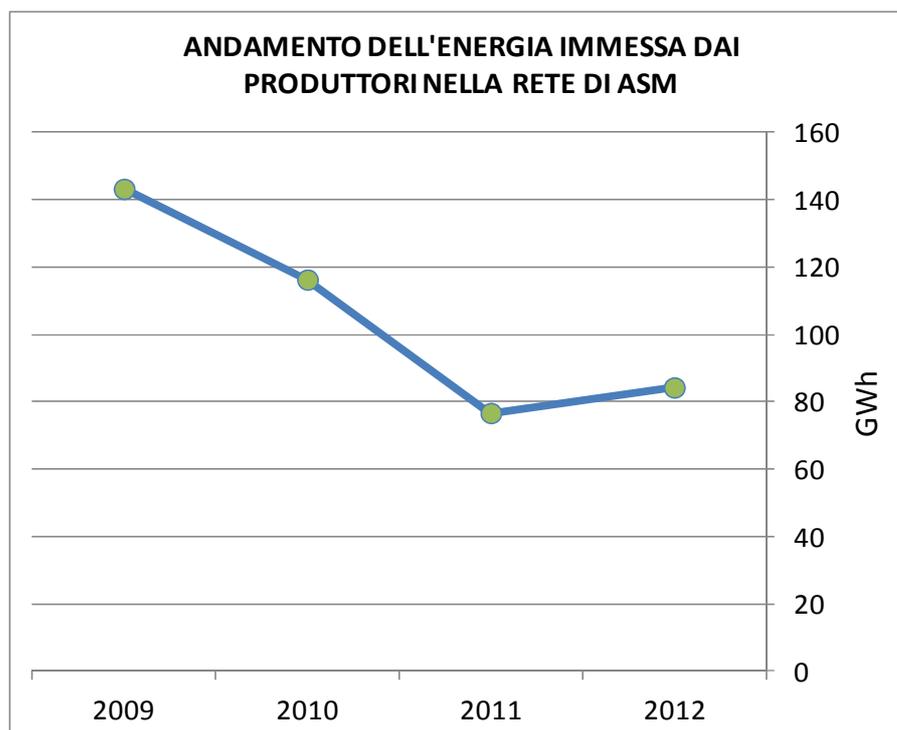


Figura 1.3-2 – Andamento dell'energia elettrica immessa dai produttori nella rete di ASM

I principali elementi che compongono il bilancio energetico sono: l'energia prelevata da altre reti, l'energia immessa dai produttori nella rete di ASM, l'energia consegnata ad altre reti e l'energia consumata dalla rete ASM (quindi quella consegnata



alle utenze più le perdite). La loro evoluzione, nell'arco degli ultimi quattro anni, è raccolta nella **Tabella 1-1**.

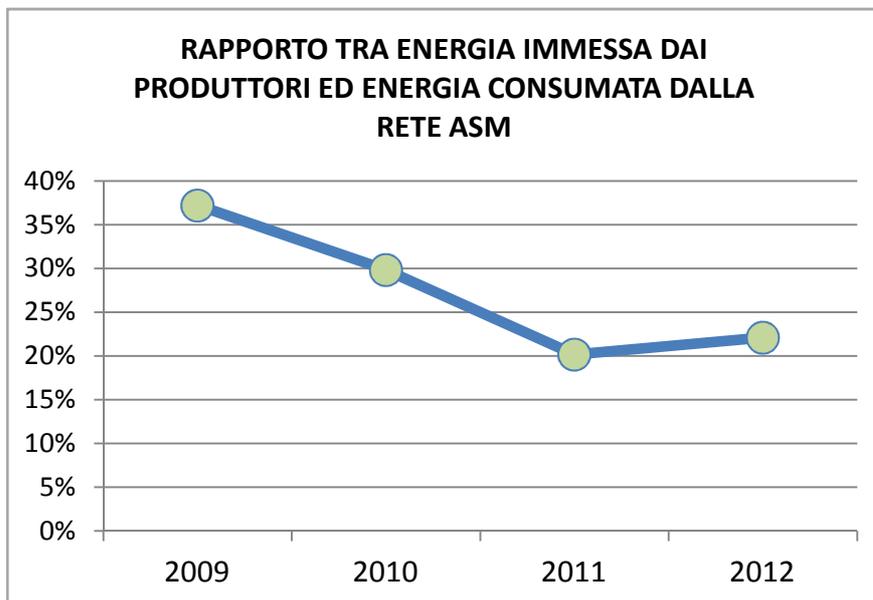


Figura 1.3-3 - Rapporto tra l'energia immessa dai produttori e l'energia consumata dalla rete ASM

Il notevole cambiamento avuto dei flussi di energia in rete è causato dalla sovrapposizione di tre fattori principali:

1. la riduzione dei consumi;
2. l'aumento del numero di impianti in immissione;
3. la sospensione della produzione di alcuni produttori importanti per la rete.

Nella **Figura 1.3-4** è mostrato l'andamento dell'energia uscente dalla rete ASM e nella **Figura 1.3-5** è mostrata l'andamento dell'energia entrante nel periodo 2009 – 2012, dal loro confronto si evidenzia come la riduzione di energia consumata (corrispondente all'energia distribuita più le perdite) e la contemporanea riduzione dell'energia immessa in rete dai produttori, hanno determinato un significativo aumento dell'energia prelevata da altre reti (Terna e ENEL). Il comportamento dei flussi di energia in rete è quindi significativamente cambiato a causa della disattivazione di due importanti impianti MT, uno studio di questa condizione è riportato nell'**Appendice A**.

ANNO	ENERGIA PRELEVATA DA ALTRE RETI [GWh]	ENERGIA IMMESSA DAI PRODUTTORI NELLA RETE DI ASM [GWh]	ENERGIA CONSEGNATA AD ALTRE RETI [GWh]	ENERGIA CONSUMATA DALLA RETE ASM [GWh]
2009	282	143	41	385
2010	316	116	43	390
2011	338	77	35	380
2012	330	84	33	381

Tabella 1-1 Confronto fra l'energia immessa in rete e l'energia prelevata

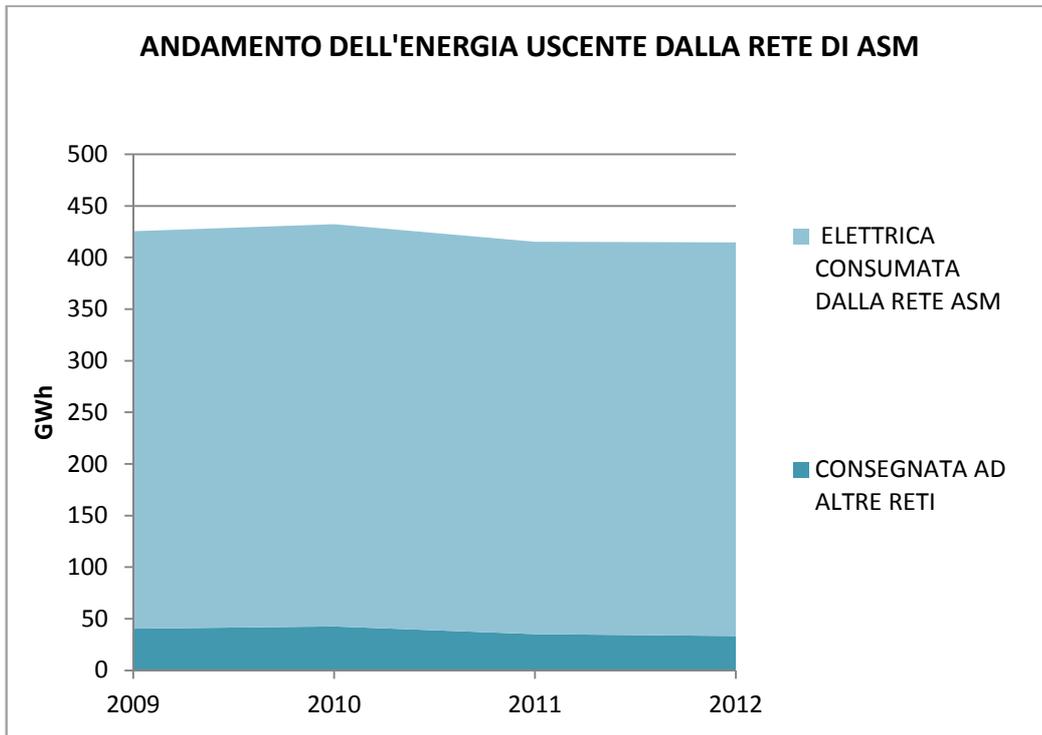


Figura 1.3-4 – Andamento negli anni dell'energia uscente dalla rete ASM

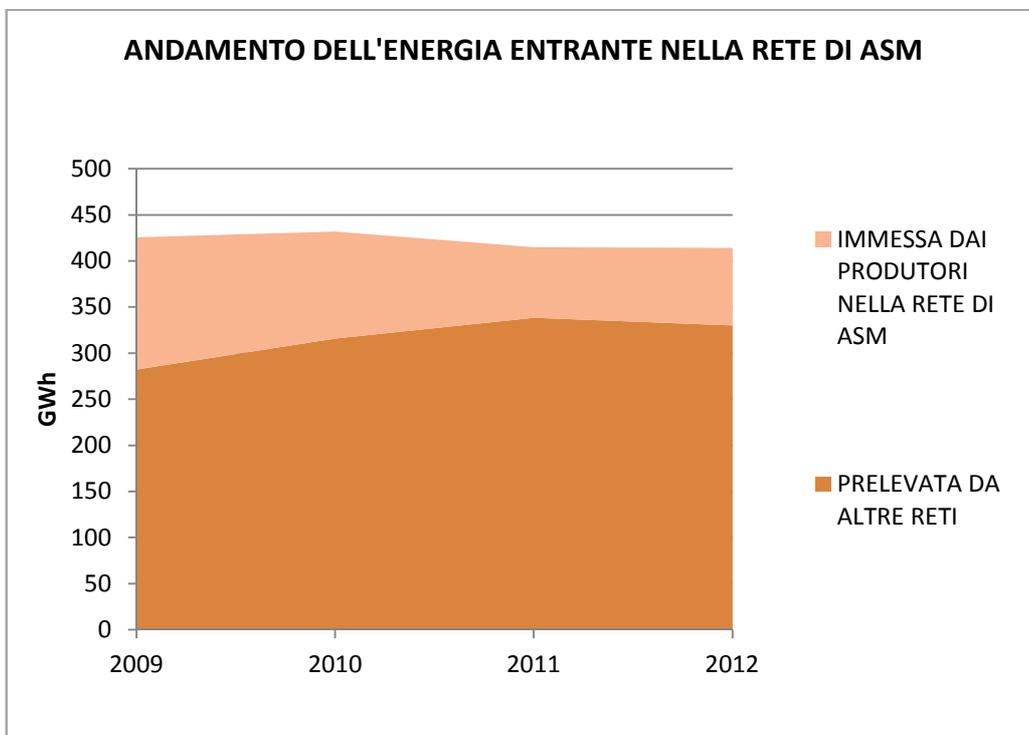


Figura 1.3-5 - Andamento negli anni dell'energia entrante dalla rete ASM



1.3.5. EVOLUZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI IN RETE

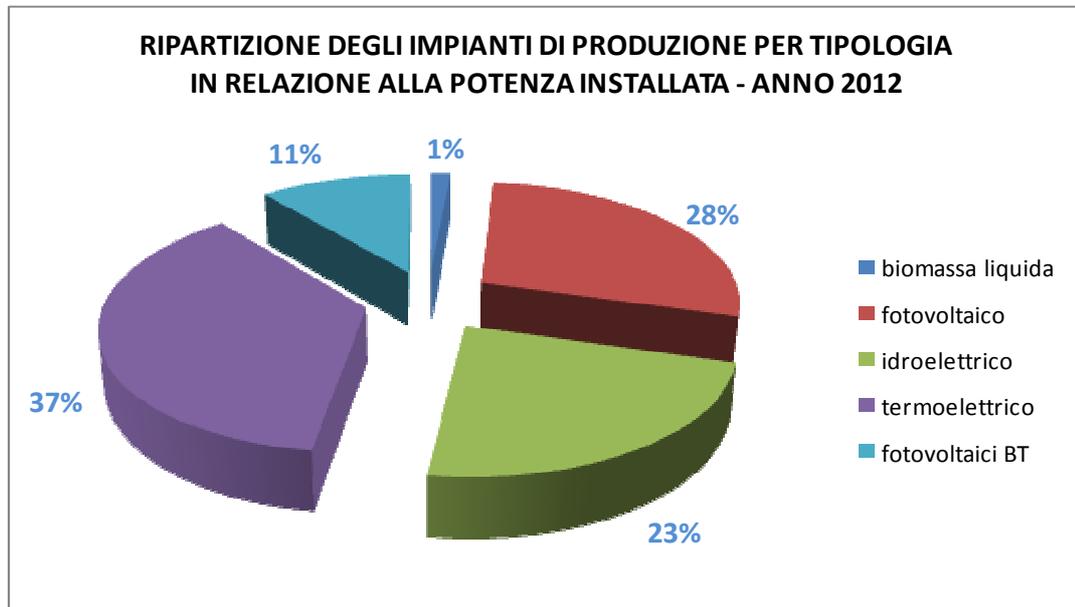


Figura 1.3-6 - Ripartizione della tipologia degli impianti di produzione per tipologia in relazione alla potenza installata

Il territorio della rete oggetto della sperimentazione è storicamente caratterizzato dalla presenza di importanti impianti di produzione idroelettrici e termoelettrici, l'avvento dei sistemi di incentivazione per l'installazione degli impianti da fonti rinnovabili ha determinato un ulteriore aumento dell'energia prodotta nel territorio e quindi di quella immessa in rete.

Il grafico in **Figura 1.3-6** mostra come la tipologia di impianti connessi alla rete ASM sia di molto diversificata (l'anno di riferimento è il 2012), sono presenti le principali tipologie di impianti di produzione di media/piccola taglia ad esclusione di quelli di tipo eolico.

La tipologia più diffusa è il fotovoltaico che, tra bassa e media tensione, ricopre il **39%** della potenza installata. Al secondo posto ci sono gli impianti termoelettrici che ricoprono il **37%** della potenza installata, anche se nel 2012 hanno avuto una produzione molto modesta. Un dato significativo è che gli impianti di produzione in BT hanno raggiunto l'**11%** del totale della potenza installata, con significativi riflessi sulla conduzione delle reti di bassa tensione.

Il grafico in **Figura 1.3-7** mostra come a fronte di potenze installate paragonabili, tra le diverse tipologie di fonti di alimentazione, ci sia una significativa diversità fra le taglie degli impianti di produzione. Gli impianti presenti storicamente nel territorio di tipo idroelettrico e termoelettrico sono di grossa taglia (superiore a **5 MW**), mentre quelli più recenti sono mediamente della potenza di circa **1 MW**.

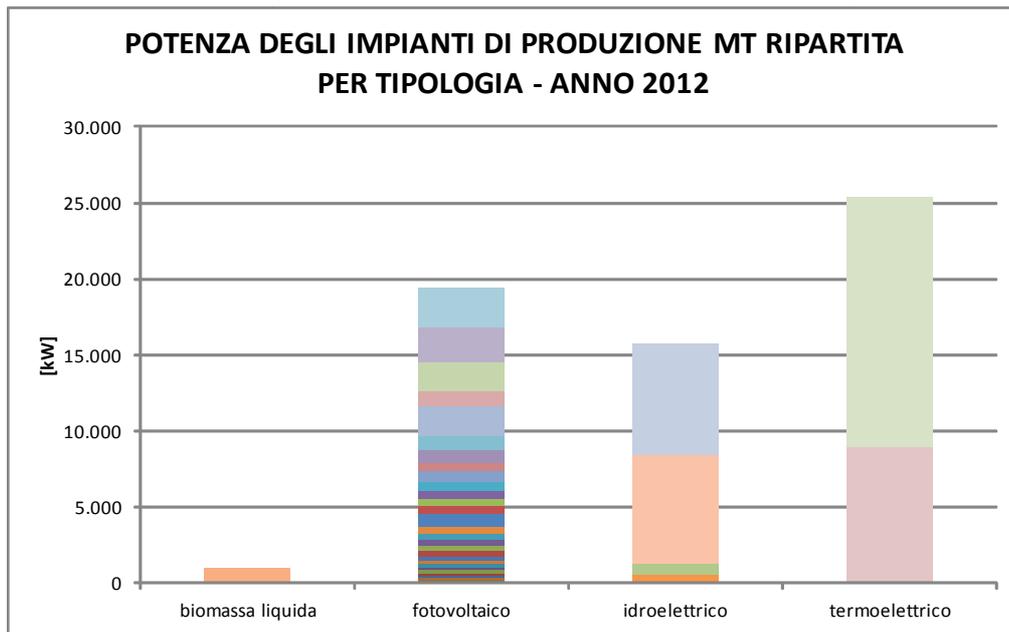


Figura 1.3-7 - Composizione della potenza installata degli impianti di produzione

A partire dall'anno 2009 c'è stato un notevole incremento del numero di impianti connessi alla rete ASM. In particolare in **Figura 1.3-8** è riportato l'andamento del numero di impianti di produzione connessi in MT, si parte da 13 impianti installati nel 2009 fino ad arrivare a 41 impianti che immettono in MT a fine 2012, per una potenza installata di circa 61.5MW. Attualmente il trend delle richieste di connessione per impianti MT risulta significativamente ridotto, pertanto si ritiene in questo momento completata questa fase di sviluppo.

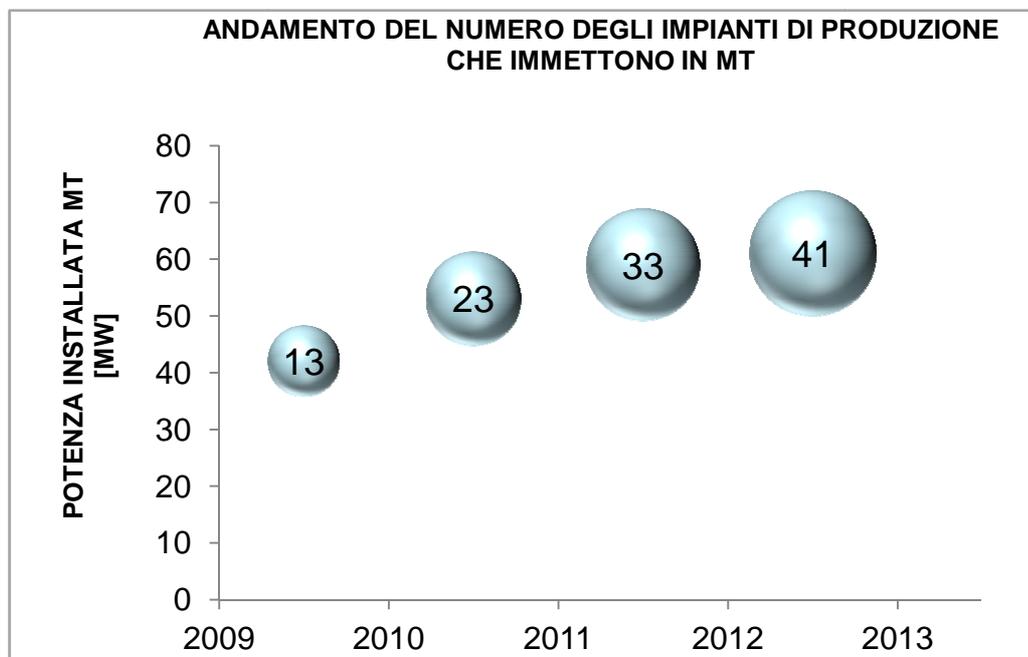
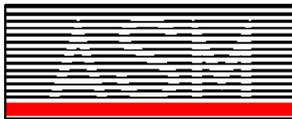


Figura 1.3-8 - Andamento del numero di impianti di produzione che immettono in MT



Per quanto riguarda il trend dell'installazione degli impianti di BT, riportato in **Figura 1.3-9**, fino all'anno 2012 non si è riscontrata una flessione dei nuovi impianti attivati e risultano ancora in corso delle ulteriori richieste di attivazione. All'inizio della sperimentazione erano attivi 163 impianti BT per una potenza installata di circa 2.5 MW nel 2012 si è arrivati a 690 impianti installati (il **420%** in più rispetto al 2009) per una potenza installata di 7.6 MW (il **304%** in più rispetto al 2009)

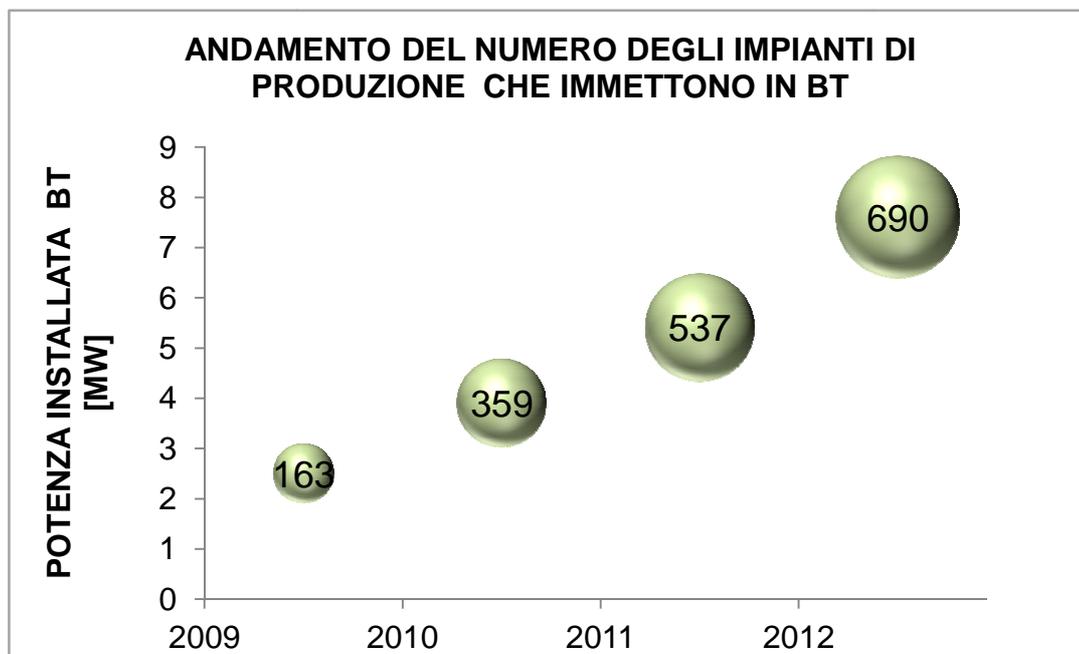


Figura 1.3-9 - Andamento del numero di impianti di produzione che immettono in BT

1.3.6. LE CRITICITÀ DI ESERCIZIO

Le criticità di esercizio individuate nell'anno 2009, prima dell'avvio del progetto, erano derivanti dalla configurazione della rete di quel periodo, ed erano relative in particolare, alle 2 CP in cui si prevedeva di implementare la sperimentazione e si possono così sintetizzare:

- aumento delle correnti di corto circuito;
- necessità di rivalutare i criteri d'intervento e i settaggi della protezioni;
- possibilità della formazione di isole indesiderate a seguito di guasti (con difficoltà di mantenimento della tensione e della frequenza della rete ad opera della sola GD senza il controllo diretto da parte del distributore, che potrebbe, peraltro accidentalmente, comandare richiuse su reti non sincrone);
- aumento delle manovre sui variatori di rapporto sotto carico (VSC) del trasformatore AT/MT a seguito della variabilità dell'energia immessa in rete, in particolare dagli impianti fotovoltaici;
- le perdite in rete associate ai contro-flussi di energia;
- l'elevata aliquota di energia prodotta dalla GD, a parità di potenza reattiva assorbita dal carico, riduce sensibilmente il f.d.p. convenzionale all'interfaccia con la RTN, ed a causa di questa riduzione, è possibile che vengano applicate al distributore delle penali per basso f.d.p.;
- da ultimo, gli ingenti contro-flussi di potenza non programmati possono, in alcune



circostanze, creare problemi di dispacciamento al gestore della RTN.

La penetrazione capillare della GD ha trasformato la rete di distribuzione MT da una rete puramente passiva, che, essendo esercitata in radiale, è caratterizzata da flussi unidirezionali di energia (i.e., anche dalla rete AT agli utilizzatori finali), in una rete attiva, in cui possono essere presenti consistenti flussi bidirezionali (i.e., dalle utenze attive verso la rete AT). Evidente è quindi la necessità e l'urgenza di introdurre nuove tecniche di gestione e di protezione di questa rete, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi di qualità quali:

- continuità di esercizio, ovvero la riduzione o al più il mantenimento del numero delle interruzioni per anno, anche a seguito delle possibili criticità addizionali introdotte dalla significativa aliquota di GD installata in rete;
- riduzione dell'intervallo di oscillazione della tensione durante l'esercizio, facendo fronte alla irregolare erogazione di potenza tipica della produzione da fonti rinnovabili, in particolar modo dagli impianti fotovoltaici;
- incremento della caricabilità attiva e passiva della rete di distribuzione con massimizzazione dei flussi dell'energia trasferita dalla GD alla rete di trasmissione;
- coinvolgimento degli utenti attivi alla regolazione della tensione mediante accordi bilaterali distributore-produttore, regolamenti di esercizio concordati e regolazione dinamica della produzione attiva e reattiva attraverso interfacciamento con lo SCADA;
- riduzione degli eventuali oneri addizionali a carico del distributore, derivanti da penali per basso fattore di potenza, f.d.p., convenzionale nel punto di consegna AT e delle perdite di rete che possono anche aumentare per le variate direzioni dei flussi di potenza;
- incremento degli attuali limiti di installazione della generazione nei diversi nodi della rete, degli impianti di generazione da realizzare anche mediante interventi manutentivi - e.g., bonifica degli eventuali "colli di bottiglia" - e variazioni di assetto della rete.

1.4 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NEL CONTESTO DI ALTRE INIZIATIVE

Dal progetto "smart grid" di cui alla delibera ARG/elt 39/10, ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (AEEG), ASM Terni SpA si è aperta al panorama europeo, partecipando al progetto denominato FINESCE - Future INTERNET Smart Utility ServiCES (www.finesce.eu).

Si tratta del Settimo Programma Quadro che vedrà, in Italia, la rete elettrica di Terni oggetto delle sperimentazioni nel settore "Demand Response". Gli altri progetti pilota saranno realizzati in Svezia, Danimarca, Germania, Olanda, Belgio e Spagna.

Questo progetto coniuga le più moderne tecnologie informatiche (ICT) e la Smart Grid (Rete elettrica intelligente), in una visione di sostenibilità ambientale, combinando la produzione di energia da fonti rinnovabili ed il suo uso efficiente, attraverso un sistema di gestione "Smart", basato sull'introduzione della tecnologia "Future Internet".

Attraverso degli impianti pilota nell'ambito del progetto si vuole dimostrare l'utilità di sistemi avanzati ICT avanzati per il miglioramento delle opzioni applicate per il bilanciamento della produzione di energia intermittente e la domanda di energia in tempo quasi reale.

Il trial che verrà implementato a Terni, sarà realizzato nella stessa cabina secondaria degli impianti pilota 5 e 6 previsti nella sperimentazione di cui al progetto

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 12 di 63



“smart grid” della delibera ARG/elt 39/10 dell’AEEG. Anche se gli obiettivi dei due progetti sono diversi, essi sono comunque fortemente complementari e porteranno ad una sperimentazione più completa sulla smart grid, attraverso l’introduzione di tecnologie informatiche innovative. E’ significativo che sia stato scelto lo stesso sito per un’ ulteriore sperimentazione nel settore delle “smart grids”. Ciò consentirà di rendere disponibili, e su una più larga scala, le tecnologie implementate nella sperimentazione promossa dall’AEEG anche per la creazione di un nuovo mercato dell’energia basato sul “demand response”, come previsto appunto dal progetto europeo. Tale maggior risalto ed utilizzo dei risultati ottenuti nella sperimentazione in corso saranno possibili senza gravare sul piano degli investimenti dichiarati nel progetto “smart grid” della delibera ARG/elt 39/10 dell’AEEG.

Ulteriori progetti su cui ASM è coinvolta e che ricadono nell’ambito delle smart grids, sono orientati alla mobilità elettrica. Per questi, ASM procederà a breve con la formalizzazione di importanti accordi di collaborazione con partners tecnologici già attivi su scala nazionale. Anche questi ulteriori sviluppi sono stati possibili grazie agli studi effettuati nell’ambito del progetto pilota “smart grid” della delibera 39/10 ed in particolare dalla sperimentazione in corso nell’impianto pilota numero 6 nel quale si intende installare una stazione di ricarica rapida per veicoli elettrici.

Tutte queste iniziative sono in parte state promosse dall’Amministrazione comunale di Terni che ha individuato nell’ASM il soggetto tecnologico deputato alla realizzazione del progetto “Smart City Terni”, che vede nella città di Terni un laboratorio di sviluppo per tecnologie “smart” in diversi settori, partendo dalla realizzazione della Smart Grid e delle infrastrutture informatiche e di telecomunicazioni a supporto della stessa.

1.5 CARATTERISTICHE TECNICO-ENERGETICHE

1.5.1. SITI DI INDAGINE

Nel progetto pilota, si vuole implementare una sperimentazione tramite il coinvolgimento diretto di 4 impianti di produzione di cui 3 connessi alla prima CP ed 1 alla seconda CP.

Nella 1^a CP verranno coinvolti: un gruppo termoelettrico da 16 MW su linea dedicata collegata direttamente alle sbarre MT della cabina, un gruppo fotovoltaico da 2’175 kW connesso su di una dorsale MT, e un impianto fotovoltaico da 240 kW dell’ASM Terni S.p.A. connesso in BT. Sempre nella prima cabina è altresì prevista, sulle sbarre MT, l’installazione di un generatore sincrono, proveniente da un impianto di termovalorizzazione dismesso, da utilizzare come compensatore sincrono direttamente controllato dal sistema SCADA per la regolazione della tensione.

Per quanto riguarda la rete originante dalla 2^a CP verrà direttamente coinvolto un gruppo idroelettrico da 7.3 MW connesso ad una linea MT.

Il progetto prevede quindi il coinvolgimento diretto di 3 utenti attivi, oltre ad ASM stessa. Con i produttori coinvolti nel progetto pilota verrà realizzato interfacciamento bidirezionale con il sistema automatico di rilevamento e controllo (SCADA) al fine di partecipare alla regolazione della tensione.

Le utenze attive, per mezzo dell’interfacciamento con lo SCADA e, compatibilmente con le caratteristiche e le potenzialità dei loro impianti che dipendono dalla tipo e dalla taglia del generatore o dell’inverter, saranno direttamente coinvolti inoltre nella regolazione dinamica della potenza reattiva.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 13 di 63



Questa sperimentazione consentirà di definire anche i contenuti di nuovi regolamenti di esercizio la cui applicazione potrebbe essere estesa alle altre utenze attive già connesse in rete ed a quelle che ne chiederanno in futuro l'allaccio, affinché queste concorrano al mantenimento del corretto profilo di tensione, e con l'obiettivo di massimizzare l'energia complessiva immessa in rete dalla GD.

1.5.2. PUNTO DI INDAGINE N°1 - Ex-SIT

POTENZA INSTALLATA:

- N°2 TRASFORMATORI 20 MVA 132/20 kV;
- N°1 TRASFORMATORE 16/21,5 MVA132/20 kV.

PRINCIPALI IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI AL PUNTO DI INDAGINE:

- N° 2 IMPIANTI TERMOELETTRICI MT;
- N° 4 IMPIANTI FOTOVOLTAICI MT;
- N° 3 IMPIANTI FOTOVOLTAICI BT (di grossa taglia).

CONTROFLUSSI DI ENERGIA:

Questo punto di indagine a partire dall'avvio del progetto è stato caratterizzato da significativi cambiamenti dell'andamento dei controflussi di energia, in particolare il rapporto tra energia attiva uscente ed energia attiva entrante in cabina è sceso dal valore 25% dell'anno 2009 fino a zero negli anni 2011 e 2012; nei primi mesi dell'anno 2013 si è riscontrato una significativa inversione del trend, facendo tornare a valori significativi l'inversione del flusso di energia. Nella **Figura 1.5-1** è mostrato l'andamento nel tempo di tali variazioni.

Mettendo in relazioni i valori massimi dei picchi di potenza (mediati al quarto d'ora), come rappresentato in **Figura 1.5-2**, emerge che nell'anno 2013 sono stati già rilevati periodi durante i quali i picchi di potenza in "contro flusso" hanno superato quelli registrati nell'anno 2009.

Un altro elemento fondamentale di analisi del comportamento di questo punto di indagine è l'andamento del fattore di potenza medio mensile, i cui valori sono riportati in **Tabella 1-2** e il cui andamento è rappresentato in **Figura 1.5-3**, si riscontra a fronte di un miglioramento negli anni 2011 e 2012 un sostanziale ritorno ai valori dell'anno 2009 nel corso del 2013. Entrambi questi comportamenti sono, giustificabili con la sospensione dal funzionamento di un importante impianto di produzione in quel periodo.

Come si può vedere da un estratto dello schema topologico riportato in **Figura 1.5-4** alla cabina afferiscono in totale 15 linee di cui 4 (evidenziate in blu) sono coinvolte nella sperimentazione, mediante gli impianti pilota 1, 3, 4, 5 e 6. Attualmente la cabina è esercita completamente alla tensione secondaria di 20kV tramite tre semisbarre.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 14 di 63

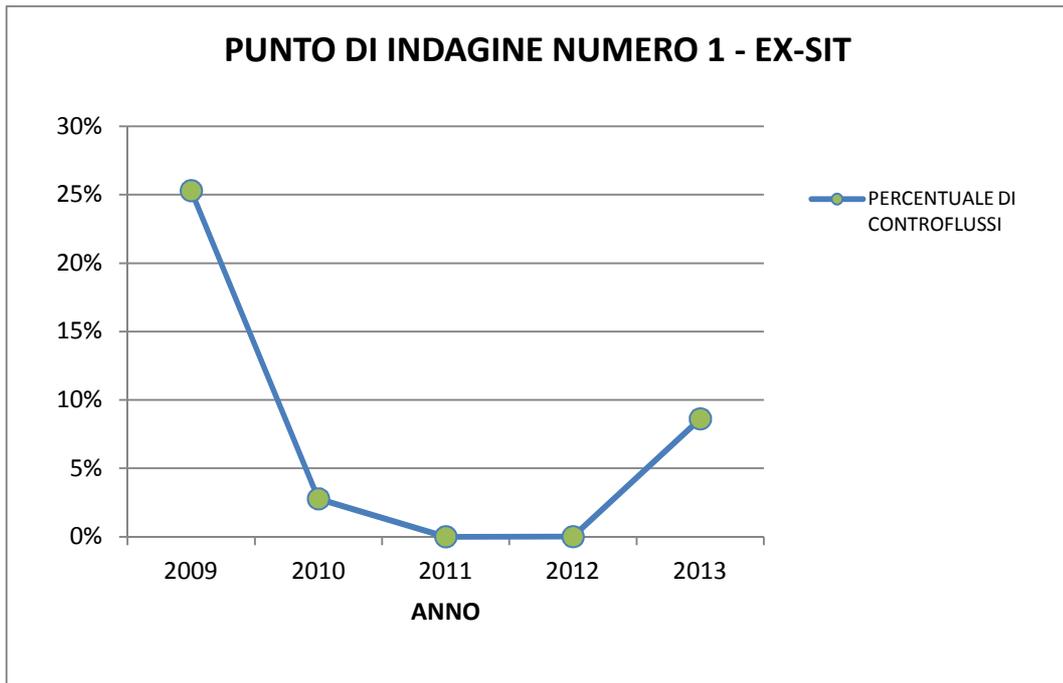


Figura 1.5-1 - Andamento della percentuale dei controflussi di energia nel punto di indagine numero 1

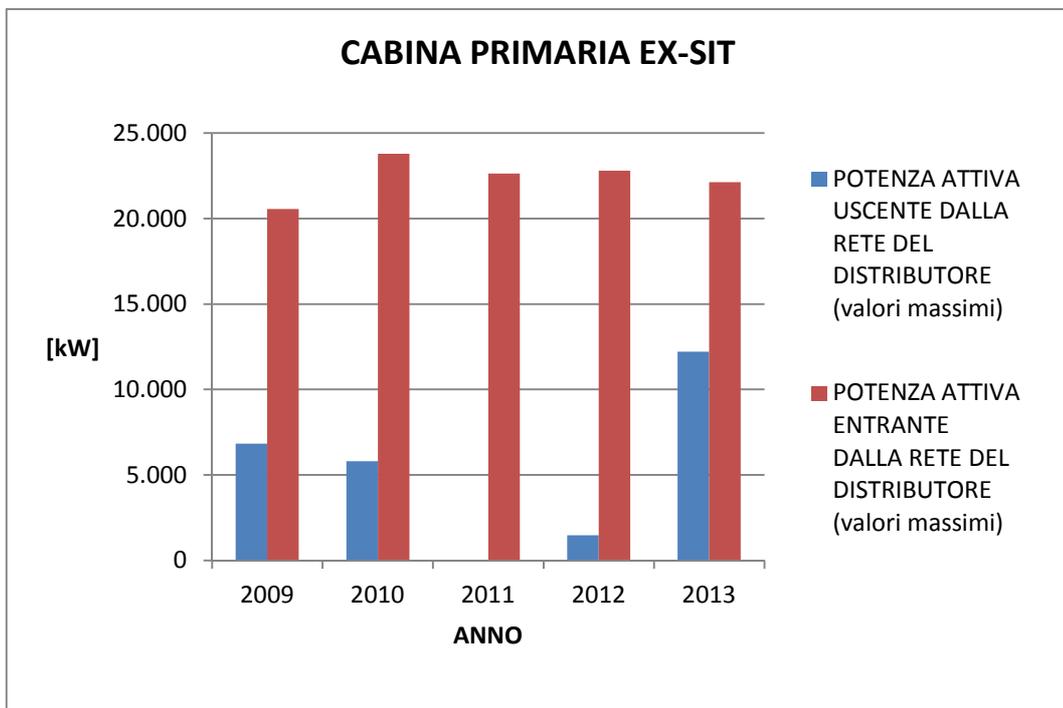


Figura 1.5-2 - Andamento dei valori massimi annui dei flussi di potenza mediati al quarto d'ora nel punto di indagine numero 1

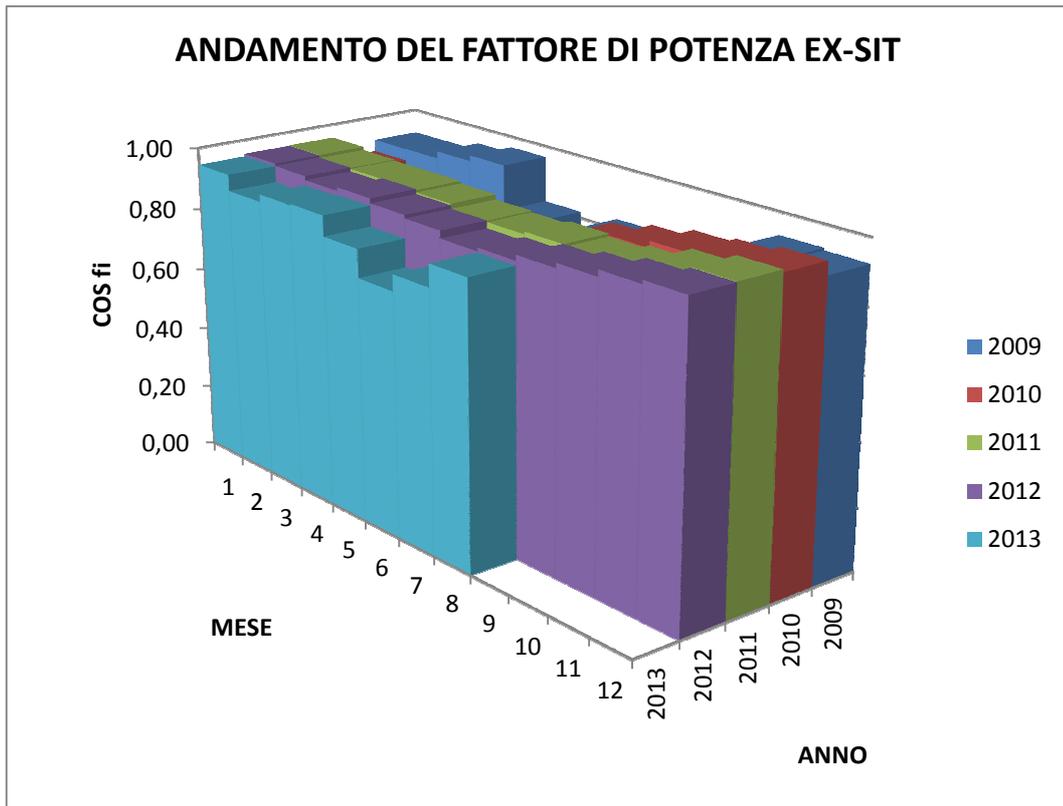


Figura 1.5-3 - Andamento del fattore di potenza medio mensile a partire dall'inizio del progetto

meSE	2009	2010	2011	2012	2013
1	0,92	0,88	0,95	0,95	0,94
2	0,92	0,83	0,94	0,95	0,89
3	0,95	0,85	0,94	0,93	0,92
4	0,96	0,79	0,94	0,95	0,92
5	0,82	0,82	0,93	0,93	0,86
6	0,77	0,76	0,92	0,92	0,77
7	0,83	0,80	0,91	0,90	0,82
8	0,47	0,89	0,92	0,91	0,89
9	0,71	0,92	0,91	0,92	
10	0,87	0,94	0,92	0,94	
11	0,93	0,95	0,95	0,96	
12	0,92	0,97	0,97	0,97	

Tabella 1-2 - Andamento del fattore di potenza medio mensile nel punto di indagine numero 1 – EX-SIT

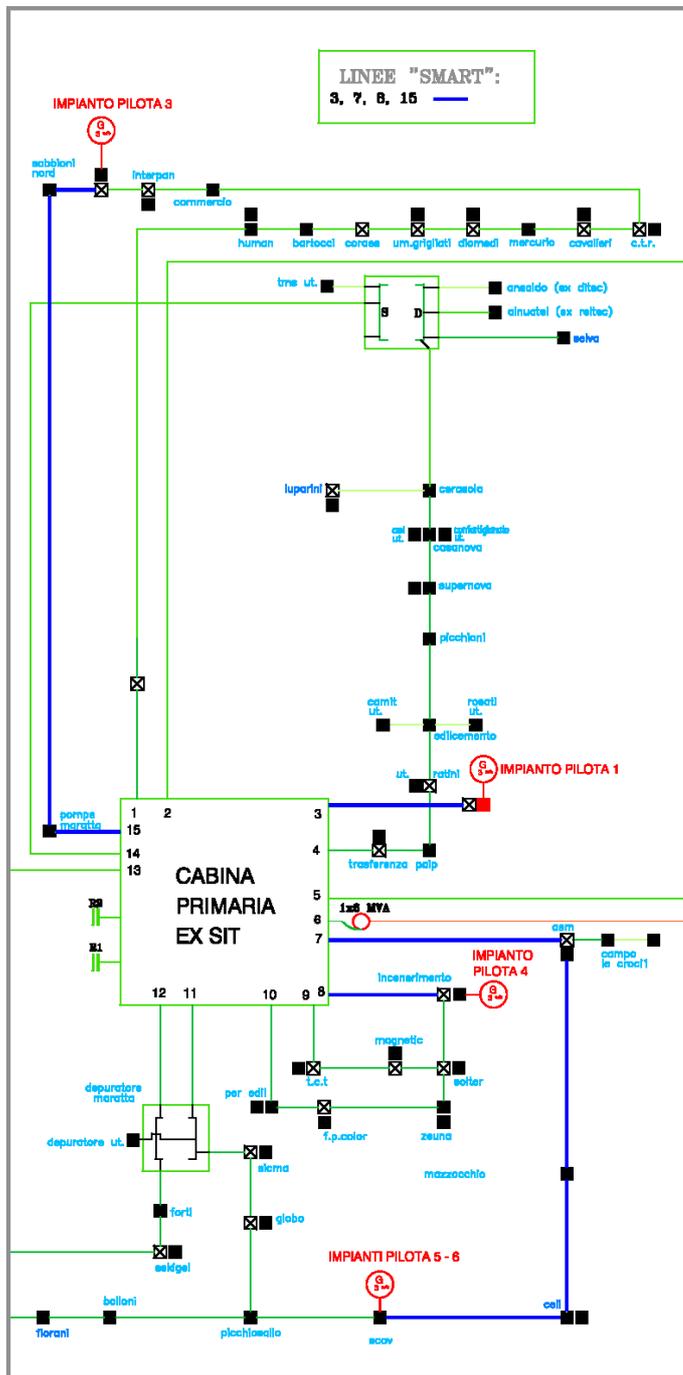


Figura 1.5-4 – Schema topologico di rete della Cabina Primaria Ex Sit



1.5.3. PUNTO DI INDAGINE NUMERO 2 - VILLA VALLE

POTENZA INSTALLATA:

La sezione AT della cabina primaria è gestita da TERNA, i punti di consegna sono in MT sono due, uno a 10kV (Sbarra Rossa) e uno a 20kV (Sbarra Verde).

Le macchine installate lato AT sono:

- N°1 TRASFORMATORE 132/20 kV da 40 MVA;
- N°1 TRASFORMATORE 132/10 kV da 40 MVA.

PRINCIPALI IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI AL PUNTO DI INDAGINE:

- N° 5 IMPIANTI IDROELETTRICI;
- N° 1 IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

CONTROFLUSSI DI ENERGIA

In questo punto di indagine il rapporto tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete ha subito un significativo incremento nell'anno 2013, come mostrato nella **Figura 1.5-5**. La causa principale è la riduzione dei consumi in quella parte di rete; tale dato è comunque relativo solamente alla prima metà dell'anno, pertanto, dovrà essere consolidato alla fine dell'anno 2013 per poterlo mettere in relazione più precisamente con gli altri dati che sono su base annuale. L'andamento dei valori massimi di potenza registrati, rappresentati in **Figura 1.5-6**, mette comunque in evidenza una significativa riduzione anche della potenza richiamata in rete.

Andando ad analizzare gli andamenti del fattore di potenza medio mensile, riportati in **Tabella 1-3** emerge come in questo punto di indagine, il fattore di potenza sia passato dal valore minimo di 0,85 di agosto 2009, allo 0,96 di gennaio 2013. Anche per il fattore di potenza sarà importante completare il confronto a fine anno 2013. Nella **Figura 1.5-7** è riportato l'andamento grafico del fattore di potenza del punto di indagine nel corso del tempo.

In questo punto di indagine afferiscono in totale 12 linee di cui 2 (evidenziate in blu) sono coinvolte nella sperimentazione, mediante l'impianto pilota numero 1. In **Figura 1.5-8** è riportato un estratto dello schema topologico riportato relativo a questo punto di indagine. Attualmente la cabina è esercita con una sbarra a 10kV e una a 20kV.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 18 di 63

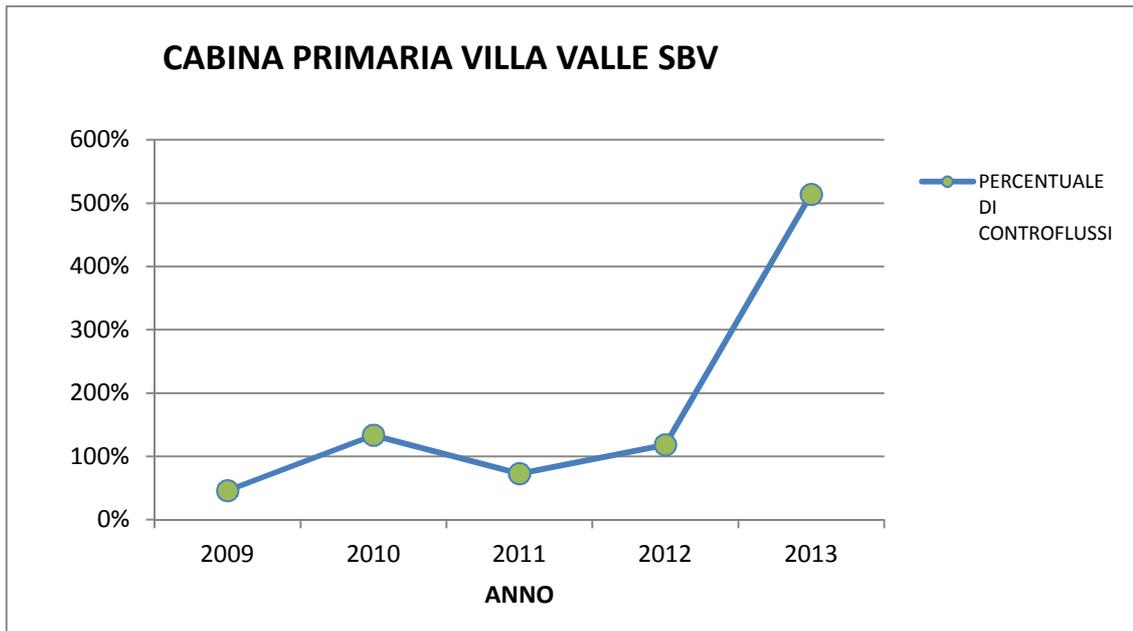


Figura 1.5-5 - Andamento della percentuale dei controflussi di energia nel punto di indagine numero 2

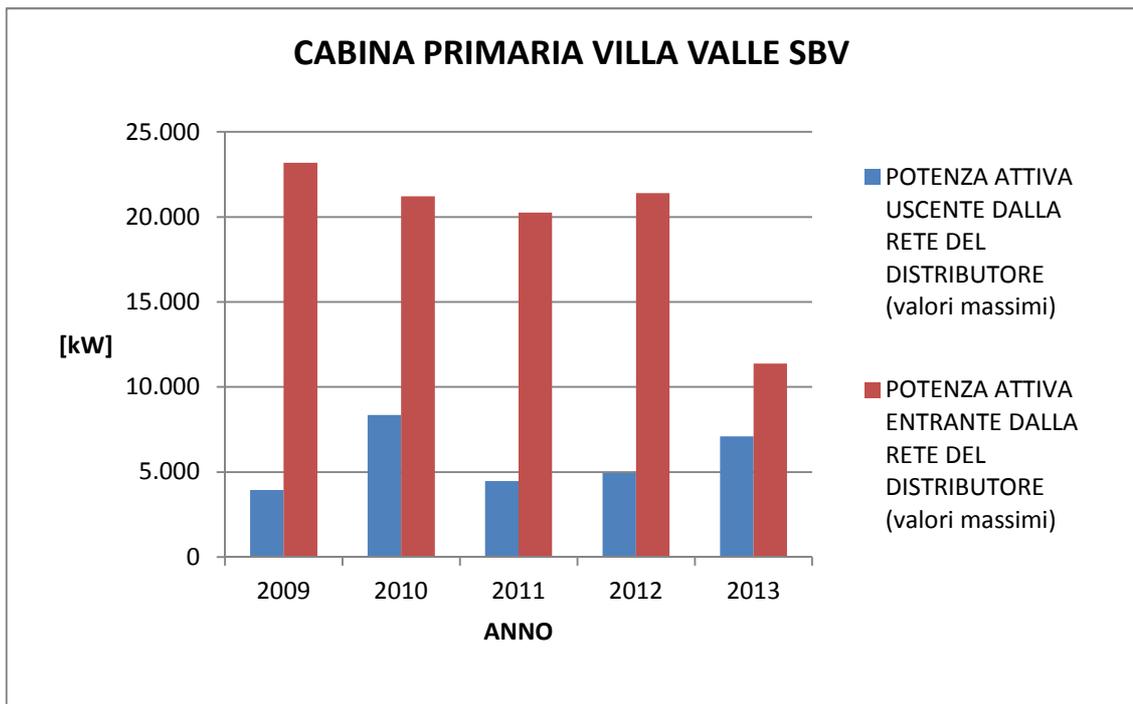


Figura 1.5-6 - Andamento dei valori massimi annui dei flussi di potenza mediati al quarto d'ora nel punto di indagine numero 2

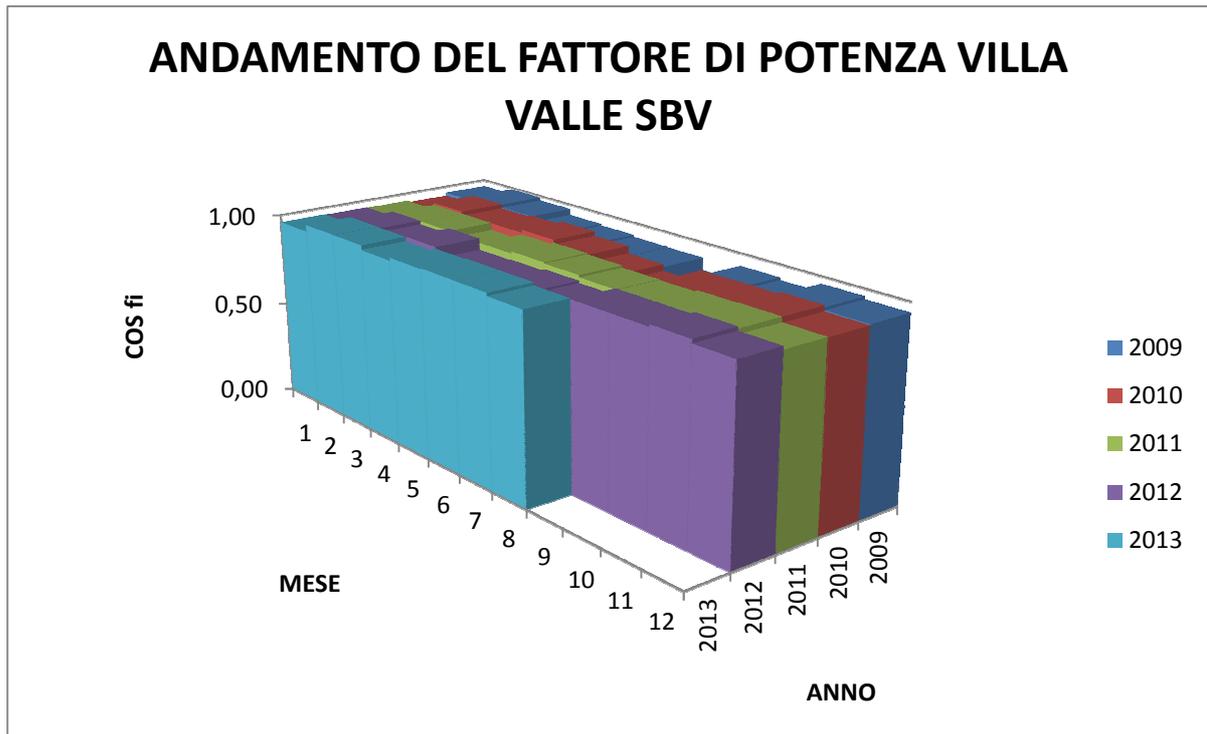


Figura 1.5-7 - Andamento del fattore di potenza medio mensile a partire dall'inizio del progetto nel punto di indagine numero 2

mese	2009	2010	2011	2012	2013
1	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96
2	0,99	0,99	0,98	0,98	1,00
3	0,97	0,97	0,98	0,96	0,99
4	0,94	0,98	0,94	0,99	0,97
5	0,93	1,00	0,97	0,93	0,99
6	0,92	0,97	0,98	0,94	0,99
7	0,92	0,93	0,98	0,95	0,99
8	0,85	0,90	0,96	0,94	0,98
9	0,93	0,96	0,96	0,97	
10	0,92	0,96	0,97	0,97	
11	0,96	0,97	0,97	0,98	
12	0,95	0,94	0,95	0,96	

Tabella 1-3 - Andamento del fattore di potenza medio mensile a partire dall'inizio del progetto nel punto di indagine numero 2

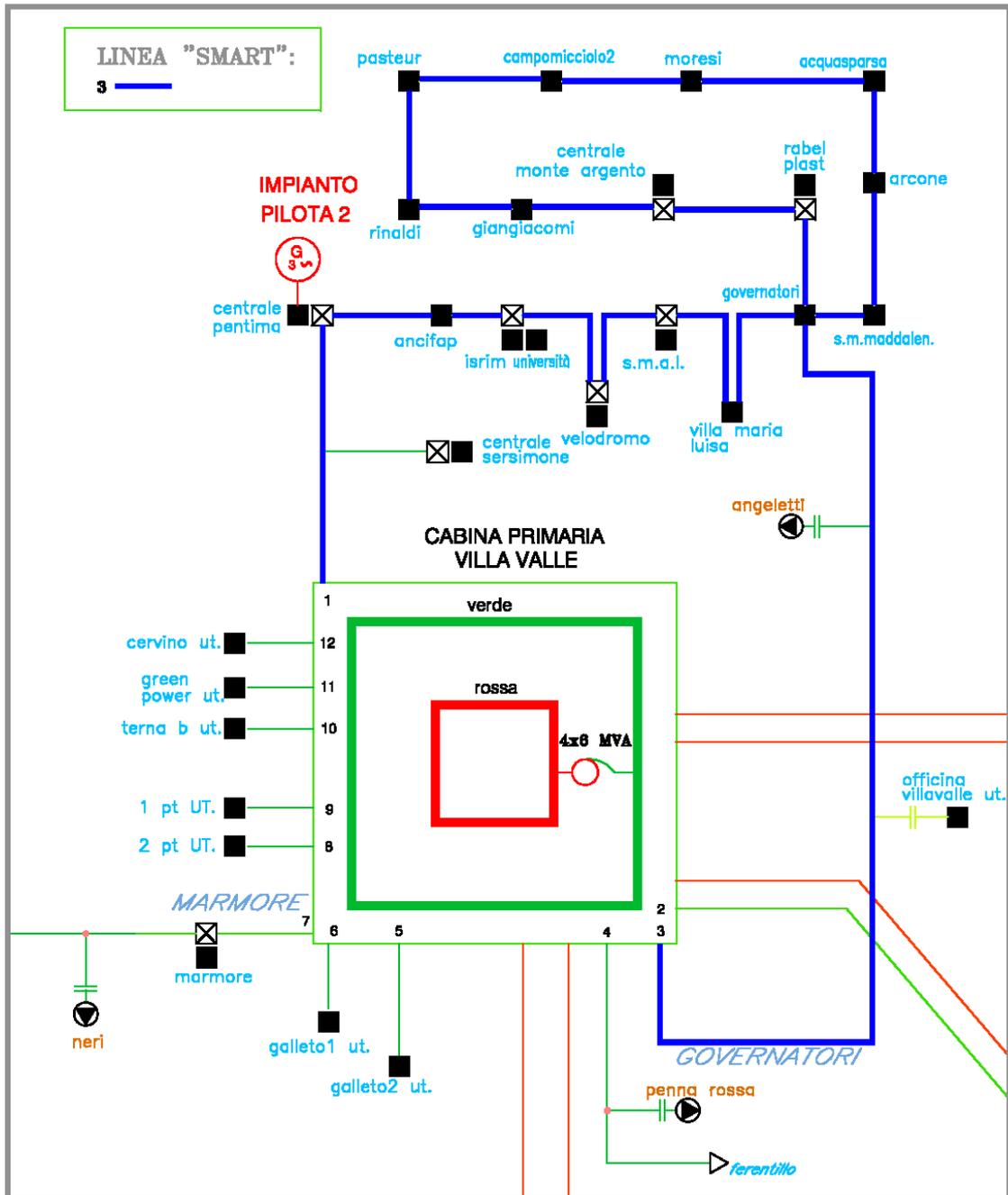


Figura 1.5-8 – Schema topologico di rete della Cabina Primaria Villa Valle



1.6 OBIETTIVI FUNZIONALI DEL PROGETTO

Il progetto prevede la sostituzione dell'attuale sistema di telecontrollo con un sistema SCADA evoluto in grado di implementare moderne logiche di regolazione, automazione e controllo di rete, nonché con la possibilità di implementare il modello della rete elettrica al suo interno.

Il sistema SCADA sarà messo in comunicazione con gli impianti di produzione degli impianti pilota al fine di gestire alcune funzionali specifiche delle smart grids.

Gli impianti pilota in fase di realizzazione sono i seguenti:

1. IMPIANTO PILOTA 1 (Impianto di termovalorizzazione);
2. IMPIANTO PILOTA 2 (Impianto idroelettrico);
3. IMPIANTO PILOTA 3 (impianto fotovoltaico);
4. IMPIANTO PILOTA 4 (compensatore sincrono MT);
5. IMPIANTO PILOTA 5 (impianto fotovoltaico BT);
6. IMPIANTO PILOTA 6 (stazione di ricarica veloce pilota).

E' previsto il coinvolgimento attivo di tutti i soggetti terzi tramite:

- scambio bidirezionale di dati con l'impianto;
- invio di comandi da parte dello SCADA per quantificazione della produzione dell'energia reattiva;
- scambio di segnali/comandi tra le RTU delle cabine primarie e le protezioni di interfaccia al fine di evitare che si verifichino isole indesiderate;
- sottoscrizione di un accordo di collaborazione;
- revisione del regolamento d'esercizio;
- campagna di misure della qualità del servizio.

1.6.1. IMPIANTO PILOTA 1

L'impianto è di tipo termoelettrico a biomasse, ha un generatore con le seguenti caratteristiche:

- potenza 16MVA;
- cosfi 0.85;
- tensione nominale 6,3 kV.

L'impianto è connesso alla cabina primaria EX-SIT.

Presso la cabina secondaria che lo alimenta verrà:

- installata una RTU per impianto di produzione;
- attivato un canale di comunicazione con la cabina primaria;
- revisionati i criteri di taratura della protezione di interfaccia.

Funzionalità sperimentate:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 22 di 63



- misura della qualità della tensione.

1.6.2. IMPIANTO PILOTA 2

L'impianto è una centrale idroelettrica con turbina Pelton che sfrutta l'acquedotto che adduce l'acqua industriale di uno stabilimento siderurgico. L'impianto ha pertanto un elevatissimo numero di ore anno di utilizzazione. La potenza del generatore è di 7300 kW ed è connesso alla cabina Primaria di Villa Valle nella sezione sbarra Verde (20kV).

Presso questa la cabina secondaria verrà:

- installata una RTU per impianto di produzione;
- attivato un canale di comunicazione con la cabina primaria;
- revisionati i criteri di taratura della protezione di interfaccia.

Funzionalità sperimentate:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

1.6.3. IMPIANTO PILOTA 3

L'impianto è un sistema di generazione fotovoltaica installato sul tetto di un capannone industriale, la sua potenza di 2150 kW. L'impianto è connesso alla cabina primaria Ex-Sit ed è stato messo in servizio nel mese di ottobre 2010.

Presso la cabina dell'impianto pilota n°3 verrà:

- installata una RTU per impianto di produzione;
- attivato un canale di comunicazione con la cabina primaria;
- revisionati i criteri di taratura della protezione di interfaccia.

Funzionalità sperimentate:

- dispacciamento dell'energia reattiva; (per questo specifico impianto si sono riscontrate alcune difficoltà nell'implementazione delle modifiche necessarie agli inverter di produzione al fine di fare la regolazione del fattore di potenza);
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

1.6.4. IMPIANTO PILOTA 4

In questo impianto pilota si vuole riutilizzare il generatore sincrono dell'ex termovalorizzatore di R.S.U. di ASM in disuso per realizzare e sperimentare un sistema di compensazione sincrona presso le utenze della cabina Ex-Sit.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 23 di 63



L'impianto è connesso alla cabina primaria Ex-Sit.

Presso la cabina la cabina secondaria verrà:

- installata una RTU per impianto di produzione;
- attivato un canale di comunicazione con la cabina primaria;
- revisionati i criteri di taratura della protezione di interfaccia.

Funzionalità sperimentate:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;
- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

Di seguito vengono riportati le caratteristiche generali del generatore sincrono che si pensa di riutilizzare per effettuare la compensazione dell'energia reattiva e la regolazione dinamica della tensione.

Potenza	2520 kW - 2800 kVA
Tensione	6kV
Collegamento	Stella
Corrente nominale	269,4 A
Giri/1'	1500
Poli	n. 4
vcc	69%
Corrente ecc.	2,2 A (diodi rotanti)

1.6.5. IMPIANTO PILOTA 5

ASM ha realizzato nel territorio 3 impianti fotovoltaici per una potenza installata di circa 600kW connessi tutti in BT. Si pensa di sperimentare e mettere a confronto le tecniche di regolazione del progetto anche su un impianto di BT in modo di poter valutare gli effetti della regolazione dinamica dell'energia reattiva e della tensione su questi impianti.

L'impianto fotovoltaico in oggetto è di potenza 240kW ed è connesso alla cabina primaria Ex-Sit tramite la cabina MT/BT SCOV (Parcheggio dipendenti ASM).

Presso la cabina MT/BT verrà:

- installata una RTU per impianto di produzione;
- attivato un canale di comunicazione con la cabina primaria;
- revisionati i criteri di taratura della protezione di interfaccia.

Funzionalità sperimentate:

- dispacciamento dell'energia reattiva;
- regolazione della tensione;

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 24 di 63



- sistema anti-islanding;
- misura della qualità della tensione.

Nella Figura 1.6-1 è riportato un esempio dell'andamento dei controflussi di energia nella cabina MT/BT dove saranno realizzati gli impianti pilota n°5 e n°6.

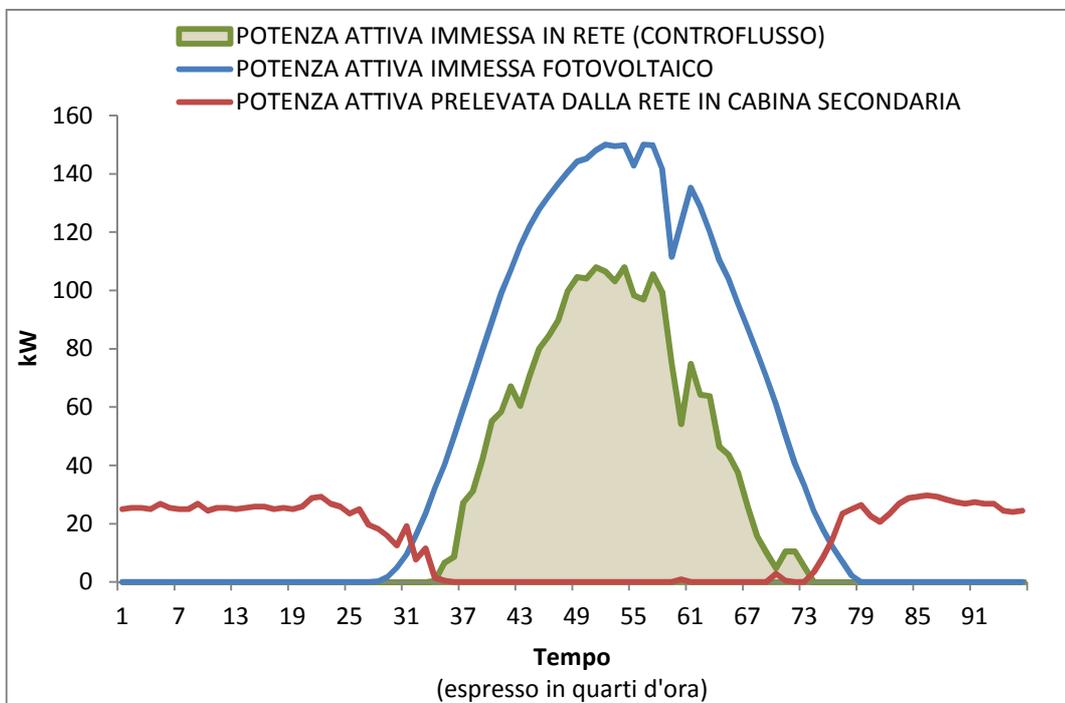


Figura 1.6-1 – Andamento dei flussi di potenza attiva nella cabina MT/BT denominata “SCOV” dell’impianto pilota 5 in un giorno

1.6.6. IMPIANTO PILOTA 6

Nell’ambito del progetto si vuole sperimentare una stazione di ricarica veloce per veicoli elettrici presso la sede ASM Terni Spa al fine di valutare: l’impatto sulla rete da un punto di vista della EMC (in particolare dei disturbo armonico condotto lato BT e MT), e la possibilità di implementare funzioni di storage/regolazione della tensione. I risultati saranno estesi per via teorica all’intera rete cittadina per valutare quale impatto potrebbero avere molte stazioni di ricarica distribuite. Saranno messi in evidenza gli interventi necessari per adeguare l’infrastruttura di distribuzione dell’energia elettrica alla futura presenza delle stazioni di ricarica di tipo rapido.

Le funzionalità che saranno sperimentate sono:

- misura della qualità della tensione;
- valutazioni di EMC (in particolare con il sistema PLC dei contatori elettronici).



Si riportano le principali caratteristiche della stazione di ricarica che sarà sperimentata:

System
Type : Single DC fast-charging station
Input voltage : 400 VAC +/- 10% 3 phase
Nominal input current : 85 A
Nominal input power : 55 kVA
Efficiency : >92% at nominal power
Maximum output power : 50 kW
Nominal output current : 125 A max.

Alla luce dei risultati ottenuti ed in previsione, nel medio-lungo periodo, di una possibile penetrazione capillare sul territorio comunale di questi sistemi di ricarica, derivante dalla diffusione su larga scala della mobilità urbana ed interurbana basata su veicoli elettrici, sarà stimato, attraverso studi di rete, il limite di caricabilità della stessa e sarà altresì valutata la possibilità teorica di realizzare, attraverso questi dispositivi di ricarica, un sistema di storage dinamico e, potenzialmente, bi-direzionale per una ipotetica regolazione fine del profilo della tensione di esercizio della rete stessa.

1.7 GANNT ORIGINARIO DEL PROGETTO

Il progetto nasce su base triennale, a partire dalla data di approvazione dell'istanza da parte dell'AEEG e si articola in tre macrofasi: la prima di raccolta dati e preparazione, la seconda approvvigionamento, fornitura e installazione, la terza fase di ottimizzazione del sistema, di raccolta dei dati e di valutazione finale.

Attività previste nella prima fase:

- raccolta dei dati per la modellazione delle rete;
- gare di appalto per l'approvvigionamento materiali;
- campagna di misura;
- sviluppo di un modello della rete su software di simulazioni di rete;
- studio del comportamento dei flussi di potenza nella rete.

Attività previste nella seconda fase:

- fornitura dei materiali;
- installazione e messa in servizio sistema SCADA;
- installazione e messa in servizio RTU;
- installazione e messa in servizio sistema di comunicazione;
- revisione dei criteri di taratura delle protezioni;
- modifica dell'assetto di rete.

Attività previste nella terza fase:

- Campagna di verifica dei risultati
- Hot commissioning con il fine tuning del sistema;
- Analisi degli scenari di diffusione delle stazioni di ricarica rapida.

In **Figura 1.7-1** è riportato il cronoprogramma originario del progetto.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 26 di 63

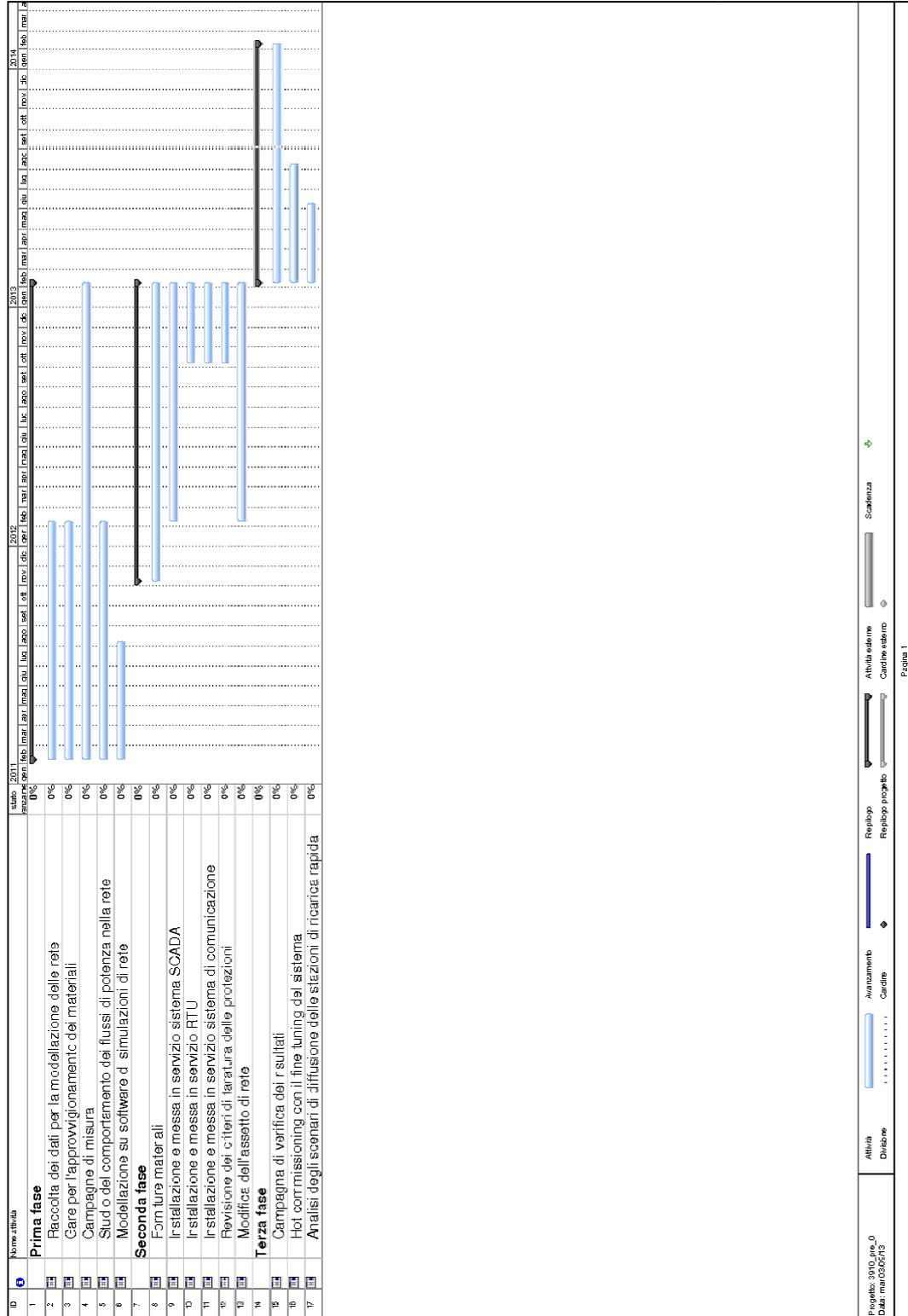


Figura 1.7-1 – Cronoprogramma originario del progetto



1.8 COSTI DEGLI INVESTIMENTI PER LA SPERIMENTAZIONE

Stimare i costi del progetto è molto complesso in quanto durante il suo sviluppo è possibile che si presentino molte possibilità di miglioramento e ottimizzazione. Un altro fattore che aggiunge ulteriori difficoltà nella stima dei costi è la variabilità sia del contesto tecnico sia del panorama normativo della distribuzione elettrica. In particolare non è prevedibile la definizione del numero, della potenza e dell'ubicazione degli impianti di produzione da connettere in rete. Inoltre le possibilità che vengano modificati il regime incentivante a sostegno dello sviluppo degli impianti di produzione da fonti rinnovabili (ad esempio per tipologia di fonte o per tipologia di taglia) e il valore degli oneri da corrispondere per gli scambi di energia reattiva tra reti concorrono ad alimentare ulteriormente queste incertezze.

Si riepilogano di seguito l'elenco delle voci di costo che compongono il progetto per la sua durata:

ELENCO DEI COSTI AFFERENTI AL PROGETTO	
Raccolta dati per la modellazione della rete	
Gare d'appalto per le apparecchiature ed emissione ordini	
Campagna di misura degli indicatori dei benefici attesi	
Analisi flussi di potenza	
Modellazione della rete su Software d'analisi	
Ampliamento Sistema SCADA	
RTU	
Sistema di comunicazione	
Revisione dei criteri di taratura delle protezioni	
Modifica dell'assetto di rete	
Campagna di misura di verifica dei risultati	
Hot commissioning	
Analisi degli scenari per la diffusione di stazioni di ricarica rapida	
Totale progetto	800k€

Le giustificazioni per affrontare questa tipologia di investimento risiedono nei margini economici di miglioramento che si possono ottenere da nuovi criteri di conduzione della rete elettrica e dalla necessità di far fronte alla rivoluzione in atto della GD con degli strumenti tecnologici adeguati.

Ulteriore aspetto che concorre a sostenere l'attuazione del progetto è la sua funzione preventiva del potenziale peggioramento della qualità del servizio che potrebbe essere determinato dalla GD a causa dell'instabilità della tensione e dell'imprevedibilità dei flussi di potenza. Al fine di garantire adeguati livelli di Q.d.S. (Qualità del Servizio) è necessario, oltre che il buon mantenimento degli impianti, anche avere a disposizione evoluti sistemi tecnologici a supporto di chi conduce la rete.

La valutazione dei possibili scenari di realizzazione di stazioni di ricarica veloce permetterebbe invece ad ASM di ricavarne un ruolo importante in un settore in pieno sviluppo accedendo a un mercato in forte espansione.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 28 di 63

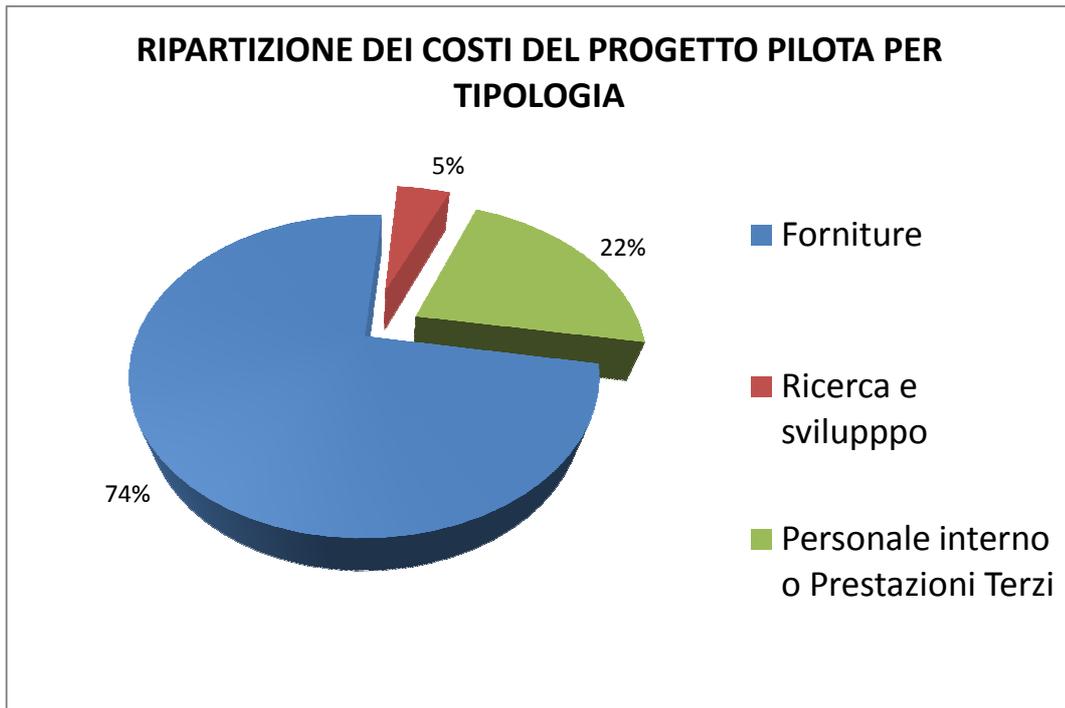


Figura 1.8-1 – Ripartizione dei costi del progetto pilota per tipologia

1.9 BENEFICI ATTESI

Il progetto nasce con lo scopo di determinare un miglioramento di alcuni parametri fondamentali della rete elettrica quali:

- il numero di interruzioni;
- i profili di tensione;
- il numero di manovre del commutatore sottocarico dei trasformatori AT/MT;
- il fattore di potenza convenzionale;
- le perdite in rete;
- il numero di eventi di isola indesiderata.

Premesso che è difficile individuare un unico parametro di valutazione dell'effetto dei progetti pilota sulla rete indipendente da altri fattori, sulla base dei dati statistici raccolti nell'anno solare precedente all'avvio del progetto (2009) sono stati proposti i seguenti indici ritenuti significativi al fine della valutazione del buon esito del progetto:

NUMERO DI INTERRUZIONI

Si ritiene che uno degli effetti più preoccupanti della generazione distribuita sia l'instabilità della rete stessa e la possibilità che si verifichi l'aumento del numero di interruzioni. Questi eventi sono comunque legati a fattori molti diversi tra loro, ed alcuni non sono prevedibili. Non è peraltro possibile valutare in modo analitico il beneficio che si può avere a livello di continuità del servizio. Si ritiene quindi che il mantenimento del numero medio di interruzioni annue per utente MT sotto le soglie previste dall'AEEG

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 29 di 63



possa essere un indice di una buona gestione dell'impatto della GD sulla rete. In particolare si prenderà come riferimento i "Livelli specifici di continuità per clienti MT" richiesti nell'art. 33 dell'Allegato A alla delibera 333/07 AEEG/elt.

INDICATORE DI QUALITA' N° 1:

$NINT^{III} \leq \min([\text{limiti secondo TIEQ}], NINT^I)$ (numero di interruzioni senza preavviso lunghe)

In cui **[limiti secondo TIEQ]** sono n°2 interruzioni senza preavviso lunghe per gli utenti in alta concentrazione e n° 4 interruzioni senza preavviso lunghe per gli utenti in bassa concentrazione. Gli ambiti territoriali di riferimento sono il 305A e 305B

PROFILI DI TENSIONE

L'effetto combinato degli interventi previsti avrà un impatto significativo sulla qualità della tensione. La sperimentazione su impianti di generazione di tipologie diverse vuole mettere a confronto gli effetti sulla regolazione di tensione di:

- un generatore sincrono di un impianto idroelettrico;
- un generatore sincrono di un impianto di termovalorizzazione;
- un compensatore sincrono;
- un impianto fotovoltaico MT;
- un impianto fotovoltaico BT;
- assetti di rete differenti.

I profili di tensione saranno valutati tramite delle campagne di misura comparative prima dell'inizio delle sperimentazioni e dopo la messa in servizio del sistema. I punti di misura saranno alle sbarre delle SSR, presso gli impianti di produzione, e in alcune cabine MT/BT. Per ogni punto di misura oltre al rispetto dei limiti imposti dalla norma si dovrà rilevare un miglioramento dei valori tra l'anno I e l'anno III secondo l'indicatore seguente:

INDICATORE DI QUALITA' N° 2:

$\Delta U^{III}/U < \min([\text{limiti norma CEI EN 50160}], \Delta U^I/U)$ (profilo di tensione)

Con [limiti imposti dalla norma CEI EN 50160] pari a: $\Delta U \leq \pm 10\%$.

NUMERO DI MANOVRE DEL COMMUTATORE SOTTOCARICO DEI TRASFORMATORI AT/MT

La variabilità dei flussi di potenza introdotti della generazione distribuita da fonti non programmabili determina variazioni di tensione che vengono compensati attualmente alla sbarra MT con il variatore sottocarico dei trasformatori AT/MT comandato da delle apparecchiature di regolazione convenzionali. L'impatto della generazione distribuita comporta un aumento delle manovre degli organi di regolazione AT/MT, si ritiene che la gestione dei flussi di energia reattiva e provenienti dai produttori stabilizzerà la tensione e ridurrà quindi il numero di manovre degli organi di regolazione. Per i regolatori di tensione della cabine AT/MT si verificherà che il numero di manovre dei CSC nel terzo anno sia inferiore al minimo tra quello attuale (circa 3'000 manovre anno) quello nel primo anno del progetto.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 30 di 63

**INDICATORE DI QUALITA' N° 3:**

$$NVSC^{III} < \min(3'000, NVSC^I) \quad (\text{interventi del OLTC})$$

FATTORE DI POTENZA CONVENZIONALE:

I controflussi di potenza determinano una diminuzione del fattore di potenza all'interfaccia con RTN perché a parità di energia reattiva richiamata dai carichi diminuisce il prelievo di energia attiva prelevata da RTN, ciò comporta una riduzione del fattore di potenza all'interfaccia e quindi in alcuni casi anche l'insorgere di penali in capo al distributore.

Una migliore gestione dell'energia reattiva prodotta da parte degli impianti produttori permetterà una riduzione del prelievo dell'energia reattiva dalla RTN.

Si propongono quindi due indicatori per valutare il buon esito del progetto da questo punto di vista:

INDICATORE DI QUALITA' N° 4:

$$\cos \varphi^{III} < \min(0.9, \cos \varphi^I)$$

INDICATORE DI QUALITA' N° 5:

$$PFDP^{III} < \min(76'492, PFDP^I) \quad (\text{€})$$

Le penali per basso f.d.p. eventualmente applicate da TERNA al distributore alla fine della sperimentazione, $PFDP^{III}$, dovranno essere minore fra quello all'inizio del progetto (76'492€) e quello del primo anno.

Uno degli elementi chiave per la riduzione delle penali sarà l'utilizzo del compensatore sincrono di potenza 2800 kVA che da solo è in grado di riportare entro i limiti sopra proposti la parte di rete alimentata da EX-Sit.

PERDITE IN RETE:

La GD determina controflussi di potenza verso i punti di scambio (RTN o altri distributori) e flussi di potenza non previsti nelle perdite convenzionali, per questo motivo una rete ad elevata GD presenta delle perdite maggiori rispetto ad una rete passiva "convenzionale".

Negli interventi del progetto si prevede anche il riassetto della rete in modo che vengano limitati al massimo i contro flussi di potenza MT/AT e sovraccarichi localizzati. Si ritiene quindi che un altro indicatore del buon esito del progetto possano essere le Perdite non dovute che nel 2009 sono state di circa 7'888'724 kWh.

INDICATORE DI QUALITA' N° 6:

$$PDIS^{III} < \min(7'888'724, PDIS^I)$$

Uno dei pericoli che introduce la GD è la possibilità che si verifichi il fenomeno dell'isola indesiderata, cioè che durante un'interruzione un produttore alimenti dei carichi in via autonoma e incontrollata. Un evento di questo tipo introdurrebbe diversi rischi, alcuni di sicurezza per via dei criteri di taratura delle protezioni, della variazione della potenza di cortocircuito della rete, altri di natura tecnica come ad esempio

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 31 di 63



problemi di gestione della successiva manovra di parallelo che allo stato attuale non è prevista dal regolamento di esercizio.

Lo scambio di informazioni tra la protezione di interfaccia e la RTU in cabina primaria e la riparametrizzazione della stessa dovrà permettere che sia scongiurato il fenomeno delle isole indesiderate. Per valutare questo aspetto del progetto si propone che durante il terzo anno di sperimentazione non si verifichi sugli impianti pilota MT il fenomeno dell'isola indesiderata.

INDICATORE DI QUALITA' N° 7:
PISL^{III} = 0

2. STATO D'AVANZAMENTO LAVORI

2.1 CRONOPROGRAMMA AGGIORNATO DEL PROGETTO

Allo stato attuale, il progetto pilota si trova nel corso del terzo anno di sviluppo e pur essendo in una condizione avanzata d'implementazione, alcune attività sono state riprogrammate a seguito di alcune contingenze legate principalmente a: l'insorgenza di complicazioni impreviste ed imprevedibili negli interventi di smantellamento dell'impianto dove sono installate le macchine che si ha intenzione di utilizzare come compensatore sincrono nell'impianto pilota n°4; la complessità riscontrata in corso di realizzazione del processo di migrazione dal vecchio sistema di telecontrollo al nuovo sistema SCADA. Questa attività essendo eseguita con la massima attenzione al fine di salvaguardare al meglio la qualità del servizio e garantire l'affidabilità nelle operazioni di conduzione della rete sta avendo una durata maggiore di quella prevista nel programma preliminare. Alcune altre criticità sono emerse nell'approvvigionamento di apparecchiature nuove e pertanto in fase di sviluppo da parte dei costruttori ed il loro inserimento nella nostre architetture impiantistiche esistenti. In **Figura 2.1-1** è riportato lo stato d'avanzamento delle singole voce del progetto nel cronoprogramma aggiornato. La fine della sperimentazione è prevista entro il 31.12.2014.

PRIMA FASE DEL PROGETTO

Raccolta dei dati per la modellazione delle rete

La prima fase del progetto risulta sostanzialmente completata. In particolare è stata effettuata una attività di codifica e modellazione delle rete elettrica MT raccogliendo le caratteristiche fisiche ed elettriche dei componenti di rete al fine di permettere la loro modellazione nei programmi di simulazione. A ogni tratto di linea MT omogenea è stato attribuito un codice di rete univoco, un nodo di partenza e un nodo di arrivo. Ogni cabina è stata codificata come uno o più nodi. Con questo criterio di codifica il modello della rete è esportabile su piattaforme di simulazione diverse mediante semplici elaborazioni. Al fine di utilizzare il modello su più piattaforme di calcolo è stato creato un archivio condiviso con il D.I.A.E.E. (Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica) contenente i dati relativi al modello di rete. La stessa base dati utilizzata per la simulazione della rete è ora utilizzata per la configurazione del sistema SCADA.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 32 di 63

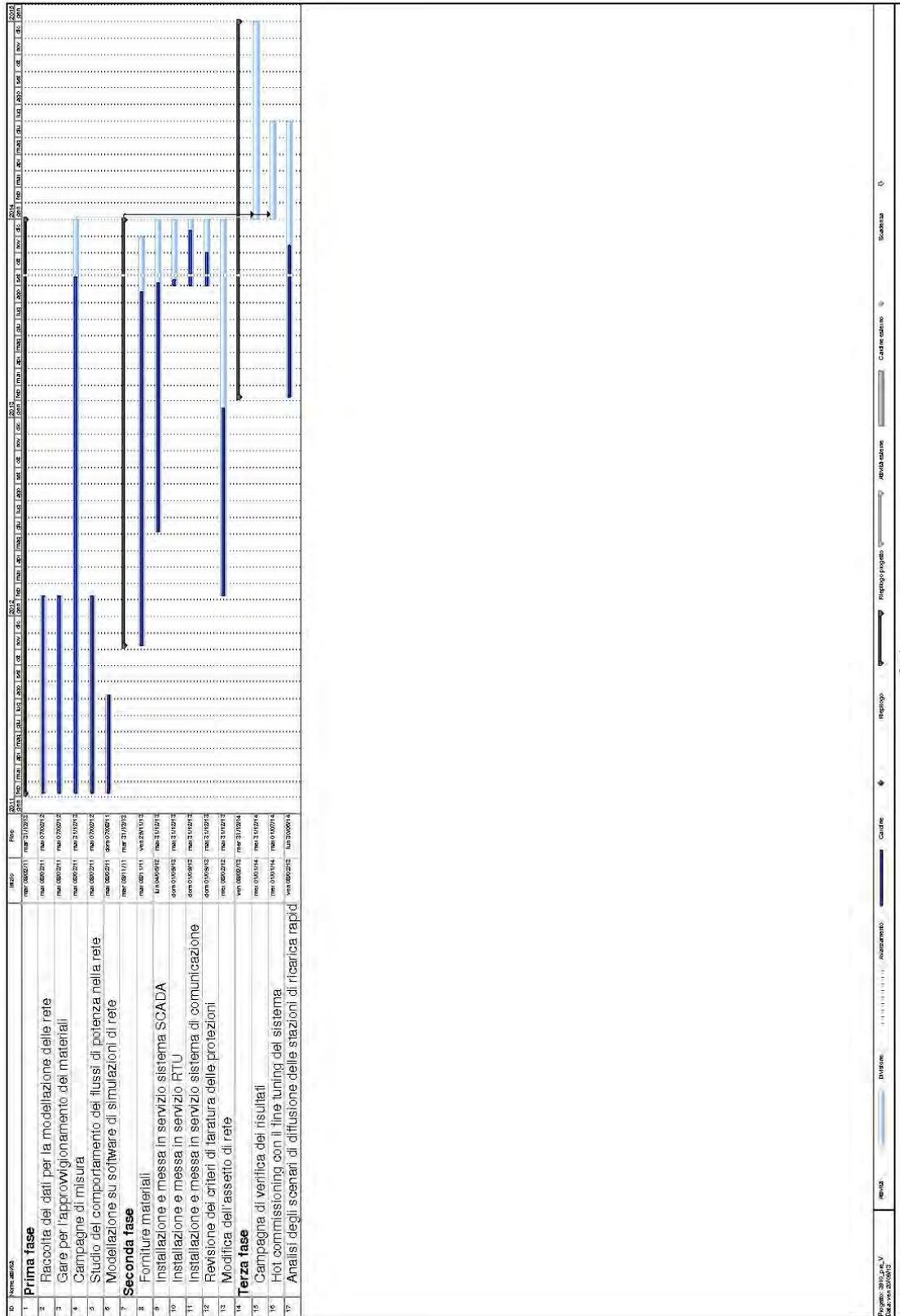
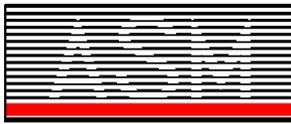


Figura 2.1-1 – Cronoprogramma aggiornato del progetto del progetto



Nella **Tabella 2-1** è rappresentata la situazione reale della tensione di esercizio delle linee MT in relazione alla tensione nominale della linea divisa per tipologia realizzativa, questa elaborazione, che deriva dai dati del modello di rete, è un risultato secondario del progetto. I lavori di cui a questa voce del progetto si ritengono conclusi a meno di eventuali aggiornamenti della rete.

Gare per l'approvvigionamento dei materiali

Sono stati formalizzati tutti gli ordini per la realizzazione della sperimentazione, per la consegna di alcuni componenti è stato necessario un tempo maggiore di quello ipotizzato nella fase preliminare. Si prevede comunque che entro il mese di ottobre saranno consegnati tutti i materiali.

Tensione Nominale (Vn)	Lunghezza delle linee MT (%)			Totale
	10	20		
Tensione Esercizio (Ve)	10	10	20	
Tipo Linea				
AD - Linee in conduttori nudi tralicci	0%	2%	1%	3%
AT - Linee in conduttori nudi pali	1%	27%	17%	45%
CA - Linee cavo aereo autoportante	0%	1%	0%	1%
CT - Linee in cavo interrato	6%	22%	25%	52%
Totale complessivo	7%	51%	42%	100%

Tabella 2-1 - Riepilogo della tensione di esercizio delle linee MT

Campagna di misura

Al fine di effettuare la valutazione dei benefici attesi dal progetto è stata avviata una campagna di misura volta a mettere a confronto i parametri di valutazione prima e dopo attivazione delle nuove funzionalità di regolazione. Le misure saranno effettuate anche con l'ausilio degli smart meter installati sulle cabine MT/BT lungo le linee di media tensione coinvolte nel progetto. Sono stati inoltre installati dei contatori di bilancio nelle cabine MT/BT e delle apparecchiature per la registrazione della qualità della tensione nelle cabine MT degli impianti pilota e nelle sbarre delle cabine primarie che li alimentano. Tramite il sistema AMR (Automatic Meter Reading) dei contatori elettronici sono in fase di registrazione e saranno poi raccolti i dati statistici mensili, relativi ai valori di tensione, massimi e minimi nell'arco del periodo di valutazione dei benefici attesi.

Studio del comportamento dei flussi di potenza nella rete

A supporto della sperimentazione è stato stipulato un contratto con il D.I.A.E.E. nell'ambito del quale viene definita la predisposizione della campagna di misura sulla rete 'ex ante' alla realizzazione del progetto pilota. Nell'ambito di questa collaborazione sono stati messi a confronto i flussi di potenza fra i due ambienti di simulazione diversi al fine di valutare la convergenza dei modelli e quindi la validità delle elaborazioni. Utilizzando quanto prodotto con le attività di modellazione della rete, è stato realizzato un modello dell'intera rete elettrica AT/MT di ASM Terni sia in ambiente PSAF (Power System Framework, CYME International), sia in ambiente CYMDIST (Distribution System Analysis, CYME International). Il modello è stato utilizzato all'inizio del progetto per le

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 34 di 63



valutazione preliminari e per la presentazione dell'istanza; attualmente tutti i dati della rete MT sono stati implementati sul software CYMDIST, acquistato da ASM Terni, che è in grado di produrre studi di load-flow, analisi delle correnti di cortocircuito, analisi dei carichi e analisi di scenari evolutivi della rete. Il D.I.A.E.E. ha prodotto la "Prima Relazione Tecnica" all'interno della quale è stato anche implementato il calcolo delle correnti di cortocircuito all'interno della rete considerando il contributo della generazione distribuita (maggiori informazioni sugli studi fatti sono riportati nell'Appendice A).

L'analisi dei flussi di potenza, eseguita con il modello di rete sviluppato, ha reso possibile evidenziare come, nelle varie condizioni di generazione e di carico esaminate, non si registrano situazioni critiche sia rispetto ai valori di tensione nei vari nodi della rete che la presenza di eventuali sovraccarichi. Tuttavia, per una valutazione più realistica del comportamento della rete, sia rispetto ai profili di tensione che ai possibili sovraccarichi (oltre alla stima dei contro flussi di potenza, del f.d.p. convenzionale e delle perdite), e soprattutto ai fini di una ulteriore validazione indiretta del modello di rete, si è deciso di effettuare una simulazione di dettaglio, su base oraria, di un intero giorno, tenendo conto di diagrammi di carico/generazione stimati. Per far ciò, si è deciso di realizzare una classificazione e tipizzazione dei carichi MT e BT, nonché di tutta la generazione, al fine di individuare i diagrammi tipici di ogni cluster, attraverso i quali (mediante una variazioni randomizzata degli stessi) ricostruire, ora per ora, condizioni realistiche di funzionamento, per riprodurre un andamento dei flussi di potenza quanto più simile possibile alle effettive condizioni di esercizio.

SECONDA FASE DEL PROGETTO

Forniture dei materiali

Sono stati consegnati i principali componenti necessari per la sperimentazione e sono in fase di consegna gli ultimi componenti mancanti per il completamento delle infrastrutture.

Installazione e messa in servizio sistema SCADA

Al fine di implementare le nuove logiche di regolazione è stato necessario fare l'upgrade del sistema di telecontrollo con un nuovo sistema SCADA, la cui architettura è riportata in **Figura 2.1-2**. In particolare si è proceduto attuando un processo di migrazione tra vecchio sistema di telecontrollo e nuovo sistema SCADA, che prevede un periodo di coesistenza dei due sistemi fino alla completa verifica del corretto funzionamento del nuovo. All'interno del nuovo sistema è stato ricostruito il modello del topologico della rete, successivamente si è verificato il funzionamento dei canali di comunicazione tra il nuovo sistema SCADA e vecchi periferici installati in campo. Questa attività è stata necessaria perché il nuovo sistema di telecontrollo dovrà comandare in campo anche alcuni periferici attivi con il vecchio sistema di telecontrollo. Particolarmente articolata si è dimostrata l'attività di verifica del corretto funzionamento degli apparati in campo con il nuovo sistema sia per quanto riguarda l'acquisizione delle misure e degli allarmi che per quanto riguarda l'invio di comandi. Completata questa verifica e fatti adeguati test relativamente la gestione dei dati della qualità del servizio si procederà allo spegnimento del vecchio sistema di telecontrollo e all'attivazione del nuovo SCADA (**Figura 2.1-3**). Consolidato il corretto funzionamento con le logiche "standard" del telecontrollo si avvieranno i test per quanto riguarda le nuove funzionalità "smart grid" di regolazione della tensione e dell'energia reattiva.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 35 di 63

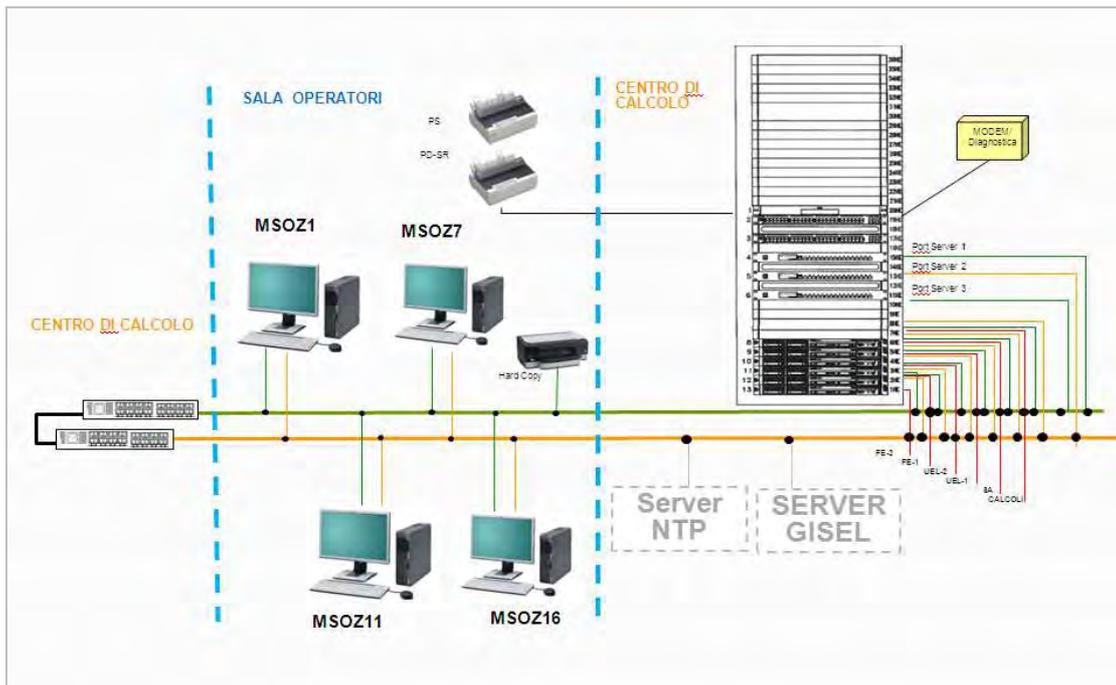


Figura 2.1-2 – Architettura del Nuovo Sistema SCADA

Installazione e messa in servizio RTU

Questa attività si divide fra le installazioni degli apparati nelle cabine primarie e quelli nelle cabine secondarie (impianti pilota). Le RTU nelle cabine primarie coinvolte nella sperimentazione, andranno in sostituzione di quelle "convenzionali". Tale attività è molto delicata in quanto richiede di nuovo la verifica del corretto funzionamento di tutti gli organi telecomandati e di tutti i segnali. Le RTU nelle cabine secondarie andranno in affiancamento di eventuali altri apparati di telecontrollo di cabina secondaria e saranno installate in ciascuno degli impianti pilota di produzione. Il loro collegamento prevede lo scambio di segnali con i produttori coinvolti al fine di implementare le logiche di regolazione della tensione e del sistema anti-islanding. Successivamente a questa attività sarà possibile l'avvio della sperimentazione delle nuove funzionalità nelle cabine primarie.

Installazione e messa in servizio sistema di comunicazione

Il sistema di comunicazione fra lo SCADA centrale e i periferici in cabina, risulta uno degli elementi nuovi all'interno dell'attuale architettura di comunicazione del sistema di telecontrollo di ASM, basato al momento su linee telefoniche dedicate. Il nuovo sistema basato su antenne radio a 5GHz e risulta essere una significativa evoluzione dell'infrastruttura di telecomunicazione aziendale, e la sua implementazione darà la possibilità di numerose diverse applicazioni oltre che quelle relative al progetto pilota. Anche questo è un importante risultato della sperimentazione del progetto in corso.

Allo stato attuale sono arrivati e sono stati installati gran parte degli apparati in campo e sono in fase di realizzazioni i test di funzionamento in bianco, in attesa che siano installate e attivate le RTU per le prove effettive. Nelle **Figura 2.1-4**, **Figura 2.1-5** e



Figura 2.1-6 sono riportate le installazioni delle antenne sulla sede ASM, nell'impianto pilota numero 5 e nell'impianto pilota numero 1.



Figura 2.1-3 – Nuovo Sistema SCADA

Revisione dei criteri di taratura delle protezioni

All'interno della "Prima Relazione Tecnica" del D.I.A.E.E. è stata sviluppata l'analisi delle correnti di cortocircuito in rete necessaria per le prime valutazioni sulla revisione dei criteri di taratura delle protezioni.

Le indagini preliminari svolte hanno evidenziato che i criteri di taratura delle protezioni garantiscono la sicurezza della rete anche con una elevata presenza delle generazione distribuita. E' tuttavia emersa la necessità di ulteriori indagini, ad esempio, sul comportamento delle protezioni delle unità sincrone di generazione direttamente interconnesse alle sbarre di stazione durante i guasti di linee derivate dalle stesse sbarre. Alcuni studi in merito alla revisione dei criteri di taratura delle protezioni sono riportate nell'Appendice A.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 37 di 63



Figura 2.1-4 –Antenna del nuovo sistema di comunicazione installata presso la sede ASM

Con particolare riferimento al problema di scongiurare il fenomeno dell'isola indesiderata, è prevista la revisione delle attuali criteri di taratura delle protezioni di interfaccia dei produttori degli impianti pilota. E' previsto che le apparecchiature delle cabine secondarie attuino le logiche necessarie per evitare il fenomeno dell'isola indesiderata. L'implementazione di queste funzionalità sarà realizzata attraverso delle evolute RTU di cabina secondaria che sono in fase di installazione.

Modifica dell'assetto di rete

Sulla base delle valutazioni effettuate con il modello della rete attraverso le simulazioni, è prevista una rivalutazione dell'assetto di rete. Un elemento che compone questa parte di sperimentazione è l'impianto pilota 6 nel quale si prevede l'utilizzo di un generatore sincrono come compensatore. Tale macchina faceva parte di un impianto di incenerimento in disuso che è in fase di smantellamento e che sarà disponibile per la sperimentazione solo al termine di questo lavoro.

TERZA FASE DEL PROGETTO

La terza fase del progetto non è ancora iniziata, le attività che sono previste al suo interno sono:

- Campagna di verifica dei risultati
- Hot commissioning con il fine tuning del sistema;
- Analisi degli scenari di diffusione delle stazioni di ricarica rapida.



Figura 2.1-5 – Antenna del nuovo sistema di comunicazione installata presso l'impianto pilota numero 4



Figura 2.1-6 – Antenna del nuovo sistema di comunicazione installata presso l'impianto pilota numero 1



2.2 ACCORDI CON SOGGETTI TERZI

Nell'anno 2009, prima della presentazione dell'istanza all'AEEG per autorizzare il progetto pilota di Smart Grids, ASM Terni Spa ha sottoscritto un accordo con il D.I.A.E.E. (Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica) dell'Università "Sapienza" di Roma, ai fini della modellazione della rete e dell'analisi dell'impatto delle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici.

Come naturale prosecuzione dell'accordo di collaborazione di cui sopra è stato affidato al D.I.A.E.E. un contratto di ricerca specifico per le attività del Progetto Pilota a luglio 2011 denominato: "Studi per la valutazione dell'impatto sulla rete di distribuzione MT/BT dell'ASM Terni degli interventi previsti dal Progetto Pilota Smart Grids ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il GAS".

Relativamente agli impianti da realizzare nelle cabine secondarie dei Produttori sono stati sottoscritti degli accordi preliminari con loro, con lo scopo di:

- massimizzare la continuità d'esercizio degli impianti;
- massimizzare la potenza immettabile in rete da generazione distribuita;
- minimizzare le perdite in rete;
- ottimizzare la regolazione della tensione.

2.1 COSTI SOSTENUTI

Sono stati definiti tutti gli ordini previsti nella sperimentazione, anche se allo stato attuale non ne risulta nessuno entrato completamente in esercizio. Questo perché la loro attivazione è finalizzata al progetto pilota è necessitano quindi della completata architettura dell'infrastruttura per il corretto funzionamento. Sono in fase di installazione e attivazione tutte le apparecchiature previste nell'architettura del sistema.

DESCRIZIONE ORDINE	FORNITORE	STATO ORDINE
CONTATORI DI BILANCIO	Landis + gyr S.p.A.	EMESSO
SISTEMA DI RACCOLTA DATI QUALITA' TENSIONE BT (tramite il sistema AMR)	ERICSSON TELECOMUNICAZIONI S.p.A.	EMESSO
CONTRATTO DI RICERCA	DIAEE - Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica della "Sapienza" Università di Roma	EMESSO
SOFTWARE MODELLAZIONE RETE	CYME DIST	EMESSO
UPGRADE TELECONTROLLO	SIEMENS S.p.A	EMESSO
SISTEMA SCADA	SIEMENS S.p.A	EMESSO
RTU E SISTEMA DI COMUNCAZIONE	SIEMENS S.p.A	EMESSO
MODIFICHE HARDWARE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	SOLARIA ENERGY S.r.l.	EMESSO
MODIFICHE SOFTWARE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	POWER ONE	IN EMISSIONE
QUADRO DI REGOLAZIONE COMPENSATORE SINCRONO	A & I S.r.l. - Automazione & Ingegneria	EMESSO
QUADRO MT	IMESA S.p.A.	EMESSO
INGEGNERIA	GENERAZIONE ENERGIA ITALIA & WORD S.r.l.	EMESSO
SISTEMA DI MISURA QUALITA DELLA TENSIONE MT	TW - TEAMWERE S.r.l.	EMESSO
STAZIONE DI RICARICA RAPIDA	SIEMENS S.p.A	EMESSO

Tabella 2-2 - Riepilogo degli ordini emessi per la sperimentazione

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 40 di 63

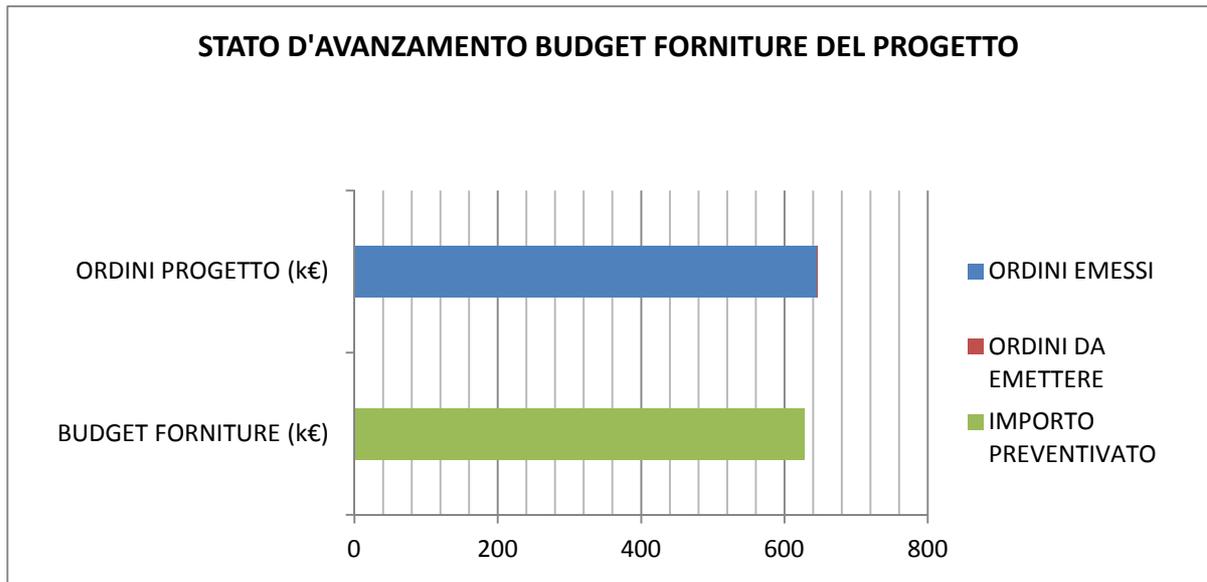


Figura 2.1-1 – Stato d'avanzamento dei costi sostenuti per le forniture

3. COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO

Le attività nel campo delle smart grid partono per ASM a seguito di alcune condizioni favorevoli che si sono verificate per lo sviluppo di questa tecnologia, quali:

- gli interventi fatti per l'installazione dei contatori elettronici e per il loro utilizzo per la gestione della qualità del servizio nel regime di cui all'articolo 11.1.c dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 198/11 (TIQE) – rilevazione del numero reale degli utenti coinvolti nelle interruzioni lunghe o brevi tramite l'uso dei contatori elettronici;
- l'intensa diffusione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili nel territorio;
- la presenza storica di importanti impianti di produzione connessi alla rete MT;
- la necessità da parte del distributore di intraprendere delle azioni a tutela della qualità del servizio in termini di interruzioni e di regolazione della tensione a fronte dell'aumento degli impianti di produzione.

A seguito di tutto ciò ASM ha stipulato un accordo di collaborazione con il D.I.A.E.E. (Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica) dell'Università "Sapienza" di Roma al fine di valutare il potenziale impatto di stazioni di ricarica convenzionali per veicoli elettrici nella rete elettrica, si è creato un contesto favorevole per la raccolta dei dati della rete elettrica e per lo sviluppo di un modello della rete elettrica.

Come conseguenza di questo accordo nasce quindi nel 2010, l'idea di un progetto pilota, con lo scopo principale di sviluppare un modello della rete che permetta la



sperimentazione delle principali funzionalità "smart grid" attraverso il coinvolgimento dei principali produttori connessi in rete.

Ulteriori opportunità generate dal progetto pilota sono il rinnovo del sistema di telecontrollo e l'avvio di investimenti nel settore della mobilità elettrica, settore potenzialmente di grande interesse per i distributori. Inoltre la possibilità di investire su settori innovativi ha generato la possibilità di acquisire competenze e tecnologie per lo sviluppo di nuovi progetti nonché di accedere a finanziamenti.

Un interessante aspetto del progetto che era stato individuato come un possibile elemento critico è il coinvolgimento dei produttori. La risposta di questi soggetti è stata invece estremamente collaborativa con manifestazione di grande interesse alla partecipazione alla sperimentazione. Il miglioramento della qualità del servizio e la stabilizzazione della tensione sono risultati elementi di grande attenzione per i produttori per i quali in alcuni casi anche interruzioni transitorie o brevi comportano il rischio della fermata dell'impianto con la conseguente necessità di riavviamento, con perdite quindi di produzione. Un altro aspetto che si è dimostrato di indubbio interesse da parte dei produttori è la possibilità di scongiurare il fenomeno dell'isola indesiderata che potenzialmente può causare guasti agli impianti e quindi fermate di produzione ancora più significative.

Sono state riscontrate alcune difficoltà nell'implementazione delle modifiche necessarie ad alcuni impianti per la regolazione del fattore di potenza. Per estendere l'effettivo coinvolgimento dei produttori alla regolazione della tensione risultano a volte necessarie modifiche significative agli apparati di produzione.

L'elemento che fino a questo momento ha avuto più impatto nel progetto comunque è stato il cambiamento dello scenario, in particolare la drastica riduzione dei nuovi impianti di produzione MT che sta comportando un riduzione dell'urgenza di intervenire per aumentare la caricabilità della rete. Critiche risultano comunque gli aspetti relativi al fattore di potenza e alla regolazione della tensione.

Viceversa il continuo aumento degli impianti connessi in BT sta rendendo sempre più urgenti degli interventi sulla rete di BT che nasce come una rete puramente radiale e per carichi passivi. Ulteriore preoccupazione è introdotta dal possibile sviluppo della mobilità elettrica, per la cui diffusione saranno necessari adeguati investimenti anche sulla rete BT sia per quanto riguarda la distribuzione, sia per quanto riguarda la misura (per modalità e per gestione delle informazioni). In particolare sta emergendo la necessità di valutare come integrare le informazioni provenienti dai sistemi AMR a quelli di telecontrollo della rete MT.

E' chiaro comunque che per valutare i risultati della sperimentazione sarà necessario attendere il suo completamento alla fine dell'anno 2014. In questo modo sarà possibile mettere in relazione gli indicatori dei benefici attesi individuati nel Paragrafo 1.9 tra prima e dopo l'attivazione degli impianti pilota. Oltre che la valutazione degli indicatori proposti, le misure effettuate saranno utilizzate come ulteriore strumento di validazione del modello di rete sviluppato e per approfondire quindi la ricerca nell'ambito del progetto.



4. PARTNER DEL PROGETTO

SCHEDA UNITÀ DI RICERCA

Il partner scientifico di questo progetto è il **DIAEE - Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica** della **"Sapienza" Università di Roma**.

L'unità di ricerca², coordinata dal **Prof. Alberto GERI**, ha affiancato ed affiancherà l'ASM negli studi di rete relativi alle valutazioni "ex ante" ed "ex post" sulle porzioni di rete attive interessate dal progetto pilota, e sulla rete di distribuzione nella sua interezza (cfr Appendice A). Ha fornito e continuerà a fornire la propria consulenza nelle attività di progettazione dell'impianto pilota, e nella valutazione dei risultati ottenuti dalla sperimentazione effettuata.

I componenti l'unità di ricerca sono:

Prof. Fabio Massimo	GATTA	Professore Associato	
Prof. Alberto	GERI	Professore Associato	<i>Responsabile unità</i>
Prof. Massimo	POMPILI	Professore Associato	
Prof. Stefano	LAURIA	Ricercatore Universitario	
Ing. Marco	MACCIONI	Assegnista di Ricerca	
Ing. Luca	LANDOLFI	Dottore di ricerca	(giugno 2013)
Ing. Gianluca	PETRONI	Dottore di ricerca	(settembre 2013)
Prof. Carlo	MAZZETTI	Professore Ordinario	(in pensione da ottobre 2013)
Prof. Giuseppe Maria	VECA	Professore Ordinario	(in pensione da ottobre 2012)

Nello specifico, l'unità di ricerca si è occupata e/o si occuperà di:

- studiare i flussi di potenza nell'intera rete di distribuzione al fine di:
 - individuare i colli di bottiglia e stimare i benefici derivanti dalla loro rimozione;
 - valutare gli effetti di possibili ulteriori allacci di generazione distribuita in MT e BT;
 - valutare le perdite in rete prima e dopo gli interventi bonifica/riassetto;
- analizzare possibili scenari legati alla diffusione sul territorio comunale di stazioni

2

L'unità di ricerca coordinata dal Prof. Alberto Geri dal 22.12.2009 ha in essere con l'A.S.M. di Terni un accordo di collaborazione relativo a "STUDI DI RETE PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO DEI SISTEMI DISTRIBUITI DI ALIMENTAZIONE (PUBBLICI E/O PRIVATI) ADIBITI ALLA RICARICA DEI MOTOCICLI IBRIDI DI NUOVA GENERAZIONE". Con questo accordo le parti si sono impegnate a collaborare in attività di ricerca tecnico-scientifica, di sperimentazione e di analisi riguardanti la rete elettrica di distribuzione MT/BT esercitata dall'Azienda. Più specificatamente, gli studi di rete riguarderanno la valutazione dell'impatto dei sistemi distribuiti di ricarica convenzionale e rapida di veicoli elettrici ed ibridi plug-in, sia pubblici che privati, unitamente ad una analisi e pianificazione dei conseguenti adeguamenti infrastrutturali delle reti di distribuzione che, nel medio-lungo periodo, si renderanno necessari per soddisfare la domanda di questo mercato emergente.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 43 di 63



di ricarica convenzionale/rapida interconnesse alla rete di distribuzione. Questi studi riguarderanno:

- la caricabilità della rete attuale e futura con questi sistemi di ricarica;
- i disturbi che eventualmente tali sistemi possono immettere in rete ed i loro prevedibili effetti;
- la possibilità, in relazione alla loro diffusione sul territorio, di impiegarli, se eventualmente interconnessi al sistema automatico di gestione e controllo della rete, come sistema di storage dinamico per la regolazione fine della tensione;
- effettuare estesi studi di rete al fine di:
 - individuare criteri e tecniche di regolazione della tensione, anche con il coinvolgimento diretto dei produttori;
 - analizzare la risposta in frequenza della rete;
 - determinare scenari di evoluzione delle correnti di corto circuito;
 - rivedere gli attuali criteri d'intervento ed i settaggi delle protezioni in CP.

5. ALLEGATI

Si allegano al presente stato d'avanzamento due elaborati: "Studi di rete" prodotto dal Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica (DIAEE) - "Sapienza" Università di Roma nell'ambito delle attività in corso sulle "Smart Grids" (APPENDICE A) e "Progetto Pilota Smart Grids" prodotto da Siemens SpA - *Infrastructure & Cities* nell'ambito del rinnovo del sistema di telecontrollo e dell'implementazione del nuovo sistema SCADA. Nel primo documento sono riportati i principali risultati degli studi effettuati nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ASM e il DIAEE e del contratto di ricerca stipulato sempre tra ASM e DIAEE. Nel secondo documento "Allegato 1" sono riportati alcuni approfondimenti tecnici sulle caratteristiche e sulle funzionalità: del nuovo sistema SCADA, degli apparati periferici e del sistema di comunicazione.

APPENDICE A – Studi di rete

Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica (DIAEE) - "Sapienza" Università di Roma

ALLEGATO 1 – PROGETTO SMART GRIDS

*SIEMENS SpA
Infrastructure & Cities*

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 44 di 63



APPENDICE A

Studi di rete

Sono di seguito riportati i principali risultati degli studi ad oggi effettuati nell'ambito dell'**Accordo di collaborazione** tra ASM e DIAEE [1], e del **Contratto di ricerca**, stipulato sempre fra ASM e DIAEE [2], finalizzato al "Progetto pilota smart grids".

I principali obiettivi che sono stati perseguiti nell'attuazione dell'*Accordo di collaborazione* e del successivo *Contratto di ricerca* [3][4][7] riguardano:

- la rappresentazione ed analisi dell'attuale rete elettrica di distribuzione MT/BT mediante moderni ed avanzati programmi di simulazione (al riguardo sono stati impiegati, in prima istanza, PSAF e CYMDIST della CYME International, successivamente, PSSE della Siemens, package in ambiente Matlab e/o Scilab nonché programma sviluppati "ad hoc" su piattaforme HPC);
- l'individuazione dei limiti di caricabilità dell'attuale rete di distribuzione, sia rispetto all'incremento delle utenze, che rispetto all'installazione diffusa di sistemi di ricarica convenzionali e/o rapidi di veicoli elettrici;
- la caratterizzazione teorico-sperimentale delle stazioni di ricarica sia convenzionali che rapide, e la successiva definizione del loro modello rappresentativo da implementare all'interno dei programmi di simulazione della rete;
- la definizione e successiva analisi di scenari evolutivi, sia a breve-medio termine che a medi-lungo termine, relativi ad ipotetiche interconnessioni in rete di un numero progressivamente crescente di stazioni di ricarica convenzionale e/o rapida, e di micro generazione distribuita da fonte rinnovabile;
- la valutazione specifica dell'impatto sulla rete elettrica delle stazioni di ricarica convenzionali e/o rapide, sia rispetto all'entità ed all'ubicazione dei carichi, che ai livelli di distorsione armonica da essi immessi in rete (power quality);
- l'individuazione di soluzioni innovative per gli adeguamenti strutturali della rete di distribuzione pubblica (variazioni di assetto e/o potenziamenti) in funzione dei prevedibili scenari evolutivi a breve-medio termine.

Nell'ambito delle attività di collaborazione l'ASM Terni, supportata dall'Università di Roma, acquisirà il know-how necessario per gestire avanzati e moderni strumenti di rappresentazione e di analisi delle reti elettriche di distribuzione. Con questi strumenti, potranno essere pianificati interventi strutturali sulla rete di distribuzione, valutando preventivamente gli effetti di eventuali potenziamenti e/o di variazioni di assetto in funzione delle prevedibili evoluzioni delle utenze a breve-medio termine. Potranno altresì essere effettuate analisi predittive sugli effetti dell'interconnessione in rete di aliquote crescenti di generazione distribuita da fonte rinnovabile, evidenziando eventuali possibili

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 45 di 63



criticità di esercizio, e stimando gli effetti di contingenze più o meno severe [5][6][8]. L'Azienda sarà così in grado di garantire e di migliorare nel tempo la qualità del servizio offerto, sia rispetto alla riduzione delle perdite in rete, che rispetto alla riduzione del numero e della durata delle interruzioni.

L'Università di Roma, dal canto suo, avrà la possibilità studiare scenari realistici basati su di una rete elettrica di distribuzione pubblica completamente caratterizzata ed adeguatamente monitorata. Su questa rete potranno essere effettuate sperimentazioni e campagne di misura ad hoc finalizzate alla definizione e validazione dei modelli di simulazione impiegati. I risultati ottenuti con questi studi potranno essere generalizzati ed assunti come una credibile valutazione dell'impatto che le stazioni di ricarica avranno sull'attuale sistema elettrico di distribuzione pubblica gestito dalle aziende municipalizzate, essendo questo ben rappresentato dalla rete dell'ASM Terni.

La stretta collaborazione fra ASM Terni ed Università di Roma consentirà quindi di stimare, nel medio-lungo periodo, l'impatto sulla rete dei sistemi di ricarica convenzionali e veloci di veicoli elettrici. Più specificatamente, si è prevista l'installazione di più colonnine di ricarica convenzionale ed almeno una stazione di ricarica rapida, al fine di iniziare una effettiva sperimentazione in campo di una mobilità urbana eco-sostenibile basata su veicoli sia ibridi plug-in che elettrici ed, eventualmente, di pianificare gli eventuali adeguamenti infrastrutturali necessari a soddisfare le richieste di questo mercato emergente.

A.1 Modellazione della rete

Il principale risultato della collaborazione fra ASM Terni e DIAEE è la realizzazione del modello dell'intera rete di distribuzione: l'intera rete MT, e parte della rete BT, sono state modellate mediante i software commerciali PSAF (Fig. A.1-1) e CymDist della CYME International Inc., e PSSE della Siemes (tutti operanti in ambiente Windows), nonché alcuni software proprietari di provata affidabilità e sviluppati su piattaforma HPC (High Performance Computing, i.e. Cluster Linux in ambiente operativo Debian) realizzati in linguaggio FORTRAN, in ATP/EMTP od anche negli ambienti di programmazione ad alto livello Matlab (avvalendosi del package MatPower) e Scilab.

Il modello di rete ha consentito di effettuare studi di load flow, valutazioni delle correnti di corto ed analisi in frequenza, da cui è scaturita una prima valutazione del comportamento della rete rispetto alle problematiche connesse con l'esercizio nelle attuali condizioni di "carico" (sia attivo che passivo). È stato altresì possibile effettuare delle stime preliminari sull'impatto che una crescente penetrazione della generazione distribuita e dei sistemi di ricarica convenzionali e rapidi possono avere sull'esercizio della rete di distribuzione.

Sono state poi verificate le correnti di corto circuito in tutti i punti della rete. Successivamente, sono state introdotte alcune porzioni della rete di distribuzione BT. Su queste porzioni di rete sono stati effettuati studi di power quality e per individuare i limiti di caricabilità a fronte di una penetrazione progressiva di carichi distribuiti rappresentativi di stazioni di ricarica convenzionali per motoveicoli ibridi ed elettrici.

Del modello di rete realizzato con PSAF è stato quindi effettuato il porting in CYME 5.04 Power Engineering Software (che è la versione aggiornata del software di simulazione della CYME).

Grazie a questa nuova implementazione dell'ambiente di simulazione, Cyme 5.04, è stata possibile una modellazione più accurata dei sistemi di generazione, ed in

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 46 di 63



particolare di quelli associati alle fonti rinnovabili (e.g., fotovoltaico, eolico, biomasse, ecc.).

I nuovi tools introdotti in questa versione aggiornata includono:

- Long-Term Dynamics Analysis;
- Single-phase Distributed Energy Resources (DER) short-circuit contribution;
- Anti-Islanding protection for inverter-based distributed generation (DG).

Sono stati altresì migliorati i moduli relativi all'analisi dei flussi di potenza, del posizionamento ottimale dei condensatori e del comportamento in frequenza della rete. È stato introdotto un nuovo strumento di pianificazione della rete basato sull'Optimal Power Flow (OPF), che trova automaticamente i migliori settaggi dei componenti di rete per soddisfare specifici obiettivi a fronte di assegnati vincoli. Possono essere scelti 11 differenti obiettivi (sia individualmente che simultaneamente) tra i quali:

- minimize reactive power losses
- minimize load shedding
- maximize flat voltage profile
- minimize fuel cost

Il modulo controlla ed interviene sui settaggi dei sistemi di generazione, sul rapporto di trasformazione dei trasformatori, sui carichi interessati all'eventuale 'load shedding' e sui banchi di condensatori variabili. Rispetto ai problemi di esercizio delle reti di distribuzione con elevata penetrazione della GD il CYME 5.04 offre anche un'analisi della protezione contro la formazione di isole indesiderate, che è implementata per i dispositivi accoppiati elettronicamente alla rete (e.g., PV, turbine eoliche, micro turbine, celle a combustibile). I controlli sono attivati quando viene riscontrata la formazione di un'isola indesiderata durante transitori elettromagnetici, al fine di disconnettere tutta la GD che non soddisfa opportuni vincoli di tensione e di frequenza.

A.2 Calcoli dei flussi di potenza

Rispetto al calcolo dei flussi di potenza, gli ambienti di simulazione hanno fornito risultati assolutamente convergenti per tutte le condizioni esaminate. In particolare, sono risultati praticamente coincidenti i profili di tensione ed i transiti di potenza nei componenti della rete.

Inoltre, ad ulteriore conferma della accuratezza dei modelli di rete implementati con i due ambienti di simulazione, i valori ottenuti sono risultati congruenti con i valori normalmente rilevati in rete dai sistemi di misura.

Con riferimento all'attuale configurazione di rete, è stata effettuata l'analisi dei flussi di potenza nella condizione di massimo carico delle utenze passive, e per diverse condizioni operative della GD, ovvero:

- con tutta la GD disconnessa dalla rete (cfr § A.2.1);
- con parte della GD interconnessa alla rete (i.e., con tutta la GD interconnessa fatta esclusione del fotovoltaico) ed operante ai valori nominali delle unità di generazione (cfr § A.2.2);
- con tutta la GD interconnessa alla rete ed operante ai valori nominali



delle unità di generazione (cfr § A.2.3).

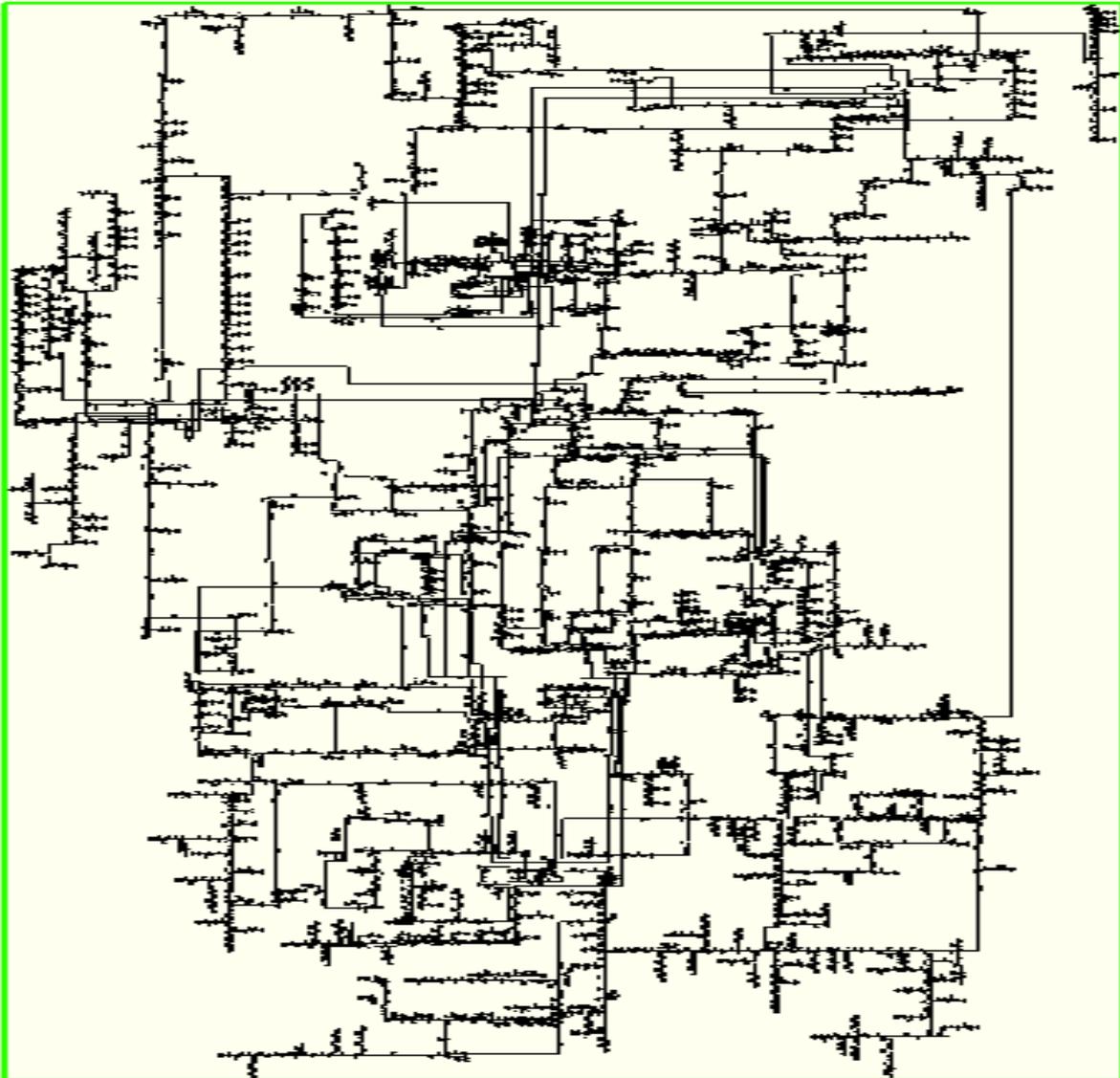
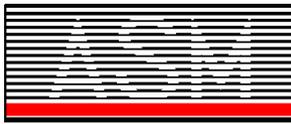


Figura A.1-1: Layout delle rete MT tracciato con PSAF.

A.2.1 La rete passiva

I valori riepilogativi del calcolo dei flussi di potenza della rete interamente passiva al massimo carico delle utenze passive sono riportati nella Tabella A.2.1-1. Da tali valori si deduce un fattore di potenza globale pari a **0.9498**. Le perdite complessive sono **3.54%** della potenza attiva totale assorbita dalla rete.



Summary Data	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]
Total generation	48,523.234	15,989.439
Spinning reserve	0.000	(Excluding utility connection).
Static Load	46,804.680	15,196.209
Shunt loads	0.000	0.000
Motor loads	0.000	0.000
Total load	46,804.680	15,196.209
Line / cable losses	1,132.234	-3,504.104
Transformer losses	586.422	4,296.379
Total losses	1,718.656	792.275
Mismatches	-0.102	0.955

Tabella A.2.1-1: Dati riepilogativi del "load flow" della rete interamente passiva.

A.2.2 La rete passiva con la GD esclusi gli impianti fotovoltaici

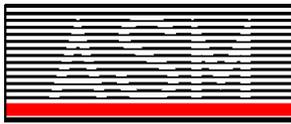
I valori riepilogativi del calcolo dei flussi di potenza della rete interamente passiva (al massimo carico delle utenze passive) con parte della GD interconnessa (i.e., con tutta la GD interconnessa fatta esclusione del fotovoltaico) ed operante ai valori nominali delle unità di generazione sono riportati nella Tabella A.2.2-1. Da tali valori si deduce un fattore di potenza globale pari a **0.8279**. Le perdite complessive sono **4%** della potenza attiva totale assorbita dalla rete.

Summary Data	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]
Total generation	48,752.828	21,076.428
TERNA(+)	31,110.610	12,092.190
TERNA(-)	-22,477.760	8,984.210
GD	40,120.000	0.000
Spinning reserve	-1,197.000	(Excluding utility connection.)
Static Load	46,804.680	15,196.209
Shunt loads	0.000	0.000
Motor loads	0.000	0.000
Total load	46,804.680	15,196.209
Line / cable losses	1,251.688	-3,351.533
Transformer losses	696.531	9,230.840
Total losses	1,948.219	5,879.307
Mismatches	-0.070	0.91

Tabella A.2.2-1: Dati riepilogativi del "load flow" della rete passiva con la tutta la GD interconnessa fatta esclusione degli impianti fotovoltaici.

A.2.3 La rete passiva con tutta la GD interconnessa

I valori riepilogativi del calcolo dei flussi di potenza sono riportati nella Tabella A.2.3-1. Da tali valori si deduce un fattore di potenza globale pari a **0.7860**. Le perdite complessive sono **4.53%** della potenza attiva totale assorbita dalla rete. In questa condizione di esercizio della GD interconnessa alla rete si sono rilevati controflussi di



potenza pari a circa il **60%**. della potenza attiva totale assorbita dalla rete.

Summary Data	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]
Total generation	49025.63	22.784,346
TERNA(+)	28,921.070	11,993.510
TERNA(-)	-29,400.040	10,790.830
GD	49,504.600	0.000
Spinning reserve	-1.197,000	(Excluding utility connection.)
Static Load	46.804,672	15.196,206
Shunt loads	0,000	0,000
Motor loads	0,000	0,000
Total load	46.804,672	15196.21
Line / cable losses	1.238,766	-3.377,520
Transformer losses	982,281	10.964,719
Total losses	2.221,047	7.587,199
Mismatches	-0,090	0,940

Tabella A.2.3-1: Dati riepilogativi del "load flow" della rete passiva con tutta la GD interconnessa.

A.2.4 Conclusioni

Rispetto all'attuale assetto di rete, si è evidenziato che, nello scenario di massimo carico reale, la rete non presenta particolari criticità (i limiti di tensione ed ancor più quelli di potenza sono sostanzialmente rispettati) come per altro confermato dall'esercizio. Anzi, molte delle linee presentano un transito di potenza inferiore al 50% della loro capacità nominale. Il che, con le dovute cautele, lascia intendere che esistono dei margini di caricabilità della rete, o almeno di alcune sue parti, che possono essere sfruttati, magari previo rimozione di alcuni colli di bottiglia evidenziati dalle simulazioni, al fine di aumentare la possibilità di interconnessione e l'efficienza complessiva del sistema.

Le simulazioni effettuate hanno anche consentito una valutazione preliminare del comportamento della rete in relazione a prevedibili scenari di penetrazione della generazione distribuita e di evoluzione delle utenze passive, che hanno evidenziato l'insorgenza di possibili criticità di esercizio per la rete nel medio-lungo termine (e.g., riduzione del f.d.p. all'interfaccia con TERNA e conseguente aumento delle penali, aumento delle perdite in rete non riconosciute dall'Autorità, "instabilità" del profilo di tensione, raggiungimento del limite di caricabilità della rete).

Attraverso i calcoli di "load flow" è stato possibile evidenziare gli effetti, non trascurabili, della GD sia sulle perdite in rete che sul fattore di potenza convenzionale all'interfaccia con TERNA: le perdite totali, rispetto alla rete totalmente passive, si incrementano del 29,23% (quelle nei trasformatori si incrementano del 67.50%) quando alla rete viene interconnessa tutta la GD, e con le singole unità di generazione che immettono la loro potenza nominale; per contro, in queste condizioni di esercizio, il fattore di potenza globale si riduce, e passa dal 0.9498 della rete totalmente passiva, al 0.7860 della rete attiva, che presenta anche un controflusso di potenza pari a circa il 60%.

Nelle successive fasi di questa ricerca verrà predisposta, ovviamente in collaborazione con l'ASM Terni, una campagna di misure "ad hoc", al fine di ottenere una validazione di dettaglio dei modelli di rete implementati con i due ambienti di



simulazione.

Verrà quindi effettuata un'estesa analisi parametrica della risposta della rete nelle condizioni ordinarie di esercizio e rispetto alle presumibili evoluzioni delle utenze (passive e/o attive - i.e. generazione distribuita da fonte rinnovabile -), al fine di pianificare interventi sulla struttura (e.g., rimozione dei colli di bottiglia, variazioni di assetto, ecc.) sulle modalità di esercizio (e.g., "smartizzazione" della rete o di parte di essa, coinvolgimento diretto dei produttori nel controllo del profilo di tensione, ecc.) che possano prevenire e/o mitigare l'insorgenza delle temute criticità.

A.3 Caricabilità ed analisi armonica di due tipiche reti in BT

Al fini di stimare la hosting capacity e di valutare la risposta armonica delle reti di bassa tensione, sono state dettagliatamente esaminate due tipiche reti di BT (Fig. A.3-1), una situata nel centro storico della città (denominata "Olmo") e l'altra, situata nella zona ovest della città, con un'utenza di tipo residenziale (denominata "Arno").

A.3.1 Studio della rete BT denominata "Arno"

La rete BT di tipo residenziale ubicata a Terni ovest, denominata "Arno", è riportata in Figura A.3.1-1. Essa alimenta un carico prettamente di tipo civile ed origina dalla cabina secondaria 20/0.4 kV da 400 kVA facente parte della dorsale a 20 kV che si attesta sulla cabina primaria di Terni Ovest2.

La rete ha una estensione totale di linee pari a 5.377 km, alimenta 180 utenze per una totale potenza contrattuale di 547.5 kW.

Si estende su una superficie di 146320 m² ed ha densità di carico pari 0.037 kW/m² ovvero 0.29 kW/m di linea.

Questa rete è stata simulata mediante PSAF, al fine di eseguire lo studio di caricabilità e l'analisi del disturbo armonico introdotto dalle colonnine di ricarica.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 51 di 63

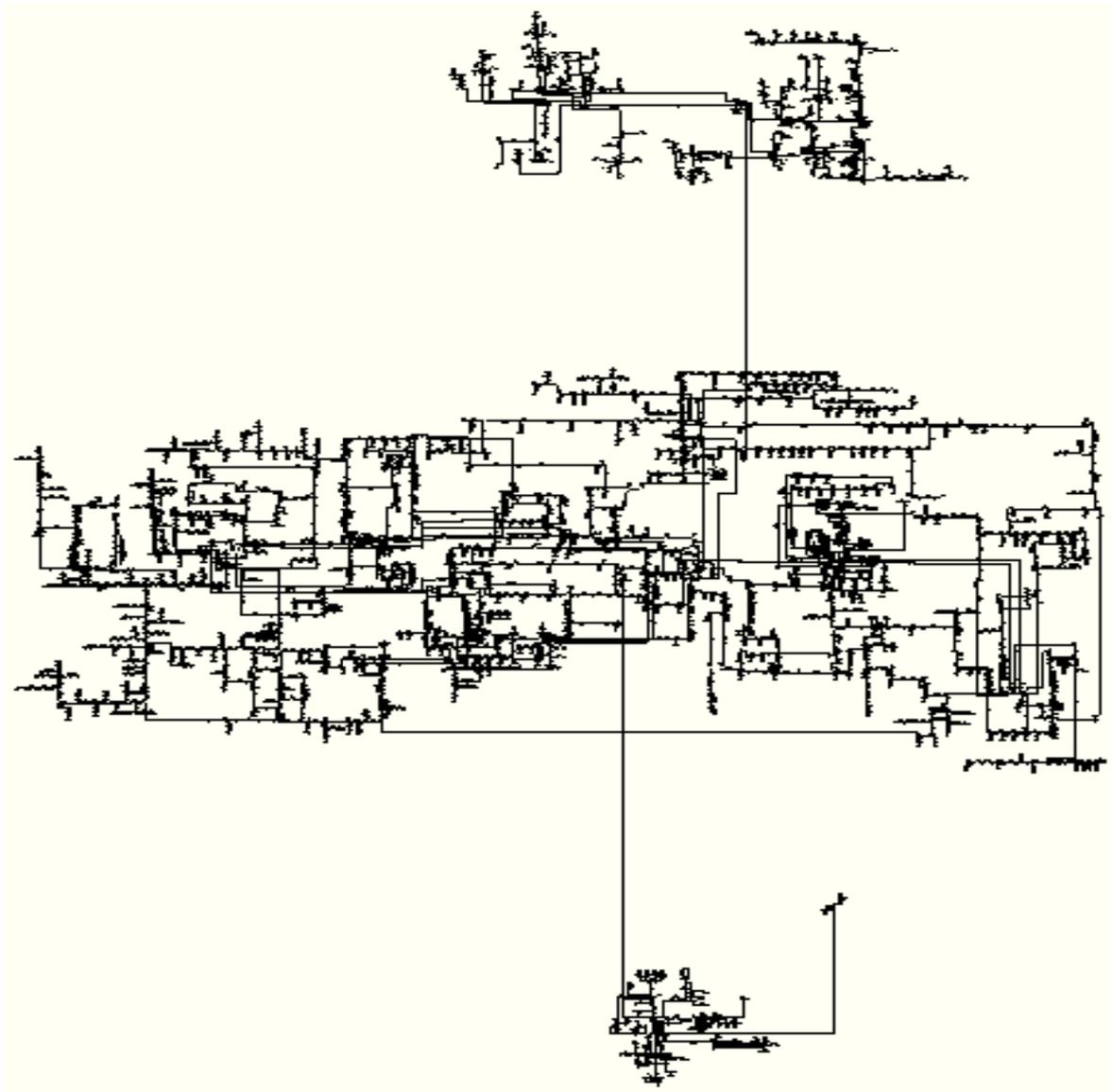


Figura A.3-1: *Layout delle rete MT e delle due reti BT tracciato con PSAF.*

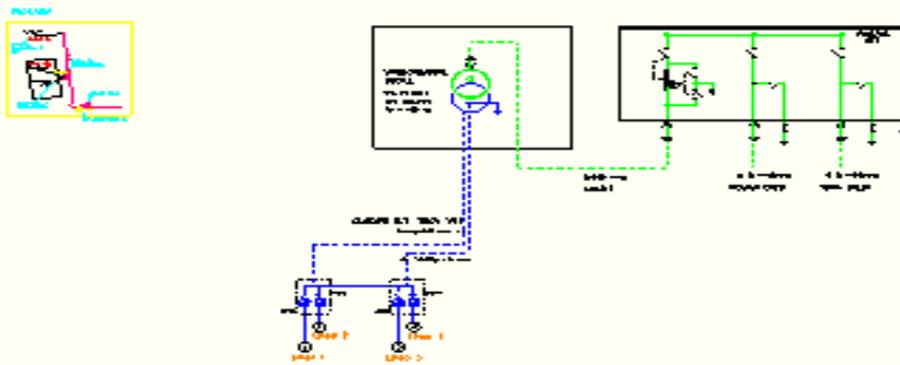
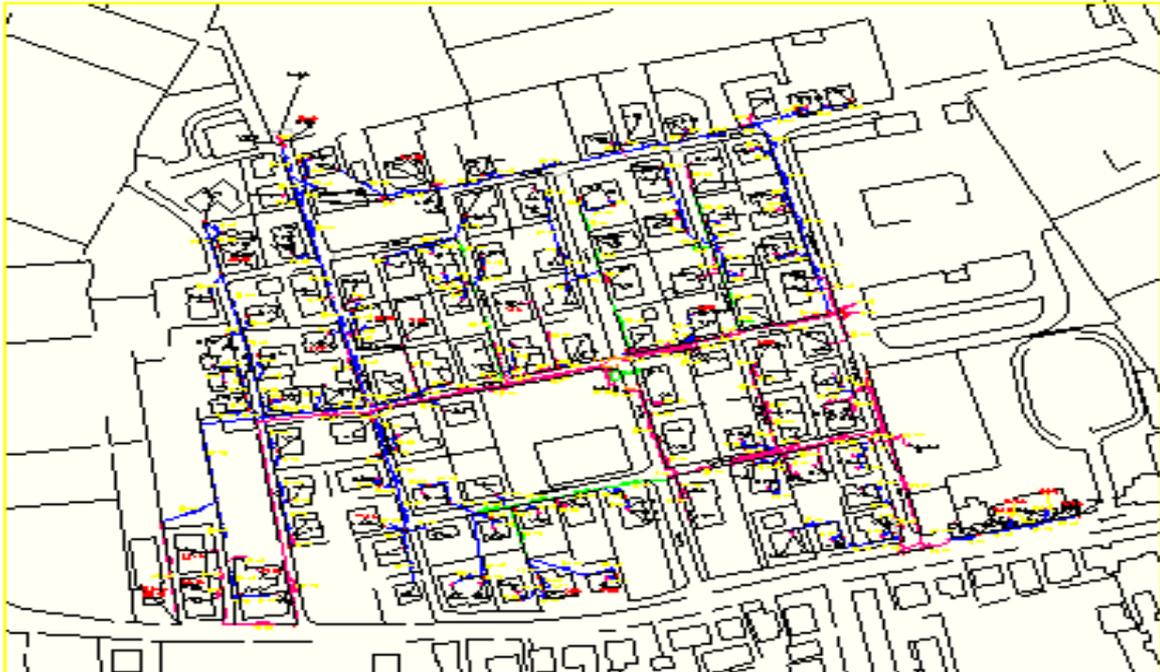


Figura A.3.1-1: Layout della rete BT denominata "Arno".

Flussi di potenza a massimo e minimo carico

Per lo studio dei flussi di potenza della rete e successivamente per l'analisi armonica sono state considerate le seguenti due condizioni di carico:

- minimo carico, pari al 30% della potenza nominale del trasformatore di cabina ($N_n = 400 \text{ kVA}$), corrispondente ad un fattore di carico delle utenze pari al 20%;
- massimo carico pari al 68% della potenza nominale del trasformatore



($N_n = 400$ kVA) corrispondente ad un fattore di carico delle utenze pari al 44%.

Lo studio di load flow della rete è stato eseguito simulando contemporaneamente la rete di MT e di BT (di "Arno" e di "Olmo").

La totale potenza che transita nel trasformatore è pari a 122 kVA ($P = 110.4$ kW, $Q = 52.9$ kVAR). La tensione alle sbarre di BT di cabina è pari a 414.7 V, il profilo delle tensioni lungo le dorsali di BT è compreso tra 414.7 V e 409.5 V.

Il carico sul trasformatore è pari a 269 kVA ($P = 243.2$ kW, $Q = 116.2$ kVAR). La tensione alle sbarre di BT è ancora ottima 410 V mentre la tensione all'utenza è compresa tra 410 V e 398.5 V, non si verificano linee in sovraccarico.

	Harmo all	Harmo 1	Harmo 3	Harmo 5	Harmo 7
I_{ph} [Arms]	4.698	4.68	0.407	0.145	0.0587
V_{ph} [Vrms]	224	223.9	0.771	1.974	1.545
P [W]	1043				
Freq [Hz]	50				
A [VA]	1052				
P_{ft}	0.991				

Tabella A.3.1-1: Caratterizzazione armonica dei sistemi di ricarica (fonte Magneti Marelli).

Analisi del disturbo armonico introdotto dalle colonnine di ricarica

L'analisi del disturbo armonico è stata eseguita inserendo nella rete le colonnine di ricarica fino a saturare la potenza fluente nel trasformatore di cabina MT/BT, sia nella condizione di massimo carico sia in quella di minimo carico.

È stato innanzitutto verificato che in queste condizioni di carico (potenza fluente attraverso il trasformatore pari alla sua potenza nominale) le tensioni alle utenze sono soddisfacenti e che non si verificano sovraccarichi sulle linee di BT.

Le ripartizioni di carico mostrano che le tensioni sono contenute entro 410 V e 398.5 V, e che le dorsali più caricate sono quelle in partenza dalla cabina MT/BT.

Partendo quindi dalle condizioni di massimo carico sono state inserite 127 colonnine ($P_{tot} = 127$ kW) di ricarica opportunamente dislocate nella rete, e la cui caratterizzazione armonica è riportata in Tabella A.3.1-1.

L'analisi armonica effettuata ha mostrato che il disturbo armonico introdotto nella tensione, misurato attraverso il THD, è inferiore allo 0.3% essendo compreso tra lo 0.11% e lo 0.25%.

È stato ripetuto lo studio nelle condizioni di minimo carico, inserendo 267 colonnine di ricarica ($P_{tot} = 267$ kW) e saturando così la potenza fluente attraverso il trasformatore.

L'analisi armonica ha mostrato un ovvio aumento del disturbo armonico, che si



mantiene comunque ad un livello di THD inferiore al 0.6%. La variazione del THD è nell'intervallo 0.16%-0.55%.

A.3.2 Studio della rete BT denominata "Olmo"

La rete del centro storico, denominata "Olmo", è riportata in Figura A.3.2-1.

Essa origina da una cabina secondaria MT/BT da 630 kVA alimentata dalla dorsale di MT a 10 kV della cabina primaria 150/10 kV di Villa Valle-Tr2.

La rete si estende su una superficie di 34600 m², ed ha una estensione totale di linee a 400/230 V pari a 2.1 km.

La totale potenza contrattuale delle utenze (N° 54) P_n è pari a 987.5 kW corrispondente ad una densità di carico pari a 0.028 kW/m² ovvero 0.47 kW/m.

La rete è stata rappresentata con PSAF su di essa sono stati eseguiti studi di flussi di potenza a minimo e massimo carico senza simulazione delle colonnine di ricarica. È stata anche eseguita l'analisi armonica con la presenza delle colonnine di ricarica per verificare il disturbo armonico da esse introdotto.

Flussi di potenza a minimo e massimo carico

Per lo studio dei flussi di potenza della rete e successivamente per l'analisi armonica sono state considerate le seguenti due condizioni di carico sul trasformatore lato MT:

- minimo carico pari al 30% della potenza nominale del trasformatore di cabina ($N_n = 630$ kVA) corrispondente ad un fattore di carico delle utenze pari al 18%.
- massimo carico pari al 68% della potenza nominale del trasformatore ($N_n = 630$ kVA) corrispondente ad un fattore di carico di utenza pari al 40%.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 55 di 63

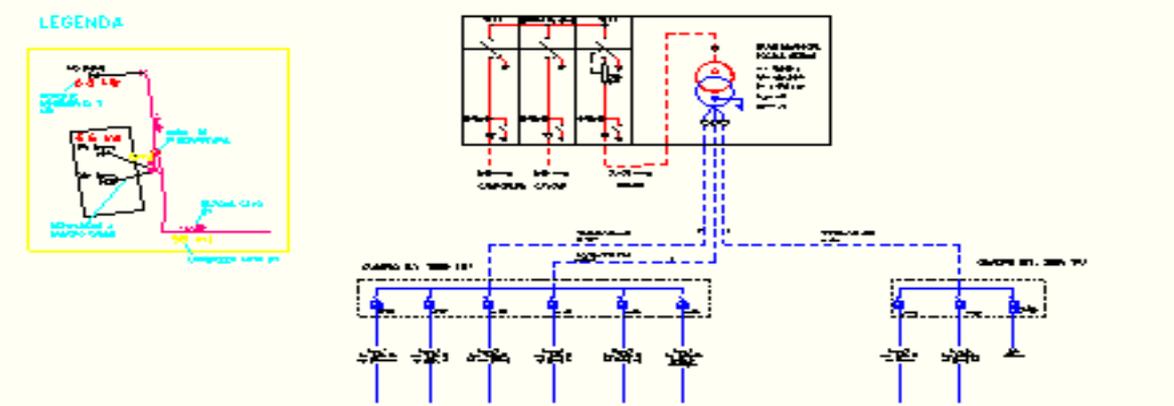
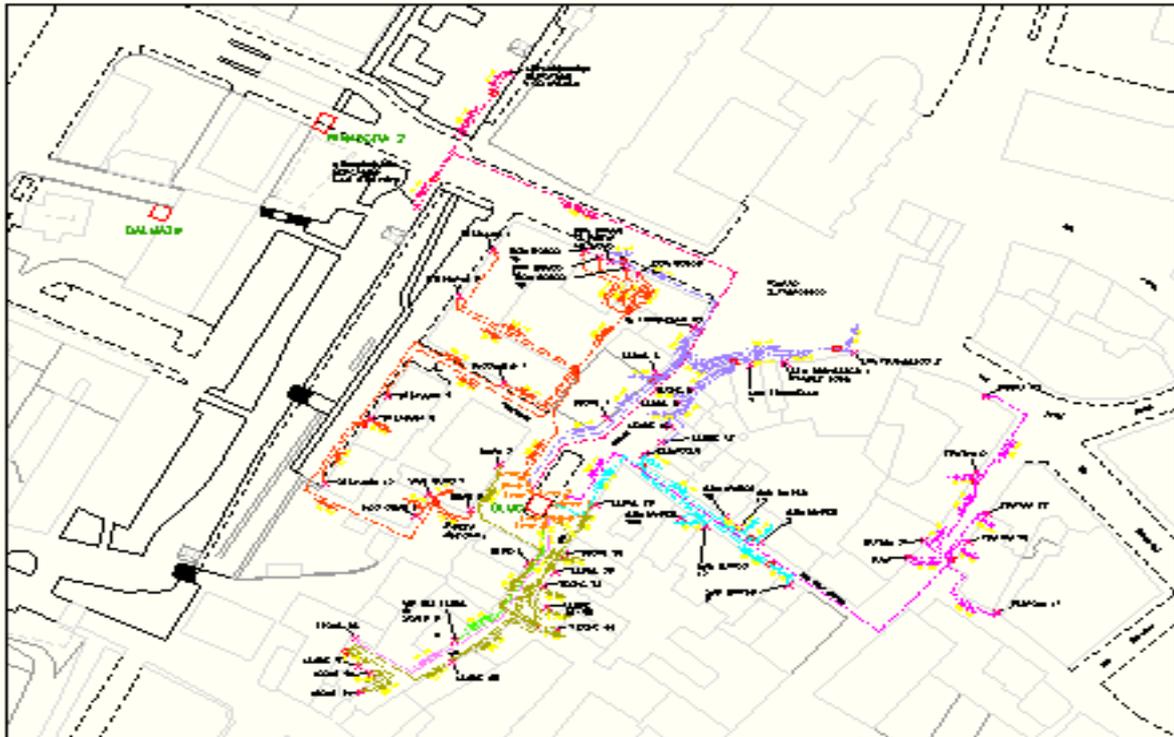


Figura A.3.2-1: Layout della rete BT denominata "Olmo".

La potenza fluente nel trasformatore è pari a 190 kVA (171 kW, 82.7 kVAR). La tensione alle sbarre di BT di cabina è pari a 399.4 V, il profilo delle tensioni lungo le dorsali di BT è compreso tra 399.4 V e 396.4 V.

Il carico sul trasformatore è pari a 428 kVA (386.6 kW, 185.9 kVAR). La tensione alle sbarre di BT è ancora ottima 393.5 V mentre la tensione all'utenza è compresa tra 393.5 V e 384.9 V e non si hanno linee in sovraccarico.



Analisi del disturbo armonico introdotto dalle colonnine di ricarica

L'analisi del disturbo armonico è stata eseguita inserendo nella rete le colonnine di ricarica fino a saturare la potenza fluente nel trasformatore di cabina MT/BT, sia nella condizione di massimo carico sia in quella di minimo carico.

È stato innanzitutto verificato che in queste condizioni di carico (il trasformatore carico alla sua potenza nominale) le tensioni alle utenze sono soddisfacenti e che non si verificano sovraccarichi sulle linee di BT.

Le ripartizioni di carico mostrano che le tensioni sono contenute entro 393.5 V e 384.9 V, e che le dorsali più caricate sono quelle in partenza dalla cabina MT/BT.

Partendo quindi dalle condizioni di massimo carico sono state inserite 201 colonnine ($P_{tot} = 201$ kW) di ricarica opportunamente dislocate nella rete, e la cui caratterizzazione armonica è riportata in Tabella A.3.1-1.

L'analisi armonica ha mostrato che il disturbo armonico introdotto nella tensione, misurato attraverso il THD, è inferiore allo 0.5% essendo compreso tra lo 0.38% e lo 0.45%.

Lo studio è stato ripetuto nelle condizioni di minimo carico, inserendo 435 colonnine di ricarica ($P_{tot} = 435$ kW) e saturando così la potenza attraverso il trasformatore.

L'analisi armonica ha mostrato un ovvio aumento del disturbo armonico che si mantiene comunque ad un livello di THD inferiore al 1%. La variazione del THD è nell'intervallo 0.84%-0.98%.

A.3.3 Conclusioni

Dai risultati delle simulazioni effettuate sulla rete BT "Arno" scaturiscono le seguenti considerazioni:

- nelle condizioni di rete a minimo carico, i.e. al 30% della potenza nominale del trasformatore, ovvero durante le ore notturne, il numero delle colonnine che possono essere in servizio risulta pari a 267; non si verificano sovraccarichi ed il profilo delle tensioni risulta soddisfacente;
- nelle condizioni di rete a massimo carico, i.e. al 68% della potenza nominale del trasformatore, ovvero durante le ore di massimo carico, il numero delle colonnine che possono essere contemporaneamente in servizio ammonta a 127; non si verificano sovraccarichi sulla rete di bassa tensione e vengono mantenuti dei livelli di tensione accettabili;
- lo studio dell'impatto delle ricariche sul disturbo armonico indotto sulla rete ha mostrato che, considerando le correnti armoniche assorbite "aventi stesso" angolo di fase, il massimo THD è contenuto nell'intervallo 0.11-0.25%, nel caso di rete a massimo carico, e nell'intervallo 0.16-0.55%, in condizioni di minimo carico;
- nelle condizioni di minimo e massimo carico possono quindi essere inserite mediamente da 5 a 2.5 colonnine di ricarica per ogni 100 m di linea di BT

Dall'analisi dei risultati delle simulazioni effettuate sulla rete BT "Olmo" scaturiscono le seguenti considerazioni:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 57 di 63



- nelle condizioni di rete a minimo carico, i.e. al 30% della potenza nominale del trasformatore, ovvero durante le ore di basso carico, il numero delle colonnine che possono essere in servizio risulta pari a 435, non si verificano sovraccarichi ed il profilo delle tensioni risulta soddisfacente;
- nelle condizioni di rete a massimo carico, i.e. al 68% della potenza nominale del trasformatore, durante cioè le ore di massimo carico, il numero delle colonnine che possono essere contemporaneamente in servizio ammonta a 201, non si verificano sovraccarichi sulla rete di bassa tensione e vengono mantenuti dei livelli di tensione accettabili;
- lo studio dell'impatto delle ricariche sul disturbo armonico indotto sulla rete ha mostrato che, considerando le correnti armoniche assorbite "aventi stesso" angolo di fase, il massimo THD è contenuto nell'intervallo 0.38-0.45%, nel caso di rete a massimo carico, e nell'intervallo 0.84-0.98%, in condizioni di minimo carico;
- nelle condizioni di minimo e massimo carico possono quindi essere inserite da 20 a 10 colonnine per 100 m di linea di BT.

A.4 Calcolo delle correnti di corto circuito

Sempre con riferimento all'attuale configurazione, è stato effettuato il calcolo delle correnti di c.to c.to monofase e trifase esteso a tutta la rete, e per diverse condizioni operative della GD (al fine di valutare il contributo delle diverse tipologie di generazione ai valori delle correnti di guasto), ovvero:

- con tutta la GD disconnessa dalla rete (i.e., con la rete totalmente passiva, cfr § A.4.1);
- con parte della GD interconnessa alla rete (i.e., con tutta la GD interconnessa fatta esclusione del fotovoltaico) ed operante ai valori nominali delle unità di generazione (cfr § A.4.2);
- con tutta la GD interconnessa alla rete ed operante ai valori nominali delle unità di generazione (cfr § A.4.3).

A.4.1 La rete passiva

I valori massimi delle correnti di c.to c.to riscontrati nella rete sono di seguito riportati:

- *Corrente massima di corto circuito monofase*

NS0296-000 – 20 kV – 0.130 kA

- *Corrente massima di corto circuito trifase*

SBARRA10KV – 10 kV – 11.745 kA.

A.4.2 La rete passiva con la GD esclusi gli impianti fotovoltaici

I valori massimi delle correnti di c.to c.to riscontrati nella rete sono di seguito riportati:

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 58 di 63



- *Corrente massima di corto circuito monofase*

NS0296-000 - 20 kV - 0.130 kA

- *Corrente massima di corto circuito trifase*

SBARRA10KV - 10 kV - 11.745 kA.

A.4.3 La rete passiva con tutta la GD interconnessa

I valori massimi delle correnti di c.to c.to riscontrati nella rete sono di seguito riportati:

- *Corrente massima di corto circuito monofase*

NS0296-000 - 20 kV - 0.130 kA

- *Corrente massima di corto circuito trifase*

SBARRA10KV - 10 kV - 11.745 kA

Il contributo del fotovoltaico è stato portato in conto ipotizzando che le unità di generazione, durante il c.to c.to, immettano in rete una corrente pari alla corrente pre-esistente al guasto (che, nello studio in oggetto, è praticamente pari alla loro corrente nominale).

A.4.4 Conclusioni

La stima delle correnti di corto circuito, in tutti i nodi della rete, è stata effettuata mediante i due simulatori. I valori numerici ottenuti, anche se si possono certamente ritenere in buon accordo, non sono risultati sovrapponibili come nel caso dei flussi di potenza.

Le differenze riscontrate fra la stima delle correnti di corto circuito ottenuta mediante PSAF e quella ottenuta mediante CYMDIST è unicamente dovuta al diverso algoritmo impiegato dai due simulatori di rete: PSAF calcola il corto circuito col metodo IEC, in cui viene applicato un coefficiente moltiplicativo della tensione preesistente al guasto (per il corto circuito massimo vale 1.05 per i nodi di BT e 1.10 per i nodi di MT e AT; per il corto circuito minimo vale 0.95 per i nodi di BT e 1.00 per i nodi di MT e AT), mentre CYMDIST calcola le correnti di corto circuito col metodo convenzionale, dando la possibilità di inserire i coefficienti moltiplicativi K_{max} e K_{min} (che sono però gli stessi per tutti i nodi, nel caso trattato è stato posto $K_{max}=1.10$ e $K_{min}=0.95$).

È opportuno evidenziare che i valori ottenuti con i due simulatori, nei punti maggiormente significativi delle rete, sono comunque risultati in ragionevole accordo fra loro, nonché congruenti con i valori stimati ed in uso presso l'Azienda.

Attraverso i calcoli delle correnti di corto circuito estesi all'intera rete, è stato possibile evidenziare il contributo delle diverse tipologie della GD (in particolare del fotovoltaico) ai valori delle correnti di guasto. Con riferimento alle massime correnti di guasto monofase e trifase, si è anche evidenziata la sostanziale invarianza di questi valori nel passaggio dalla rete passiva a quella attiva.

Nel prosieguo di questa ricerca, ottenuta la validazione di dettaglio dei modelli di rete implementati nei diversi ambienti di simulazione con le misure di campo, verrà effettuato uno studio sistematico delle correnti di corto circuito, e più in generale dei possibili scenari in condizioni di guasto, al variare della configurazione della rete, dei



carichi e della penetrazione a breve, medio e lungo termine della generazione distribuita, al fine di evidenziare possibili criticità (e.g., distacchi indesiderati della generazione distribuita, insorgenza di isole indesiderate, ecc.) e proporre soluzioni atte a prevenirle e/o mitigarne gli effetti negativi.

A.5 Revisione dei criteri di taratura

Nel corso degli studi è stata altresì effettuata analisi preliminare dei criteri di taratura delle protezioni, al fine di valutare i settaggi all'interfaccia con Terni ENA³ e Printer, i cui revamping sono in corso di ultimazione o sono già stati ultimati, nonché all'interfaccia con TERNA, per tener conto del contributo dei due gruppi di generazione di cui sopra.

Le analisi sono state effettuate con riferimento alle condizioni di massimo e di minimo carico della rete ed ipotizzando: a) nessun gruppo interconnesso (identificato da **Nessuno**); b) uno solo gruppo di generazione interconnesso (i.e., TerniEna o Printer, identificati rispettivamente da **TE** o **PR**); c) oppure entrambi i gruppi di generazione interconnessi (identificato da **TE+PR**).

Sono stati preliminarmente effettuati studi di load flow (al fine di valutare i flussi di potenza, le perdite ed i livelli di tensione nelle condizioni ordinarie di funzionamento); successivamente, sono state stimate le correnti di cortocircuito sia nelle sezioni d'interesse che in tutta la restante parte della rete (assumendo come corrente di corto circuito massima della rete TERNA a 150 kV una $I_{cc} = 31$ kA).

In particolare, con riferimento alle previste condizioni di esercizio dei gruppi di generazione di cui sopra, sono state stimate le perdite nelle linee (identificate con **LN**), nei trasformatori (identificate con **TR**) e quelle totali (identificate con **Totali**), sia nell'intera rete (identificata con **Tutta la RT**) che nelle zone di pertinenza dei due gruppi di generazione (i.e., TerniEna o Printer, identificate rispettivamente con **Zona TE** o **Zona PR**). È stato altresì stimato il f.d.p. all'interfaccia con TERNA nelle diverse condizioni di esercizio (identificato con **f.d.p. %**). I principali risultati sono riassunti nella Tabella A.5-1.

Con gli studi di corto circuito sono stati valutati i contributi alle correnti di corto della linea a 150 kV attestata alle sbarre in AT di TERNA (Sbarre AT); i calcoli sono stati eseguiti con riferimento alle condizioni di massimo e di minimo carico della rete ed ipotizzando: a) nessun gruppo interconnesso (identificato da **Nessuno**); b) uno solo gruppo di generazione interconnesso (i.e., TerniEna o Printer, identificati rispettivamente da **TE** o **PR**); c) oppure entrambi i gruppi di generazione interconnessi (identificato da **TE+PR**). I principali risultati sono riassunti nella Tabella A.5-2.

³ Terni ENA e Printer sono due importanti impianti di produzione con generatori sincroni connessi alla rete MT ASM



Gruppi		MINIMO CARICO			
		Nessuno	PR	TE	TE+PR
Zona PR	LN	10.570	12.250	10.576	12.236
	TR	41.884	74.194	41.880	74.188
	Totali	52.455	86.444	52.456	86.425
Zona TE	LN	3.844	3.844	29.854	29.848
	TR	185.203	185.163	285.798	285.730
	Totali	189.048	189.006	315.651	315.578
Tutta la RT	LN	211.031	215.125	243.609	253.211
	TR	353.990	386.256	454.588	486.826
	Totali	565.021	601.381	698.197	740.037
f.d.p. %		-99.7	-99.7	-98.3	-98.7

Gruppi		MASSIMO CARICO			
		Nessuno	PR	TE	TE+PR
Zona PR	LN	48.162	49.951	48.145	49.945
	TR	84.248	105.485	84.229	105.469
	Totali	132.410	155.437	132.374	155.412
Zona TE	LN	5.731	5.710	31.980	31.969
	TR	191.494	191.431	281.338	281.240
	Totali	197.206	197.141	313.319	313.209
Tutta la RT	LN	968.375	969.828	996.328	1002.969
	TR	669.008	690.176	758.848	779.973
	Totali	1637.383	1660.004	1755.176	1782.941
f.d.p. %		91.2	26.6	-59.0	-87.2

Tabella A.5-1: Stima delle perdite in rete espresse in kW.

Gruppi	MAX CARICO				MIN CARICO
	Nessuno	PR	TE	TE+PR	TE+PR
Sbarre AT ^a	<i>trascurabile</i>	176	242	366	387
MT di TE	3392	3392	5194	5195	5216
MT di PR	4549	5504	4550	5506	5561

Tabella A.5-2: Stima delle correnti di corto-circuito espresse in A.

^a Contributo della linea a 150 kV nelle sbarre di AT all'interfaccia TERNA.



Dall'analisi dei risultati delle simulazioni effettuate sulla rete di distribuzione scaturiscono le seguenti considerazioni:

- dai calcoli di load flow (principalmente effettuati per definire lo stato della rete prima del guasto), nelle diverse condizioni di carico considerate (minimo e massimo carico delle rete), e per le diverse condizioni di esercizio dei gruppi di generazione (parzialmente o totalmente interconnessi), è emerso il sostanziale aumento delle perdite in rete (sia sulle linee che sui trasformatori) dovuto all'immissione della potenza generata dai due impianti (aumento stimato anche superiore al 30% con entrambe le unità di generazione in funzione);
- si è riscontrata anche una estrema variabilità del fattore di potenza all'interfaccia con TERNA che, al massimo carico, risulta fortemente influenzato dai gruppi di generazione, ed in particolare, quando entrano in funzione portano il f.d.p. molto lontano dai limiti contrattuali (il valore minimo rilevato è stato addirittura del 26.6% al massimo carico con la sola Printer in funzione);
- con riferimento ai calcoli di corto circuito, più strettamente attinenti alla verifica dei criteri di protezione oggetto di questo paragrafo, è emerso che la linea a 150 kV è interessata ad una corrente minima di guasto che varia dal valore minimo di 176 A, quando è interconnessa unicamente il gruppo di generazione Printer, al valore massimo di 387 A quando sono interconnesse entrambe le unità di generazione;
- i livelli delle correnti di corto circuito alle sbarre MT dei due gruppi di generazione variano dai valori minimi di 3392 A e di 4549 A, riscontrati rispettivamente a TerniEna ed Printer quando entrambe le unità di generazione sono distaccate, ai valori massimi di 5216 A e di 5561 A quando entrambe le unità sono invece in funzione.

Bibliografia

- [1] Accordo di collaborazione per lo svolgimento delle attività di ricerca tecnico-scientifica, di sperimentazione e di analisi riguardante "Studi di rete per la valutazione dell'impatto dei sistemi distribuiti di alimentazione (pubblici e/o privati) adibiti alla ricarica dei motocicli ibridi di nuova generazione" tra la Società ASM Terni S.p.A. ed il Dipartimento di Ingegneria Elettrica della "Sapienza" Università di Roma, 22 dicembre 2009.
- [2] Contratto di ricerca "Studi per la valutazione dell'impatto sulla rete di distribuzione MT/BT dell'ASM Terni degli interventi previsti dal 'Progetto pilota Smart Grids' ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.", 05 luglio 2011.
- [3] Relazione tecnica preliminare del Contratto di ricerca "Studi per la valutazione dell'impatto sulla rete di distribuzione MT/BT dell'ASM Terni degli interventi previsti dal 'Progetto pilota Smart Grids' ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.", 11 luglio 2011.
- [4] Relazione tecnica preliminare (aggiornamento) del Contratto di ricerca "Studi per la valutazione dell'impatto sulla rete di distribuzione MT/BT dell'ASM Terni degli interventi previsti dal 'Progetto pilota Smart Grids' ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.", 31 gennaio 2012.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 62 di 63



- [5] M. Cresta, F.M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, M. Paulucci (2011) *Active distribution networks: MV voltage profiles and loading limits for a large penetration of renewable GD*. Proceedings of CIGRE International Symposium 2011, Bologna, Italy, 13-15 September 2011.
- [6] M. Cresta, F.M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, M. Paulucci, M. Pompili (2012) *Prospective installation of EV charging points in a real LV network: two case studies*. IEEE Energy Conference & Exhibition - EnergyCon 2012, Florence, Italy, 9-12 September 2012.
- [7] Prima relazione tecnica del Contratto di ricerca "Studi per la valutazione dell'impatto sulla rete di distribuzione MT/BT dell'ASM Terni degli interventi previsti dal 'Progetto pilota Smart Grids' ammesso a trattamento incentivante dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.", 31 luglio 2012.
- [8] M. Cresta, F.M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, M. Paulucci (2012) *Operation of a MV distribution network with a large penetration of distributed generation*. Under submission.

RELAZIONE TECNICA	NOME FILE: 20130715_PROGETTO PILOTA SMART GRID ASM TERNI_TEMP_REV27.docx	20/09/2013
		pag. 63 di 63

ASM Terni Spa

2013

PROGETTO PILOTA
SMART GRIDS

ALLEGATO 1

1. CARATTERISTICHE FUNZIONALI DEL SISTEMA DI AUTOMAZIONE E CONTROLLO DEL PROGETTO SMART GRID	4
1.1 SISTEMA DI TELECONTROLLO	4
1.2 PIATTAFORMA DEI CALCOLI ELETTRICI INGRID	4
1.3 CABINE PRIMARIE	5
1.4 CABINE SECONDARIE	5
2. ALGORITMI PER IL CONTROLLO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA	6
2.1 LA "STIMA DELLO STATO" DELLA RETE	6
2.2 IL CONTROLLO DEI FLUSSI DI ENERGIA	6
2.3 IL CONTROLLO DELLA TENSIONE	7
3. SISTEMA ANTI-ISLANDING	10
3.1 DESCRIZIONE DELLA PROBLEMATICHE	10
3.2 TELEDISTACCO PRODUZIONE	10
3.3 ALGORITMO PER LA DEFINIZIONE DELLA TABELLA TAG	10
3.4 ATTIVAZIONE DEL CALCOLO	11
3.5 MODALITÀ DI TELEDISTACCO	11
4. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE ALWAYS ON	12
4.1 LA RETE DI COMUNICAZIONE	13
4.2 MODALITÀ OPERATIVE	15
4.3 ARCHITETTURA DELLA SOLUZIONE	16
5. FUNZIONALITÀ DEL SISTEMA SCADA	21
5.1 CONFIGURAZIONE IMPIANTO MT	21
5.2 ESERCIZIO IMPIANTO MT	22
5.3 ELABORAZIONI (MONITORAGGIO IMPIANTO MT)	25
5.4 EVENTI GENERATI E LORO TRATTAMENTO	25
6. CARATTERISTICHE DELLE RTU IN CABINA PRIMARIA	27
6.1 FUNZIONI DELL'APPARATO TPT2020	27
6.2 ARCHITETTURA DELL'APPARATO	28
6.3 UNITÀ DI ELABORAZIONE (UEL)	28
6.4 SOTTOSISTEMA DI I/O	29
6.5 ALIMENTAZIONE	30
6.6 DESCRIZIONE FUNZIONALE DELL'APPARATO	31
6.7 CARATTERISTICHE MECCANICHE	32
7. CARATTERISTICHE DELL'RTU IN CABINA SECONDARIA	33
7.1 ARCHITETTURA DELL'APPARATO	33
7.2 DESCRIZIONE FUNZIONALE DELL'APPARATO	34
7.3 REALIZZAZIONE DEL CONTROLLORE D'IMPIANTO	35
7.4 CARATTERISTICHE MECCANICHE	36

<i>Edizione</i>	<i>Data</i>	<i>Emissione Verifica Approvazione</i>	<i>Motivo della revisione</i>	<i>Distribuzione</i>
01	18.07.2013	<i>Emissione</i> M.Piccinini C.Arrigoni A.Pellizzoni F.Zanellini <i>Verifica</i> Franco Corti	Prima emissione	

1. CARATTERISTICHE FUNZIONALI DEL SISTEMA DI AUTOMAZIONE E CONTROLLO DEL PROGETTO SMART GRID

In questo capitolo si fornisce una breve descrizione delle funzionalità dei componenti presenti nell'architettura del sistema.

1.1 Sistema di Telecontrollo

Il Sistema di Telecontrollo è responsabile della supervisione e del controllo dell'intera rete di Media Tensione e, in particolare, ha le seguenti funzionalità:

- comunica con la piattaforma dei calcoli elettrici InGrid che ospita tutti gli algoritmi di stima dello stato, calcolo dei flussi di energia e regolazione della tensione
- riceve ed invia informazioni da/verso gli apparati di Cabina Primaria (TPT2020)
- riceve ed invia informazioni da/verso gli apparati di Cabina Secondaria (TM 1703 ACP)
- implementa la funzionalità anti-islanding e, quando necessario, invia le richieste di disconnessione al TPT2020.

Le Stazioni Operatore consentono al personale dedicato al telecontrollo di visualizzare la rete (stati e misure), di operare su essa (comandi e ordini funzionali) e di gestire situazioni anomale (allarmi), per mezzo di un Human Machine Interface (HMI) le cui caratteristiche principali sono presentate più avanti.

1.2 Piattaforma dei calcoli elettrici InGrid

La piattaforma dei calcoli di rete (InGrid) riceve la descrizione topologica e lo stato attuale della rete dal Sistema di Telecontrollo (ST), esegue gli algoritmi di stima dello stato, calcolo dei flussi di potenza e di regolazione della tensione sulla rete MT e rimanda i risultati dei calcoli (valori stimati e calcolati e set point da inviare in campo) verso ST.

Circa la ricostruzione dello stato operativo della rete controllata, ST richiede a InGrid l'esecuzione dei seguenti applicativi:

- Stima dello stato
- Power Flow

La procedura di stima dello stato è sviluppata con diversi gradi di complessità e ha l'obiettivo di costruire l'insieme minimo di dati necessario all'esecuzione del calcolo di Power Flow. La stima dello stato considera tutte le principali misure di Cabina Primaria (tensioni delle sbarre AT ed MT, correnti dei feeder MT, transiti sui trasformatori AT/MT), i dati di scambio attivo e reattivo dei singoli utenti connessi qualora disponibili e, in mancanza di questi, le curve storizzate di prelievo/immissione. La procedura, sulla base delle misure elencate in precedenza, corregge le curve storizzate di carico e generazione in maniera tale da ottenere la condizione di funzionamento più prossima a quella reale (cioè più coerente con le misure fornite). Il Power Flow, a partire dalle misure di tensione delle sbarre AT ed MT di Cabina Primaria, dai dati di scambio precedentemente ricostruiti dalla stima dello stato e dalla topologia della rete, determina i transiti di corrente, potenza attiva e reattiva, i valori nodali di tensione e le perdite di rete. Si tratta di risultati utili non solo all'esercizio in sicurezza della rete, ma anche ad un'analisi a consuntivo del funzionamento del sistema di distribuzione.

1.3 Cabine Primarie

Nelle Cabine Primarie coinvolte nel progetto Smart Grid di ASM Terni (Ex SIT e Villa Valle) sono in fase di installazione i seguenti apparati:

- RTU di Cabina Primaria (TPT2020)
- apparati per la gestione della comunicazione "always-on"

Il TPT2020 provvede alla comunicazione con i dispositivi di campo (sia in filato che tramite protocollo IEC 61850), si interfaccia con il posto centrale per lo scambio dei dati relativi ai dispositivi di campo, è in grado di trattare le richieste di regolazione provenienti dalla piattaforma dei calcoli di rete, gestisce l'algoritmo di anti-islanding e opera come server per la sincronizzazione oraria.

1.4 Cabine Secondarie

Presso gli impianti pilota coinvolti nel progetto Smart Grid di ASM Terni sono in fase di installazione le seguenti apparecchiature:

- RTU di Cabina Secondaria (TM 1703 ACP)
- apparati per la gestione della comunicazione "always-on"

Il TM 1703 ACP ha lo scopo di implementare sia logiche di regolazione locale dell'impianto che di ricevere e attuare i comandi ricevuti da ST (set-point, comandi di telescatto), nonché di trasmettere ad ST le misure elettriche al punto di scambio con la rete. Le informazioni scambiate con ST transitano attraverso il TPT2020 della Cabina Primaria a cui è connessa la Cabina Secondaria interessata dallo scambio.

2. ALGORITMI PER IL CONTROLLO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

2.1 La "Stima dello Stato" della rete

Le azioni di controllo dipendono dalla topologia della rete, dai flussi di energia elettrica che la impegnano e dai valori di tensione nodale. Per determinare tale stato ci si affida ad apparati di controllo remoto (RTU) installati sui nodi principali della rete, ovvero nella Cabina Primaria (CP), nelle principali Cabine Secondarie (CS) e nei nodi di generazione che partecipano all'attività di regolazione. Tali apparati consentono di acquisire lo stato degli organi di interruzione/sezionamento della rete, il valore della tensione e delle altre grandezze elettriche quali la potenza attiva e reattiva immessa dai generatori.

Tali apparati sono connessi al sistema centrale di controllo tramite un sistema di comunicazione che permette di acquisire tali informazioni in tempo reale.

Dal momento però che le misurazioni di campo in tempo reale nelle reti MT sono limitate a causa dei costi degli apparati che dovrebbero essere installati in tutti i nodi di rete in cui c'è prelievo o immissione di energia per poter acquisire il completo stato della rete, per completare la conoscenza dello stato della rete è stato sviluppato un algoritmo di "stima dello stato" che, sulla base delle misurazioni disponibili e sulle previsioni dell'energia assorbita dai carichi e di quella immessa dalla generazione distribuita, è in grado di valutare lo stato della rete e di fornire i valori delle variabili di stato di ogni nodo della rete, quale il valore della tensione, con un determinato grado di incertezza.

Questo elemento, integrato nella piattaforma InGrid costruirà l'insieme di dati necessari ai calcoli di Power Flow i cui risultati saranno disponibili sia agli operatori sulla schematica di rete che agli algoritmi che dovranno poi definire i set point da attuare per il controllo della tensione. Lo schema logico di riferimento è illustrato in Figura 2.2-1.

2.2 Il controllo dei flussi di energia

I flussi di energia sulle linee di distribuzione e sui trasformatori devono essere mantenuti entro i limiti termici ammissibili al fine di contenere il processo di invecchiamento degli elementi della rete.

Tali flussi devono quindi essere periodicamente calcolati e monitorati in modo da intraprendere tempestive azioni di controllo qualora si riducesse il margine rispetto ai limiti operativi o i medesimi risultassero violati. Questo aspetto è reso ancora più critico dalla crescente diffusione della generazione distribuita. A tale scopo nella piattaforma InGrid è stato implementato un algoritmo di calcolo di Power Flow.

Le azioni di controllo conseguenti all'individuazione di una situazione operativa potenzialmente critica possono consistere in interventi di regolazione delle unità di produzione (ad esempio la regolazione di tensione descritta di seguito) piuttosto che in manovre di riconfigurazione topologica intraprese dall'operatore e/o da apparecchiature di automazione in campo.

È in fase di valutazione lo sviluppo di procedure che assistano ulteriormente l'operatore nell'azione di riconfigurazione topologica sia a rete integra che in esito ad un fuori servizio.

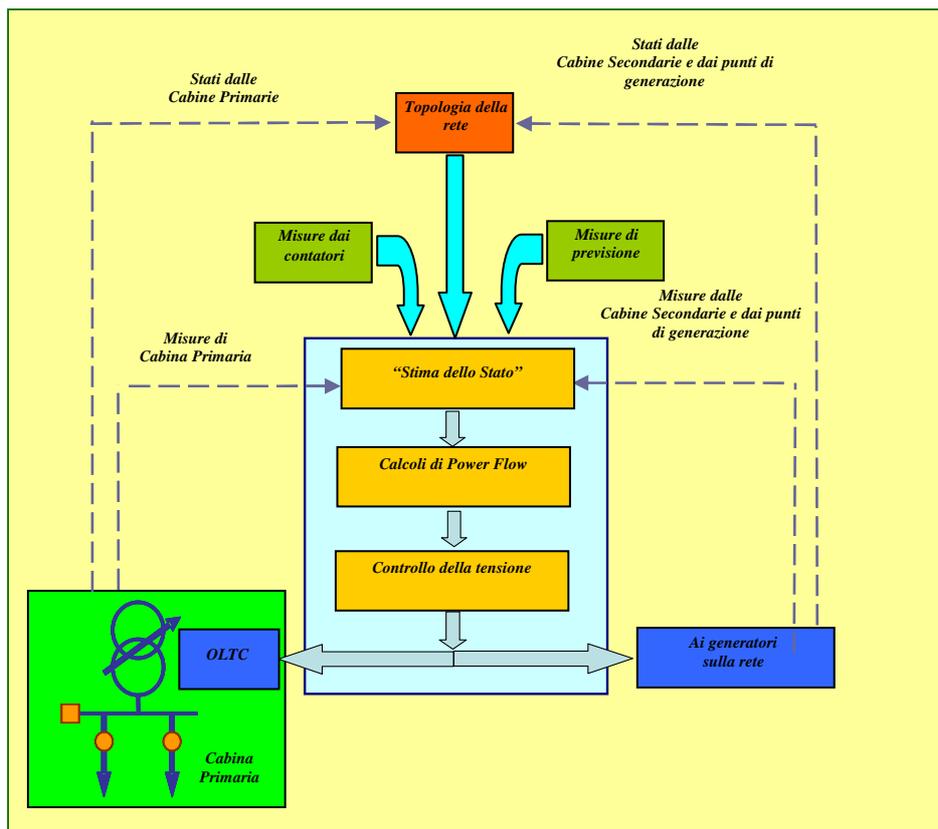


Figura 2.2-1 - Architettura del sistema di controllo realizzato per il progetto Smart Grid di ASM Terni

2.3 Il controllo della tensione

Il controllo della tensione ha lo scopo di mantenere i profili di tensione dei nodi della rete di Media Tensione entro i valori ammissibili al variare delle condizioni di esercizio della rete (carico, generazione) e dai possibili disturbi.

La presenza di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione ha effetti sul profilo di tensione sia sui nodi della rete di media che di bassa tensione e la comune regolazione effettuata dai commutatori di rapporto sotto carico (OLTC) dei trasformatori AT/MT in Cabina Primaria (CP) potrebbe non essere sufficiente a garantire il livello di tensione desiderato in tutta la rete.

L'obiettivo degli algoritmi e logiche sviluppati consiste innanzitutto nel mantenere la tensione di tutti i nodi della rete all'interno dei limiti stabiliti dalle relative norme tecniche (EN 50160), tenendo conto della reale condizione operativa della rete e della sua topologia e sfruttando la capacità di regolazione dei generatori che intendano fornire tale servizio.

Il sistema proposto agisce sul regolatore di tensione presente sui Trasformatori AT/MT di Cabina Primaria e sulle risorse distribuite di regolazione in tempo reale e in accordo con le caratteristiche tecniche delle suddette risorse e in funzione dello stato di funzionamento attuale e previsionale della rete.

L'azione svolta dal controllo di tensione sarà differente a seconda dei profili di tensione critici riscontrati in rete o determinati tramite calcoli di power flow: nel caso le violazioni di tensione caratterizzino solo alcuni nodi di una dorsale, il regolatore provvederà ad attivare le risorse di regolazione più vicine e non interverrà sul OLTC dei trasformatori AT/MT in CP (regolazione locale). Nel caso il degrado dei profili di tensione interessi

anche le CP, il regolatore di tensione agirà anche sui variatori di rapporto dei trasformatori AT/MT. Infine si ricorda che la regolazione di tensione ha diretto impatto sulla "hosting capacity" della rete, limitata più che dalla portata dei conduttori, dalla sopraelevazione di tensione che la GD può determinare nel punto di connessione alla rete stessa, specie se di apprezzabile entità e collegata in coda a linee lunghe.

In particolare, l'architettura proposta per la regolazione della tensione si basa su tre livelli:

- la regolazione locale dei singoli impianti di produzione
- la regolazione coordinata dei vari impianti di produzione connessi alla rete
- la regolazione centralizzata (basata su una procedura di ottimizzazione per il dispacciamento della potenza reattiva)

2.3.1. La regolazione locale della tensione

La regolazione locale, che è implementata sull'RTU che equipaggerà ciascun utente attivo coinvolto nel progetto, porta ad una modifica della potenza reattiva prodotta da ogni generatore per evitare che si verifichino delle violazioni di tensione nel punto di connessione dell'impianto. Il controllo locale, di carattere correttivo è basato solamente sulle misure nel punto di scambio (tensione e potenza attiva) e può seguire le seguenti leggi, secondo quando prescritto dalle ultime evoluzioni normative:

- $\text{tg}\varphi=f(v)$
- $q=f(v)$
- $\text{tg}\varphi=f(p)$

Tutte queste leggi comunque prevedono fondamentalmente due condizioni di funzionamento: la situazione normale in cui non sono necessarie azioni di controllo e la situazione in cui sono violate le soglie limite della tensione nodale o si supera un certo livello di produzione e quindi il generatore deve conseguentemente contribuire a regolare la tensione.

2.3.2. La regolazione coordinata della tensione

Il secondo livello dell'architettura di regolazione della tensione, anch'esso in fase di implementazione, si basa sul coordinamento delle risorse reattive in modo tale da migliorare ulteriormente le condizioni di funzionamento della rete risultanti dal semplice controllo locale. In questo caso, è strettamente necessario un sistema di comunicazione tra gli impianti di generazione ed il Centro Operativo del Distributore dove è localizzato l'algoritmo "coordinatore".

Gli obiettivi che possono essere perseguiti con il controllo coordinato della tensione sono molteplici; l'implementazione prevista si basa sulla minimizzazione dei transiti di potenza reattiva sui trasformatori di CP: dato un transito di potenza reattiva desiderato, l'algoritmo ripartisce la produzione di potenza reattiva (necessaria a raggiungere l'obiettivo) tra i vari generatori presenti sulla rete in base ai parametri di "priorità" ed ai margini di regolazione associati ai generatori stessi. Il contributo reattivo da richiedere ai singoli impianti di generazione si traduce in un valore di potenza reattiva da inviare ad ogni RTU che quindi identifica la curva locale che più si avvicina al punto di funzionamento richiesto.

2.3.3. La regolazione centralizzata della tensione

Si valuterà anche l'implementazione del controllo centralizzato della tensione. Si tratta di un'evoluzione del controllo coordinato: in questo caso il set point di potenza reattiva per ogni risorsa è definito da un ORPF (Optimal Reactive Power Flow) che ha l'obiettivo di mantenere i livelli delle tensioni dentro i limiti ed, allo stesso tempo, migliorare il funzionamento complessivo della rete, minimizzando le perdite di energia attiva. Anche per il controllo centralizzato è necessario un sistema di comunicazione tra gli impianti di generazione e il Centro Operativo del Distributore dove è localizzato l'algoritmo di ORPF; le prestazioni richieste per il sistema di comunicazione sono superiori rispetto a quelle necessarie per il controllo coordinato.

3. SISTEMA ANTI-ISLANDING

3.1 Descrizione della problematica

Con il termine "isola indesiderata" si intende la possibilità che un impianto di generazione possa mantenere "in tensione" parti della rete del distributore, in presenza di condizioni perturbate di rete che ne dovrebbero causare il repentino distacco dalla rete, con evidenti implicazioni sulla sicurezza e qualità dell'esercizio.

I principali problemi collegati a questo fenomeno sono:

- riduzione della qualità dell'alimentazione elettrica;
- rischio per gli operatori preposti ad operare sulla linea considerata fuori tensione (sicurezza di funzionamento della rete di distribuzione);
- difficoltà nella procedura di ricerca e selezione dei tratti guasti;
- sfasamento (durante il funzionamento in isola) tra i vettori di tensione della rete principale e l'isola con problemi alla richiusura dell'interruttore di interconnessione.

Per tali problemi, nel caso in cui venga meno l'alimentazione primaria, la generazione distribuita deve essere distaccata al fine di evitare l'alimentazione del guasto.

3.2 Teledistacco Produzione

La funzionalità di teledistacco della produzione è implementata sul sistema centrale per intervenire al fine di evitare l'insorgenza dell'isola indesiderata.

Durante l'Esercizio Operativo, qualora si verifichi una disalimentazione o sia necessario un intervento di manutenzione, il sistema centrale deve essere in grado di individuare tutta la Generazione Distribuita (GD) afferente alla porzione di rete interessata dall'evento al fine di distaccarla.

In caso di guasto, il distacco della GD deve essere effettuato in un tempo inferiore alla Richiusura Rapida effettuata dall'interruttore di linea MT in Cabina Primaria.

Per ottenere ciò, tutti gli elementi di sconnessione della Cabina Primaria e della rete MT sottesa sono identificati da un identificativo univoco (TAG) che, per come viene costruito, contiene anche l'informazione della topologia della rete. Quando un identificativo viene trasmesso sulla rete di comunicazione "always-on", ogni RTU di Cabina Secondaria raccoglie questo messaggio e comprende se è posizionato a valle o a monte dell'elemento a cui appartiene l'identificativo ricevuto e di conseguenza è in grado in autonomia di sconnettersi dalla rete quando riconosce che la sua posizione è a valle.

3.3 Algoritmo per la definizione della Tabella TAG

Al fine di implementare il processo descritto in precedenza, ST effettua una "mappatura" della GD associando a ciascun organo di sezionamento (interruttore, sezionatore, congiuntore di CP e di Rete MT, siano essi telecomandabili o non telecomandabili) che si riferisce alla Cabina Primaria e alla rete MT sottesa un identificatore univoco (TAG). L'identificatore deve essere costruito tenendo presente la topologia della rete, partendo dalla CP e fermandosi sugli organi di rete MT che sono aperti.

L'identificatore è costituito utilizzando un opportuno algoritmo di analisi dei grafi.

3.4 Attivazione del calcolo

Il calcolo dell'identificativo viene eseguito quando si verifica una delle condizioni seguenti:

- Esecuzione dell'operazione "Controlla" in fase di configurazione del Data Base di ST. In questo caso il calcolo è attivato per la rete sottesa a tutte le CP con apparato TPT2020. A seguito dell'aggiornamento del Data Base, tutti gli identificativi sono trasmessi ai relativi TPT2020
- Chiusura (su comando od ordine funzionale) di un organo di sezionamento che causa una rialimentazione della parte di rete ad esso sottesa. In questo caso il calcolo è attivato per la rete sottesa alla Cabina Primaria se questa è gestita con un apparato TPT2020. Una volta terminato il calcolo gli identificativi vengono inviati al TPT2020 che gestisce la cabina primaria e la rete MT sottesa per cui sono stati calcolati
- Apertura (definitiva oppure su comando od ordine funzionale) di un organo di sezionamento che termina la condizione di parallelo sulla parte di rete ad esso sottesa. In questo caso il calcolo è attivato per la rete sottesa alla Cabina Primaria se questa è gestita con un apparato TPT2020. Una volta terminato il calcolo gli identificativi vengono inviati al TPT2020 che gestisce la cabina primaria e la rete MT sottesa per cui sono stati calcolati.

3.5 Modalità di Teledistacco

Nel seguito sono indicate le modalità di teledistacco disponibili sul Sistema di Telecontrollo (ST):

- Teledistacco per apertura interruttore lungo direttrice
- Teledistacco per apertura interruttore di Linea MT in CP
- Teledistacco per apertura interruttore in CP
- Teledistacco per esigenze di esercizio.

4. Caratteristiche principali dell'infrastruttura di comunicazione always on

La rete di comunicazione realizzata per ASM Terni è supportata da una infrastruttura di collegamento di tipo proprietario basata sulla tecnologia di trasmissione a larga banda ad alta frequenza che consente il trasporto di dati ad elevata velocità (ordine di grandezza dei Mbit/secondo) coprendo distanze di qualche chilometro e garantendo tempi di latenza del trasferimento d'informazione estremamente ridotti e quindi compatibili con la gestione dei sistemi elettrici.

A livello di link la realizzazione si basa sull'utilizzo nativo dei protocolli dello stack TCP, standard indiscusso nell'ambito delle connessioni dati con tecnologia always-on.

La trasmissione utilizza bande di frequenza non licenziate (non onerose ma potenzialmente soggette a disturbi) e affronta il problema dei possibili disturbi offrendo un doppio canale di comunicazione a diversa frequenza (space and frequency diversity) per il raggiungimento di ciascun nodo (corrispondente ad una cabina elettrica).

Il software di gestione delle antenne supporta tali funzionalità garantendo a sua volta la riconfigurazione automatica del canale di comunicazione verso una stazione dal link radio soggetto a disturbo al ridondante disponibile, con tempi di commutazione dell'ordine delle decine di millisecondi.

L'architettura della soluzione si giustifica anche in base ad un'analisi preliminare della morfologia del territorio della zona di Terni, in funzione della quale (e della posizione delle stazioni di proprietà ASM coinvolte) sono stati selezionati i punti di attestazione dei link e disegnati i link stessi.

Le antenne che sono installate hanno un angolo di apertura tale (50° in orizzontale e 15° in verticale) da consentire già nell'assetto attualmente proposto l'illuminazione di ampie zone dell'area urbana; tale chance, unita alla tecnologia di trasmissione che è intrinsecamente in grado di supportare l'introduzione trasparente di nuovi nodi garantisce la possibilità futura di connettere nuove cabine mediante semplice equipaggiamento delle stesse e senza modifiche all'infrastruttura base di rete.

L'auto configurabilità delle tabelle d'instradamento interne al sistema di antenna semplifica inoltre radicalmente ogni attività di riconfigurazione a seguito di estensione futura della rete per l'eventuale citata aggiunta di nuovi nodi.

Il throughput dati elevato infine garantisce ampi margini di tolleranza tanto a fronte delle sopracitate estensioni che dell'eventuale utilizzo di parte della capacità di trasporto per il supporto di applicazione diverse dal telecontrollo, consentendo di prioritizzare opportunamente i vari flussi in funzione delle diverse esigenze applicative.

Ciascuna cabina ASM (primaria o secondaria) è poi equipaggiata con un router di interfacciamento alla rete wireless, avente la doppia funzione di ulteriore protezione agli accessi (la rete stessa garantisce trasmissione criptata ed eventuali VPN) e di interfacciamento dei devices locali intelligenti.

Le cabine di interfacciamento degli utenti attivi, laddove presenti, sono anche dotate di un apposito switch.

Tanto il router che lo switch di cabina utente dispongono di una porta ottica a supporto del reciproco collegamento oltre che di altre 6 porte ethernet 10/100 Mbit/sec per il collegamento degli apparati locali da controllare.

Una valutazione preliminare fa ritenere che un'infrastruttura di rete quale quella proposta possa già supportare una copertura equivalente al 35%-40% dell'area urbana di Terni.

In altri termini, una nuova CS presente nell'area urbana di cui dovesse essere previsto in futuro il telecontrollo avrebbe tale probabilità di essere già raggiungibile.

Dal punto di vista della telecomunicazione la nuova cabina (il nuovo nodo) andrebbe cioè solo equipaggiata con dispositivi di antenna e router d'interfacciamento per poter essere raggiungibile dal centro di telecontrollo.

Dal punto di vista applicativo l'infrastruttura di comunicazione permetterà al sistema centrale la connessione permanente agli apparati di controllo posti nelle CP, nelle CS e nei punti di generazione coinvolti nel progetto per permettere il trasferimento di informazioni sia dalla periferia al centro che viceversa.

E' richiesta una comunicazione di campo (Field Area Network) sempre disponibile alle applicazioni che richiedono lo scambio d'informazioni tra il sistema centrale e gli apparati periferici di CP e CS e tra l'apparato di CP e le interfacce con i punti di generazione.

La rete proposta dovrà permettere di garantire i tempi di trasferimento necessari per assicurare l'implementazione della funzione "anti-islanding".

L'infrastruttura di comunicazione deve nel contempo garantire:

- alta affidabilità
- bassa latenza dei dati trasmessi
- ambiente IP ed utilizzo di protocolli standard relativi
- sicurezza dei dati trasmessi
- flessibilità e scalabilità dell'architettura
- ottimizzazione del rapporto costo/benefici/qualità della soluzione.

4.1 La rete di comunicazione

I nodi elettrici della rete di distribuzione sono fisicamente interconnessi tra loro dalla rete elettrica stessa, secondo le topologie caratteristiche. Gli apparati di controllo della rete, fisicamente collocati in corrispondenza dei nodi elettrici di rispettiva responsabilità devono essere in grado di comunicare tra loro. La necessaria rete di comunicazione può avere topologia differente da quella della rete elettrica controllata.

La figura sottostante rappresenta a livello esemplificativo i flussi informativi richiesti per la gestione degli elementi principali della catena di controllo della rete di distribuzione elettrica nel caso specifico di ASM Terni S.p.A.

Le sigle CP, CS, UA individuano in generale le tipologie di cabina (trasformazione AT/MT e MT/BT, Produttore o Utente Attivo) identificando il corrispondente tipo di apparato di telecontrollo presente.

Oltre a quest'ultimo, in ciascun tipo di cabina, potranno essere presenti ulteriori dispositivi intelligenti (protezioni, ...) interconnessi all'apparato di telecontrollo tramite collegamenti locali cablati o mediante bus di campo.

Mappare i flussi indicati su canali di comunicazione disponibili o implementabili corrisponde a definire l'architettura del sistema di comunicazione.

Per poter consentire l'effettuazione ottimale di tale operazione occorre aver definito:

- i requisiti funzionali di ciascun flusso, strettamente legati ai requisiti funzionali delle applicazioni di rete da realizzare;
- la topografia completa dei siti da collegare;
- la topografia completa della rete elettrica che li interconnette;
- definizione e mappa dei canali di comunicazione eventualmente già disponibili presso il Distributore.

ASM TERNI – collegamenti remoti tipo rete magliata

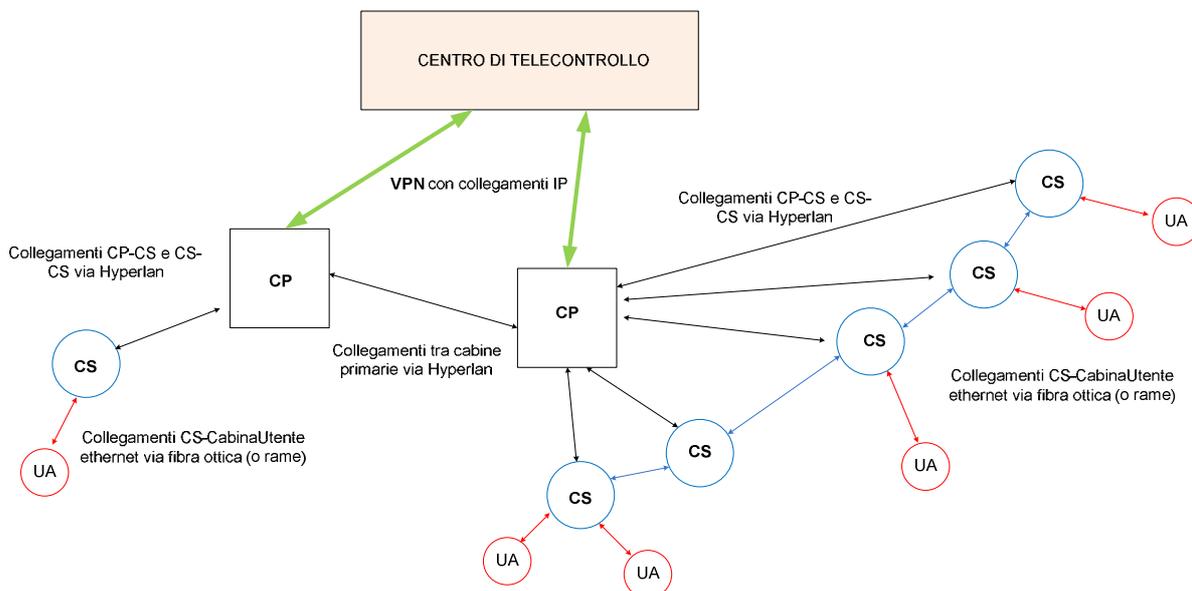


Figura 4.1-1 - Architettura del sistema di comunicazione realizzato per il progetto Smart Grid di ASM Terni

La tabella che riassume i requisiti funzionali tipici per alcune applicazioni che normalmente fanno parte del pacchetto di telecontrollo ed automazione di una rete di distribuzione è riportata immediatamente sotto.

Applicazione	Velocità dati	Latenza	Alim.di backup
Distributed Generation	9.6-56 kBps	300-2000ms	up to 1 hour
Automated feeder switching	9.6-56 kBps	300-2000ms	24 hour
Transformer Monitoring	56 kBps	500-2000ms	0 hour
Automated Meter Reading (AMR)	14-100 kBps per nodo/circa 200 abitazioni per area	2000ms	up to 4hours
Outage management	56 kbps	2000 ms	0 hours
Distribution asset management	56 kbps	2000 ms	0 hours
Demand response	56 kbps	2000 ms	0 hours
Line Protection and control	600 - 1500 kBps	<50ms	24 - 72 hours

Le informazioni contenute nella tabella, con particolare riferimento ai tempi di latenza delle connessioni richiesti, orientano decisamente verso l'impiego di una rete con connettività di tipo always-on.

Il protocol stack di rete della famiglia TCP-IP è, in questo contesto, il preferito per la sua posizione di standard di fatto universalmente accettato e supportato.

Il throughput diventa un vincolo critico esclusivamente considerando l'applicazione di line protection. Tale applicazione non rientra tra quelle immediatamente previste nel progetto ASM Terni. Occorre peraltro tenere presente questa richiesta tanto a livello di connettività end-to-end che per gli specifici link interessati.

Le informazioni relative alla numerosità e posizione dei punti da interconnettere, unite a quelle dei canali di comunicazione disponibili e riutilizzabili introducono ulteriori richieste vincolanti.

In questo contesto occorre tenere presente che la soluzione in discussione presenta un'ampia scalabilità ed un'architettura flessibile: il raggiungimento capillare delle CS normalmente comporta una serie di ostacoli legati all'elevato numero delle stesse (telecontrollate) ed alla loro posizione, con particolare riguardo agli ambiti fortemente urbanizzati ed alle collocazioni in botola o all'interno di edifici.

Nel caso specifico di ASM Terni, a livello applicativo sono previsti i seguenti flussi:

- Tra Centro di telecontrollo e CP:
 - monitoraggio e controllo
 - controllo e regolazione della tensione
- Tra CP e CS:
 - dispacciamento energia attiva
 - regolazione di tensione
 - anti-islanding
 - misura della qualità della tensione
- Tra centro di telecontrollo e CS:
 - monitoraggio e controllo CS
 - ricezione segnali di comando e regolazione per cabina utente attivo
- Tra CS e cabina utente:
 - ricezione e gestione misure da utente attivo
 - elaborazione locale e dinoltro comandi di regolazione utente attivo
 - semplice inoltra comandi di regolazione ad utente attivo

4.2 Modalità operative

Si è partiti dal presupposto che tra le CS coinvolte non esistano canali di comunicazione attivi.

Un'altra informazione che potrebbe rivelarsi utile per future espansioni ma al momento non considerata è quella relativa alla topologia della rete elettrica di distribuzione lungo la quale sono disposti gli impianti; ciò nell'ipotesi di tenere in considerazione anche la possibilità di considerare le linee elettriche come portanti alternative per la trasmissione dati a distanza.

La figura seguente riassume l'elemento distanze, che è importante considerare, unitamente alla visibilità LOS, nel contesto del progetto di una rete Hyperlan in aria.

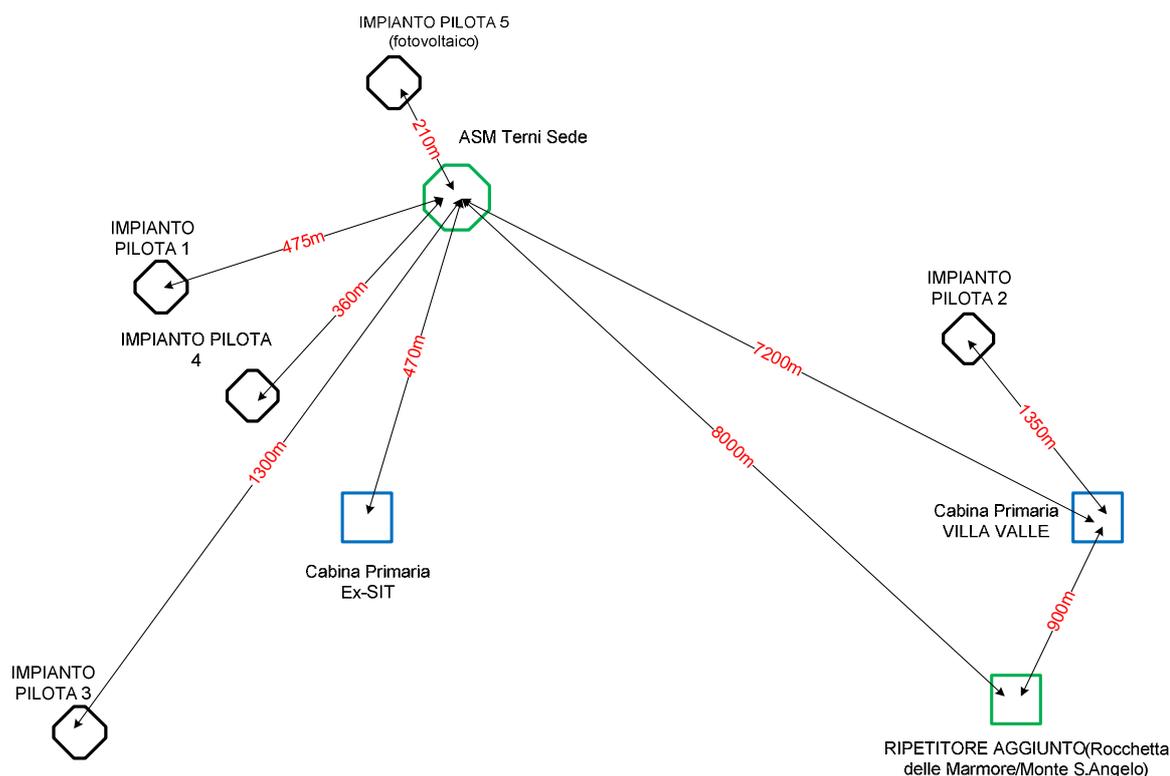


Figura 4.2-1 - Sistema di comunicazione del progetto Smart Grid di ASM Terni: distanze in gioco

Le distanze in linea d'aria tra i vari siti sono stimate sulla base della cartografia disponibile. La rete realizzata converge verso il centro di telecontrollo garantendo l'accessibilità di tutti i nodi da parte dello stesso con la disponibilità di un path alternativo nel caso di eccessivo degrado di quello "principale".

E' reso disponibile un sistema di network management (gestione della rete di comunicazione stessa dal punto di vista diagnostico e di configurazione) che integra tutte le tipologie di apparati utilizzati per la realizzazione delle connessioni fisiche, link level, riceve e gestisce le informazioni di stato dei citati apparati (condividendole col sistema di telecontrollo) ed è in grado di intraprendere in modo automatico e manuale procedure di recovery miranti ad assicurare il collegamento di tutti i nodi anche in caso di guasto di uno degli apparati costituenti.

Come appare opportuno, a tale proposito, l'architettura della rete proposta tiene operativamente conto delle citate esigenze, prevedendo l'adeguata ridondanza a livello di canali di comunicazione.

4.3 Architettura della soluzione

4.3.1. I nodi di comunicazione

Le caratteristiche delineate nei paragrafi precedenti, soprattutto riguardo alla distribuzione geografica delle stazioni ed al throughput degli applicativi richiedono una notevole versatilità delle interfacce di comunicazione presenti in cabina elettrica.

Vista l'elevata numerosità e le caratteristiche di posizionamento, l'elemento critico della catena è in generale la Cabina MT/BT (CS); la garanzia di poterla raggiungere (dal

punto di vista della connettività) passa attraverso la possibilità di scegliere il tipo di collegamento (WAN) adatto allo specifico contesto ambientale (Telefonia, radio, PLC, ...).

La presenza di più applicazioni utente con diverse esigenze trasmissive all'interno della CS richiede poi la disponibilità di un adeguato numero di interfacce dati (Ethernet, RS-232, RS-485, etc. ...). Allo stato attuale di conoscenza delle specifiche contrattuali Siemens ha ritenuto più opportuno optare per la disponibilità di una interfaccia IP partendo dalla quale le altre sono eventualmente ottenibili aggiungendo opportuni apparati.

In futuro l'instradamento (multiplexing, demultiplexing, firewalling,,...) delle varie informazioni applicative alle funzioni competenti a livello superiore e l'adeguata protezione tanto dei flussi informativi che degli accessi potrebbe richiedere anche capacità di routing e switching locali, come pure le esigenze di controllo centralizzato degli elementi di rete, a garanzia di riduzione dei tempi di fuori servizio e dei costi di manutenzione, richiederebbero una interfaccia di Network Management. Tale elemento è oggi indispensabile per la corretta gestione della rete di comunicazione vista nel suo complesso.

La figura seguente riassume le componenti fondamentali del nodo di comunicazione implementato (esclusivamente sotto il profilo della comunicazione) con particolare riferimento alle cabine secondarie (CS) ed alla stazione in Sede ASM Terni (Per un totale di N°6 nodi - l'apparato per UA non è presente nel nodo ASM Sede perché non richiesto dalla composizione degli impianti).

Oltre all'antenna intelligente che garantisce al connessione Hyperlan sono previsti all'interno delle cabine i dispositivi racchiusi dalle linee tratteggiate.

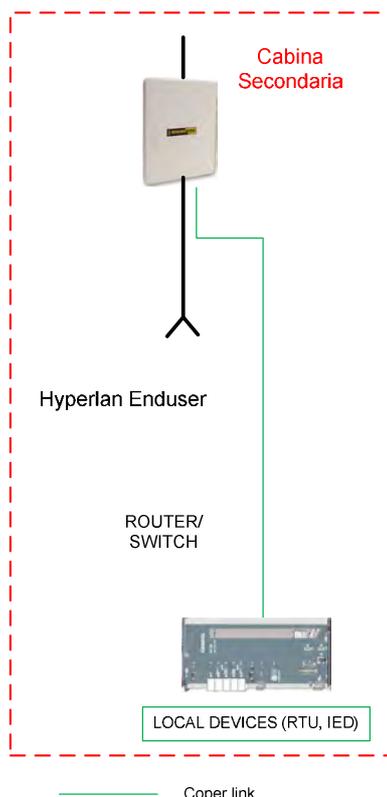


Figura 4.3-1 - Componenti del nodo di comunicazione implementato presso la CS

Laddove presenti, le eventuali stazioni di Utente Attivo sarebbero equipaggiate con uno switch industriale dotato di interfacce 10/100 RJ45 e di una interfaccia ottica 100FX. Le prime sarebbero dedicate al collegamento dei dispositivi da controllare, la seconda alla connessione con la CS/CP di pertinenza, tramite collegamento a fibra ottica. Analogo discorso per il nodo di comunicazione che equipaggerà le CP (figura seguente).

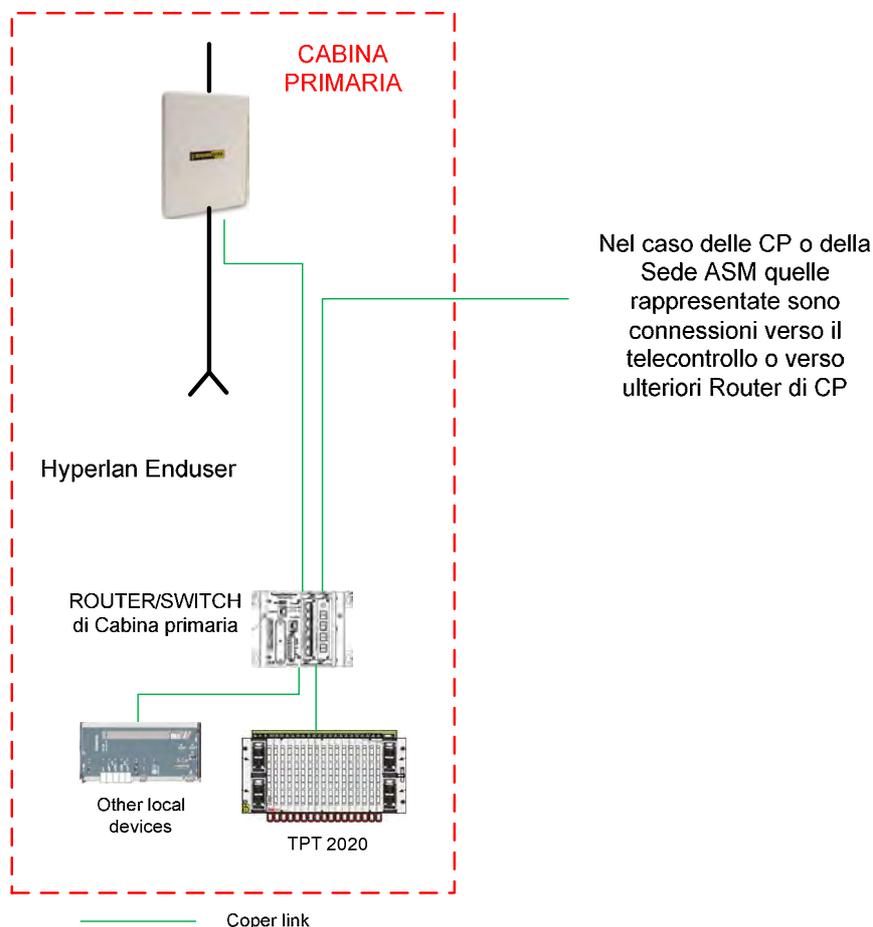


Figura 4.3-2 - Componenti del nodo di comunicazione implementato presso la CP

4.3.2. Rete radio – Topologia e implementazione

Riguardo alla tipologia di collegamento dati tra le cabine ed il centro di telecontrollo la scelta è caduta su link radio di tipo Hyperlan (frequenza 5GHz sulle dorsali e 2.4 GHz per distribuzione locale).

Si tratta di tecnologie operanti in banda libera e che necessitano di visibilità diretta tra i punti da connettere. Riguardo alla seconda delle due caratteristiche, l'esame della documentazione disponibile, con particolare riguardo alla posizione degli impianti ed all'orografia del territorio, essa pare garantita.

La figura seguente identifica le cabine ASM Terni coinvolte nel progetto come nodi di una rete Hyperlan ed i relativi collegamenti in frequenza con linee rosse (blu per la distribuzione 2.4GHz) tratteggiate.

Il progetto di tale rete comporta, come evidentemente deducibile dal disegno, la disponibilità di almeno due canali indipendenti (ciascuno supportato da una antenna ed operante a frequenza diversa dall'altro) per ciascuno dei nodi connessi.

Tale disponibilità, unita alla funzionalità di riconfigurazione dinamica dei path di collegamento in rete propria della tecnologia MESH supportata dagli apparati di cui Siemens offre l'impiego, consente di ridurre al minimo la possibilità di interruzione del collegamento legata ad eventuali disturbi, più probabile nel caso di utilizzo di comunicazioni in banda libera.

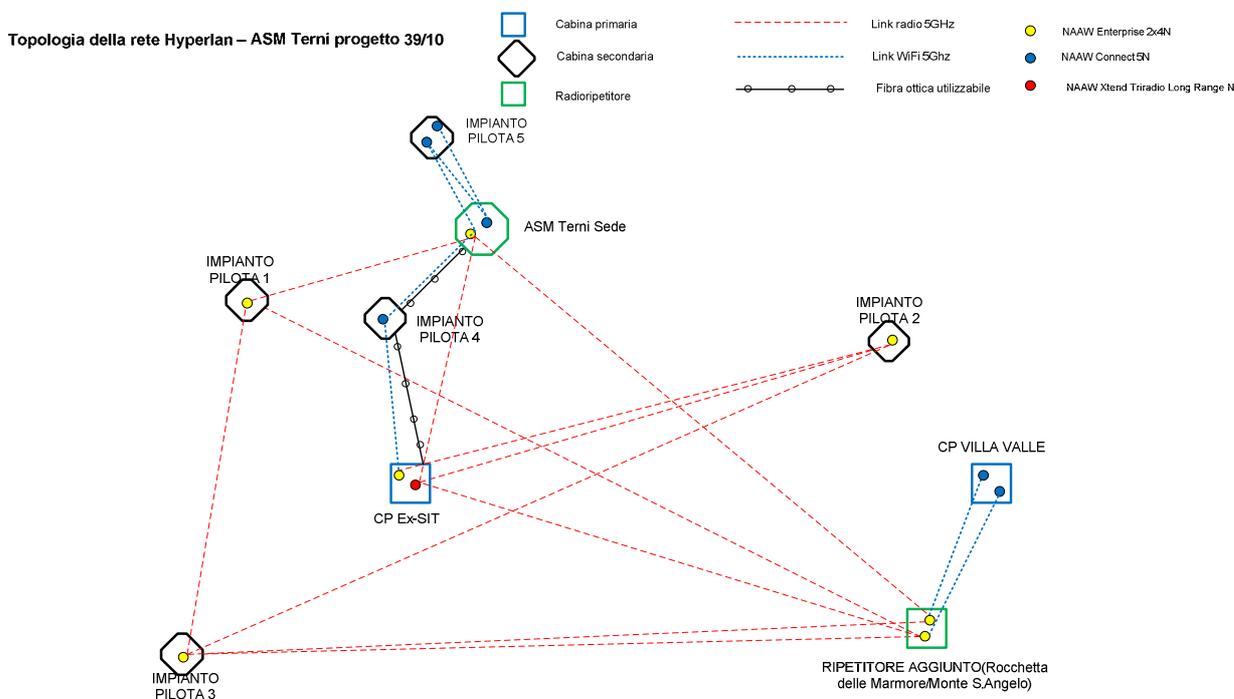


Figura 4.3-3 - Struttura della rete Hyperlan

Il sistema di monitoraggio dell'impianto è configurato in modo da presentare lo stato di funzionamento della rete in tempo reale e consentire l'attivazione dei sistemi di allarmistica in caso siano rilevati valori di funzionamento anomali o non corretti.

4.3.3. Il progetto della rete WAN Hyperlan

L'obiettivo del progetto è il collegamento di una serie di siti con tecnologia wireless MESH attraverso una rete ridondata ad alta affidabilità.

Il progetto di rete prevede l'installazione di tre dispositivi intelligenti in antenna Enterprise 2x4 sui tre siti principali (ASM Sede, Villa Valle ed Ex SIT) per la creazione di un anello di dorsale e di 5 dispositivi intelligenti di antenna Triradio sugli altri 5 siti previsti.

Le configurazioni ipotizzate per i dispositivi di cui si è previsto l'utilizzo sono le seguenti:

- Siti principali
 - Enterprise 2x4 con antenna integrata a 5 Ghz a doppia polarizzazione da 16 dBi e 16° di apertura, 2 antenne esterne a doppia polarizzazione da 16 dBi e 50° di apertura e 1 antenna integrata a doppia polarizzazione a 2,4 Ghz da 8 dBi a 90;
- Siti secondari

- Triradio con antenna integrata a 5 Ghz a doppia polarizzazione da 16 dBi e 16° di apertura, 1 antenna esterna a doppia polarizzazione da 16 dBi e 50° di apertura e 1 antenna integrata a doppia polarizzazione a 2,4 Ghz da 8 dBi a 90.

Le antenne a 5 Ghz realizzano i collegamenti mesh riportati nella figura della pagina precedente. L'apertura orizzontale delle antenne di cui si propone l'utilizzo è stata definita in relazione alla scalabilità della rete: l'utilizzo di antenne non eccessivamente direttive permette infatti di aggiungere ulteriori nodi mesh sul territorio che si possono integrare con la rete esistente.

Le antenne a 2,4 Ghz (1 per ciascuno degli 8 nodi) possono essere utilizzate in una duplice maniera:

- come ulteriore collegamento ridondato di backup;
- come punto di accesso locale in wi-fi per il personale di presidio dei siti; se viene attivata la copertura wi-fi a 2,4 Ghz è infatti possibile collegarsi (ovviamente con le opportune cifrature e protezioni) alla rete direttamente in modalità wireless presso i siti che ospitano i dispositivi wireless.

La rete di collegamenti radio così realizzata è in grado di rendere disponibili tutti i nodi connessi come indirizzi IP con accessibilità "always on".

La strategia di utilizzo della rete IP stessa a livello applicativo è lasciata alle applicazioni elettriche (può essere di tipo stella oppure con punti di concentrazione intermedi ad esempio a livello di CP).

5. FUNZIONALITA' DEL SISTEMA SCADA

In questo capitolo sono presentate le funzioni sviluppate nel sistema ST per la Gestione dei Clienti Attivi e Passivi connessi alla rete MT con particolare riferimento ai seguenti aspetti:

- Procedure di Configurazione dei Clienti nel Data Base del sistema
- Procedure di Esercizio dedicate alla gestione dei Clienti
- Elaborazioni per la gestione delle grandezze elettriche delle connessioni MT
- Eventi generati e loro trattamento

5.1 Configurazione impianto MT

Selezionando la scheda tecnica associata al "sezionatore di connessione dell'impianto" (alla sbarra di CS) ed aprendo la "cartella dell'impianto":

1. Nella cartella DATI è possibile definire:
 - le caratteristiche principali dell'impianto (cliente, nome dell'impianto, POD,...)
 - i dati di targa dell'impianto complessivo (V nominale, f nominale, P nominale in assorbimento, P nominale in generazione,...)
 - i dati di targa dell'impianto di generazione (P nominale, Q max induttiva, Q max capacitiva,...)
 - i segnali provenienti dall'impianto (ad es. posizione dell'interruttore della Protezione di Interfaccia)
 - i comandi relativi all'impianto (ad es. apertura/chiusura dell'interruttore della Protezione di Interfaccia)
 - le misure associate all'impianto (V al punto di scambio, P al punto di scambio, Q al punto di scambio,...)
2. Nella cartella SCHEDA TECNICA DEL GENERATORE è possibile definire:
 - le caratteristiche di dettaglio del singolo generatore (fonte primaria, regolabile o non regolabile,...)
 - i dati di targa del singolo generatore (P nominale, Q max induttiva, Q max capacitiva,...)
 - i segnali caratteristici del generatore
 - le misure associate al generatore (P generatore, Q generatore)
3. Nella cartella SCHEDA TECNICA DEL CARICO è possibile definire:
 - le caratteristiche di dettaglio del singolo carico (regolabile o non regolabile, alleggeribile o non alleggeribile...)
 - i dati di targa del singolo carico (P nominale, Q max induttiva, Q max capacitiva,...)
 - i segnali caratteristici del carico
 - i comandi caratteristici del carico
 - le misure associate al carico (P assorbita dal carico, Q assorbita dal carico, P assorbita dal carico distaccabile per alleggerimento,...)

4. Nella cartella SCHEDA TECNICA DEL SISTEMA DI ACCUMULO è possibile definire:
- le caratteristiche di dettaglio del sistema di accumulo (nome, tipo di batterie,...)
 - i dati di targa del sistema di accumulo (P nominale, Q max induttiva, Q max capacitiva,...)
 - i segnali caratteristici del sistema di accumulo (stato operativo,...)
 - le misure associate al sistema di accumulo (P assorbita dal sistema di accumulo, Q assorbita dal sistema di accumulo, stato di carica,...)

5.2 Esercizio impianto MT

5.2.1. Schema topologico MT

Sullo Schema Topologico il simbolo di un impianto MT è rappresentato dal simbolo posto accanto alla Cabina Secondaria 11387, come nella figura seguente:



Figura 5.2-1 - ST: simbolo di un impianto MT

5.2.2. Schema di Direttrice

Sullo Schema di Direttrice la rappresentazione dell'impianto regolabile è analoga a quella sullo Schema Topologico MT.

5.2.3. Schema di Tronco

Sullo Schema di Tronco la rappresentazione dell'impianto regolabile è analoga a quella sullo Schema Topologico MT.

5.2.4. Schema di Cabina Secondaria

La figura seguente illustra lo schema di Cabina Secondaria dove è presente un impianto di generazione.

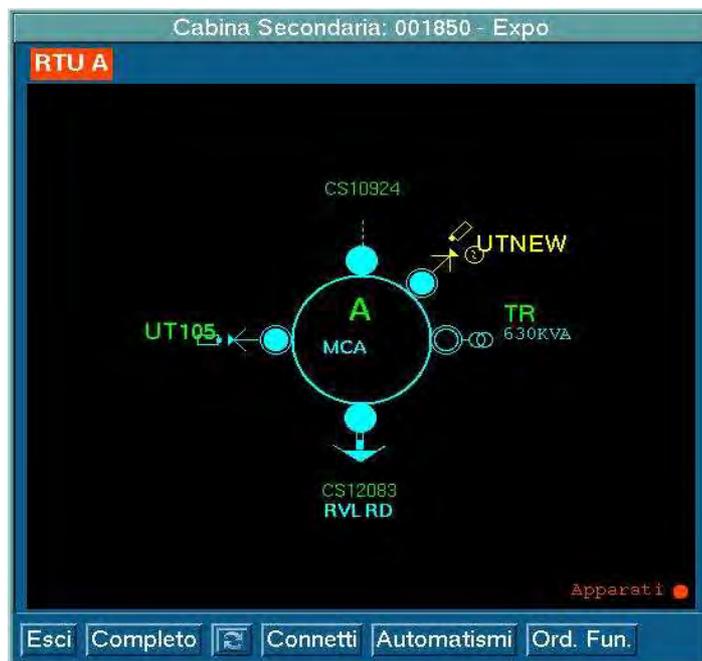


Figura 5.2-2 - ST: schema di cabina secondaria

Accanto all'organo di manovra associato all'utente vengono rappresentati dei simboli che caratterizzano la presenza dell'impianto di generazione. In particolare sono possibili le seguenti combinazioni:

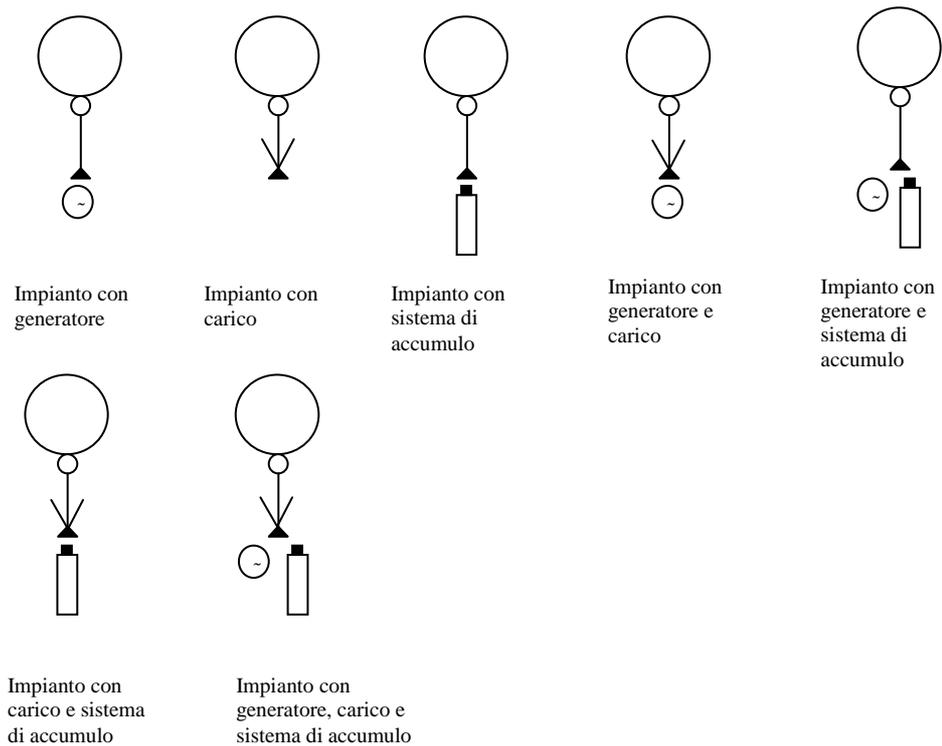


Figura 5.2-3 - ST: simboli di impianti connessi alla cabina secondaria

5.2.5. Schema di impianto MT

Aperto la finestra operativa dell'impianto MT è possibile visualizzare le seguenti aree:

- Titolo (codice gestionale dell'impianto e nome)
- Anagrafica (esercizio e cabina secondaria)
- Schema (rappresentazione grafica dell'impianto con appositi elementi per identificare la presenza dei generatori, lo stato della Protezione di Interfaccia, le misure acquisite,...)
- Note (caratteristiche principali dell'impianto)
- Parametri di funzionamento (dati di targa dell'impianto)
- Comandi (bottoni operativi relativi ai comandi disponibili per la gestione dell'impianto)
- Allarmi e Variazioni di Stato (presentazione degli eventi associati all'impianto)
- Bottoni Operativi (con il bottone misure è possibile visualizzare la finestra con i valori istantanei delle misure configurate)

La figura seguente riporta un esempio di tale finestra.



Figura 5.2-4 - ST: schema di impianto MT

5.3 Elaborazioni (monitoraggio impianto MT)

Il sistema permette il monitoraggio dell'impianto e dei suoi elementi costituenti. Sono disponibili:

- i segnali caratteristici dell'impianto
- le misure caratteristiche dell'impianto
- i segnali caratteristici del generatore
- le misure caratteristiche del generatore
- i segnali caratteristici del carico
- le misure caratteristiche del carico
- i segnali caratteristici del sistema di accumulo
- le misure caratteristiche del sistema di accumulo

5.4 Eventi generati e loro trattamento

Tutti gli eventi associati all'impianto MT sono registrati in archivio e sono caratterizzati dai seguenti elementi:

- DATA e ORA
- ENTE (impianto di generazione, generatore, carico, sistema di accumulo)
- DESCRIZIONE
- PARAMETRI

Ogni evento è trattato in modo specifico:

- acquisizione automatica dal sistema oppure manuale da parte dell'Operatore di Esercizio
- possibilità di memorizzazione nella lista degli allarmi persistenti

- possibilità di cancellazione di eventi già presenti nella lista degli allarmi persistenti
- possibilità di stampa sul Protocollo di Servizio

6. CARATTERISTICHE DELLE RTU IN CABINA PRIMARIA

E' in fase di installazione la nuova RTU in Cabina Primaria (TPT2020) che, rispetto agli RTU preesistenti (TD065 e TG805), presenta principalmente i seguenti vantaggi:

- disponibilità protocollo IEC 61850 per comunicazione con dispositivi di campo
- automazioni locali per gestione di Cabina Primaria
- automa per gestione teledistacco in caso di apertura interruttore linea MT
- automi di correlazione eventi
- possibilità di comunicazione ridondata verso il posto centrale
- disponibilità archivio eventi e misure
- interfaccia di configurazione del Data Base analoga a quella disponibile nel Sistema di Telecontrollo

6.1 Funzioni dell'apparato TPT2020

L'apparato di telecontrollo TPT2020 ha il compito di gestire il processo elettrico della Cabina Primaria. Le funzioni principali realizzate dall'apparato sono le seguenti:

- gestione delle richieste operative effettuate dall'Operatore del Centro
- funzioni di automazione e protezione svolte in automatico
- gestione degli apparati di controllo degli elementi costituenti il processo elettrico
- trasferimento al Centro delle informazioni generate e/o raccolte dal campo
- gestione del Data Base che descrive il processo da controllare

Le principali operazioni svolte in automatico sono le seguenti:

- Protezione di ricalzo per guasto monofase a terra
- Protezione di ricalzo per guasto di massima corrente
- Protezione per guasto intermittente e/o evolutivo su linee successive
- Richiusura centralizzata delle linee MT
- Ripresa automatica del servizio a seguito di scatto trasformatore per protezioni esterne
- Ripresa automatica del servizio a seguito di scatto trasformatore per protezioni interne
- Regolazione della potenza reattiva e della tensione mediante condensatori di rifasamento
- Parallelo trasformatori

L'apparato realizza inoltre le funzioni di correlazione degli eventi elementari allo scopo di generare segnalazioni di allarme da inviare al centro.

Alle sopracitate funzioni svolte dall'apparato TPT2020 si aggiungono le seguenti:

- Comunicazione con il centro di supervisione
- Esecuzione di automazioni locali
- Sincronizzazione da centro tramite protocollo NTP
- Comunicazione con dispositivi di Cabina Secondaria tramite protocollo IEC 61850
- Memorizzazione degli eventi con time tag e dei valori medi delle misure

6.2 Architettura dell'apparato

L'apparato TPT2020 presenta un'architettura modulare basata su un doppio livello di elaborazione, in cui il carico elaborativo è distribuito tra diverse unità, interconnesse tramite un bus seriale basato sul protocollo CAN.

Le unità principali componenti l'apparato sono:

- Unità di Elaborazione (UEL)
- Unità Convertitore + I/O (UPC)
- Unità di I/O (UP) deputate alla gestione di basso livello del campo

La figura seguente illustra l'architettura del TPT2020:

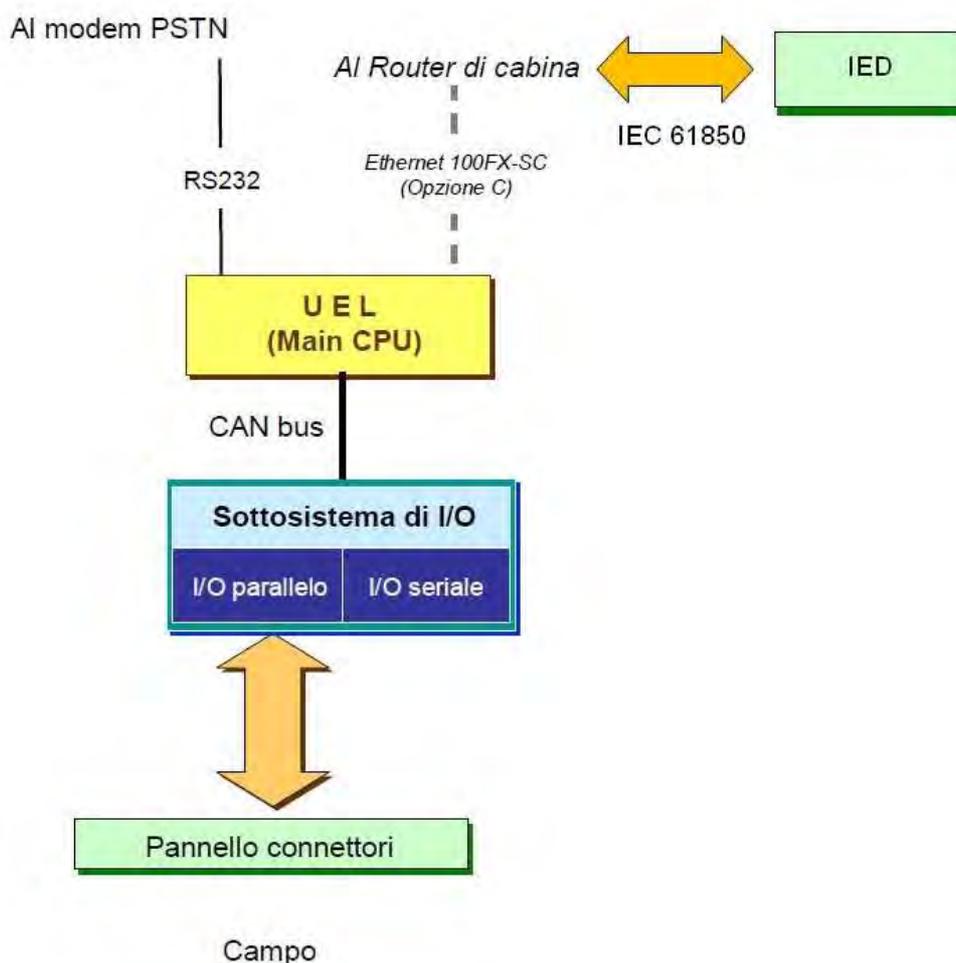


Figura 6.2-1 - Architettura dell'apparato di CP TPT2020

6.3 Unità di Elaborazione (UEL)

E' costituita da un Personal Computer industriale con le seguenti caratteristiche:

- CPU Intel Atom N270 1.6 GHz

- Memoria RAM 128 MB
- Compact Flash Card rimovibile dall'esterno SD RAM 256 MB
- 2 Interfacce Fast Ethernet
- 2 Canali seriali programmabili in RS232/422/485
- 2 porte Usb
- Interfaccia PC/104 Standard
- Interfaccia VGA Standard
- Connettori PS/2 per tastiera e mouse

Alla unità UEL sono assegnati i compiti di:

- Elaborazione
- Funzioni di automatismo
- Funzioni di correlazione
- Comunicazione con il centro
- Gestione archivi
- Comunicazione con le unità di I/O
- Comunicazione tramite protocollo IEC 61850

6.4 Sottosistema di I/O

Ha il compito di interfacciare il campo tradizionale (segnali, misure, comandi) mediante collegamenti cablati. E' costituito da due rack a 19" contenenti:

- 1 Scheda alimentatore - I/O - Linee seriali (UPC) con funzioni di:
 - Sezione a microprocessore:
 - Comunicazione con protocollo MODBUS
 - Comunicazione con protocollo IEC 60870-5-103
 - Restituzione di 28 Telecomandi speciali
 - Restituzione di allarmi visivi e con contatti di relè
 - Sezione di alimentazione:
 - Generazione, filtraggio e protezione delle alimentazioni interne della macchina
 - Restituzione di segnalazione visiva e con contatti di relè di presenza alimentazione in ingresso
- 6 Schede I/O (UP) con funzioni di:
 - Acquisizione di 125 Telesegnali (ingressi digitali)
 - Restituzione di 24 Telecomandi (uscite comandi)
 - Acquisizione di 9 Telemisure (ingressi analogici)



Figura 6.4-1 - Particolare delle schede I/o dell'apparato di CP TPT2020

Le schede sono collegate al pannello connettori mediante un cablaggio di armadio realizzato su circuito stampato.

Il pannello connettori alloggia i connettori Burndy su cui si attestano i cavi provenienti dal campo. Ogni connettore porta generalmente più segnali, misure e comandi ed è specializzato per uno o più tipi di dispositivo. Tale pannello realizza i collegamenti e le permutazioni tra le schede di I/O e i connettori a 50 poli, a cui fornisce il supporto fisico.



Figura 6.4-2 - Particolare pannello connettori dell'apparato di CP TPT2020

6.5 Alimentazione

L'apparato TPT2020, costituito dal PC industriale (UEL) e dal sottosistema di I/O, è dotato di un alimentatore 24 Vdc / +5, +12 Vdc.

Il sottosistema di I/O deve essere alimentato a -24Vcc con positivo a terra. Tale tensione di alimentazione viene convertita dalla sezione di alimentazione della scheda UPC, per mezzo di 2 convertitori DC/DC, nelle tensioni:

- +5 Vcc per le micrologiche dell'apparato
- +12Vout per l'alimentazione dei relè e per funzionalità accessorie

6.6 Descrizione funzionale dell'apparato

L'apparato TPT2020 oltre alle funzioni standard di telecontrollo quali acquisizione di telesegnali (TS) e telemisure (TM), imposizione di telecomandi (TC) e comunicazione con il centro di telecontrollo, realizza funzionalità evolute di automazione della cabina primaria e di comunicazione con dispositivi di Cabina Secondaria (IED) utilizzando il protocollo IEC 61850.

Per meglio rispondere alla complessità delle funzioni fornite, l'apparato è stato realizzato utilizzando una architettura a intelligenza distribuita organizzata in modo gerarchico.

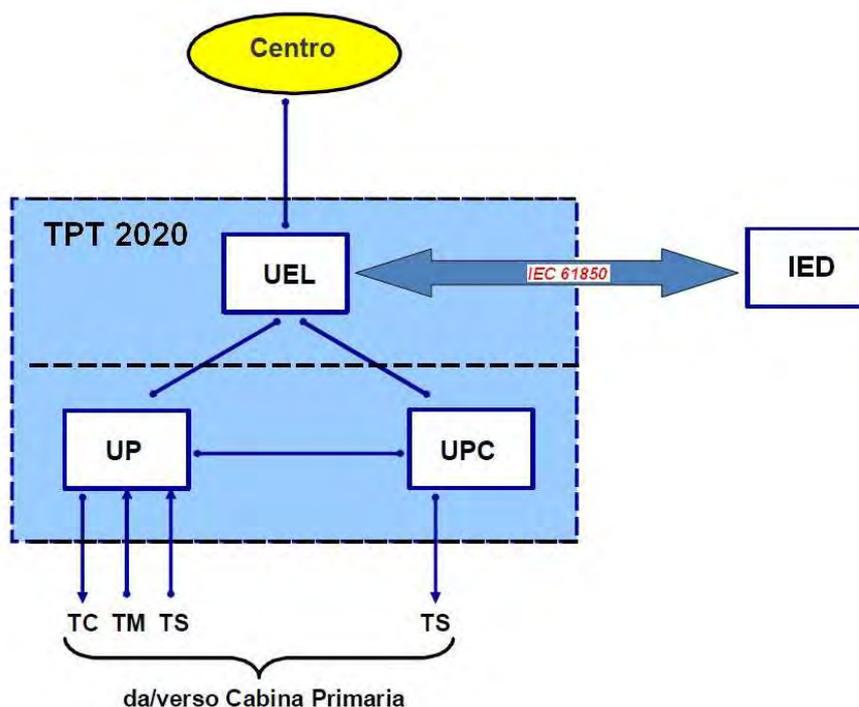


Figura 6.6-1 - Architettura funzionale dell'apparato di CP TPT2020

6.6.1. Logiche del sistema

E' previsto un insieme di logiche che gestiscono:

- l'interazione con l'apparato di configurazione TMF per:
 - la configurazione HW e SW del sistema
 - la configurazione delle linee di comunicazione con il campo e con il Centro
- le funzioni di avviamento della UEL
- il Data Base, in particolare per:
 - aggiornare i dati statici del Data Base di Esercizio e di Configurazione a seguito delle modifiche effettuate dall'Operatore del TMF
 - aggiornare le informazioni dinamiche contenute nel Data Base di Esercizio
 - archiviare gli eventi generati dal sistema
- la comunicazione con gli I/O, in particolare per:
 - notificare lo stato del collegamento con il sottosistema di I/O

- inviare comandi operativi e acquisire segnali e misure dal sottosistema
- tutte le informazioni provenienti dagli apparati di campo e che attuano tutte le richieste effettuate dall'Operatore da Centro, o dalla UEL stessa nel caso di procedure automatiche; queste logiche hanno il compito di notificare al sistema tutte le condizioni di variazione di stato degli elementi costituenti il processo elettrico controllato.
- la comunicazione con il Centro; queste logiche hanno anche la funzione di notificare lo stato del collegamento con il Centro.

6.6.2. Sincronizzazione oraria

L'apparato TPT2020 mantiene, nella UEL, un orologio-calendario che viene aggiornato periodicamente da ST mediante protocollo NTP.

6.6.3. Modalità di comunicazione

L'apparato TPT2020 consente i seguenti tipi di comunicazione:

- comunicazioni locali:
 - verso il Terminale Multi Funzione (TMF) tramite protocollo TCP/IP - RPC attraverso la porta RJ45 del PC che costituisce l'unità di elaborazione UEL
 - verso un browser di mercato per la visualizzazione del Web Server di apparato tramite protocollo TCP/IP - HTTP attraverso la porta RJ45 del PC che costituisce l'unità di elaborazione UEL
- comunicazione con dispositivi con protocollo MODBUS
- comunicazione con dispositivi IED di Cabina Secondaria tramite protocollo IEC 61850 usando messaggi MMS oppure GOOSE; quest'ultimo utilizzato per la funzione di teledistacco
- comunicazione con il centro; l'attivazione ed il mantenimento della connessione applicativa è a cura del Centro il quale provvede ad attivarla sia allo start-up che al termine di un periodo di interruzione della comunicazione con il sistema. Il protocollo di comunicazione con il Centro si basa sui protocolli TCP/IP e RPC. Per esso è disponibile un tool software Master di protocollo, tramite il quale è possibile connettersi all'apparato simulando la comunicazione con il Centro.

6.7 Caratteristiche meccaniche

L'apparecchiatura si presenta in un cabinet in lamiera con struttura portante saldata acciaio di dimensioni 2000x600x600 dotato di:

- Portella frontale per l'accesso all'apparato in fase di manutenzione con chiave
- Portella posteriore per l'accesso in fase di installazione e collegamento dei cavi di campo con chiave
- aperture superiori e inferiori per l'accesso dei cavi di campo
- grado di protezione \geq IP41

7. CARATTERISTICHE DELL'RTU IN CABINA SECONDARIA

Le CS che connettono gli utenti attivi coinvolti nel progetto Smart Grid sono state equipaggiate con un quadro di interfacciamento, contenente le RTU Siemens TM 1703 ACP. Più precisamente la dotazione prima descritta riguarda i seguenti impianti:

- Centrale Idroelettrica IMPIANTO PILOTA 2
- Compensatore sincrono IMPIANTO PILOTA 4
- Impianto termoelettrico IMPIANTO PILOTA 1
- Impianto Fotovoltaico IMPIANTO PILOTA 3
- Impianto Fotovoltaico IMPIANTO PILOTA 5

7.1 Architettura dell'apparato

L'apparato, rappresentato nella figura seguente, è costituito da:

- un modulo di controllo master che realizza funzioni di automazione e telecontrollo
- uno o più moduli periferici che acquisiscono o inviano verso il campo i dati di processo

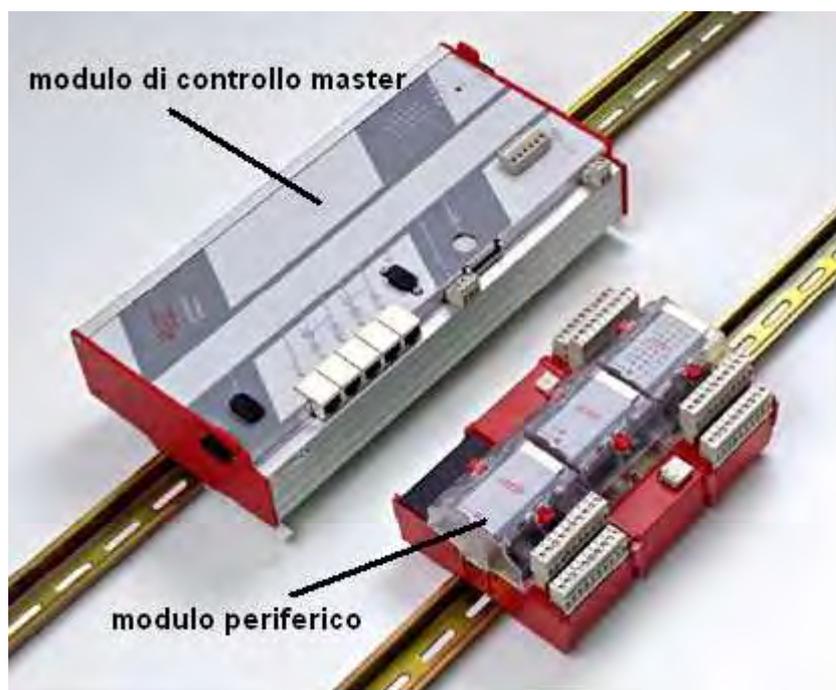


Figura 7.1-1 - Particolare pannello connettori dell'apparato di CP TPT2020

La tensione di alimentazione per il modulo di controllo master è 24-60 Vdc e quella per i moduli periferici è 24-60 Vdc oppure 110-220 Vdc. Entrambi i moduli sono predisposti per il montaggio su guida DIN 35 mm.

7.2 Descrizione funzionale dell'apparato

7.2.1. Modulo di controllo master

Questo modulo ha le seguenti caratteristiche funzionali:

- interfacce di comunicazione che possono essere specializzate per gestire interfacce seriali, di rete, Profibus DP. Sono disponibili fino a 2 interfacce ognuna gestita da un processore indipendente
- interfacce per gestire fino a 16 elementi periferici tramite il bus seriale Ax-1703 con velocità pari a 16 Mbps
- gestione di diagrammi funzionali in accordo con lo standard IEC 61131-3 per la realizzazione di funzioni di regolazione e controllo in anello aperto e chiuso
- sincronizzazione tramite NTP server, comunicazioni via seriale, ricevitore segnale di sincronizzazione (es. DCF77) o impulso di sincronismo una volta al minuto
- interfaccia con ambiente di parametrizzazione, diagnostica e test (TOOLBOX II)
- memorizzazione dei parametri di configurazione del firmware su flash card
- disponibilità di 512 kB per programmi utente, con un massimo di 50000 variabili e segnali di cui 2000 bufferizzati

In questo modulo sono implementati gli algoritmi di regolazione locale della tensione descritti nel paragrafo "Algoritmi per il controllo della generazione distribuita". Inoltre elabora ed attua i set point provenienti dall'algoritmo "coordinatore".

Il modulo realizza anche la comunicazione con protocollo IEC 61850 verso il TPT2020.

7.2.2. Moduli periferici

Questo tipo di modulo è costituito da:

- un alimentatore
- un'interfaccia periferica di comunicazione con il modulo di controllo master attraverso il bus seriale Ax-1703
- fino a 8 moduli di I/O

Le tipologie di moduli di I/O sono le seguenti:

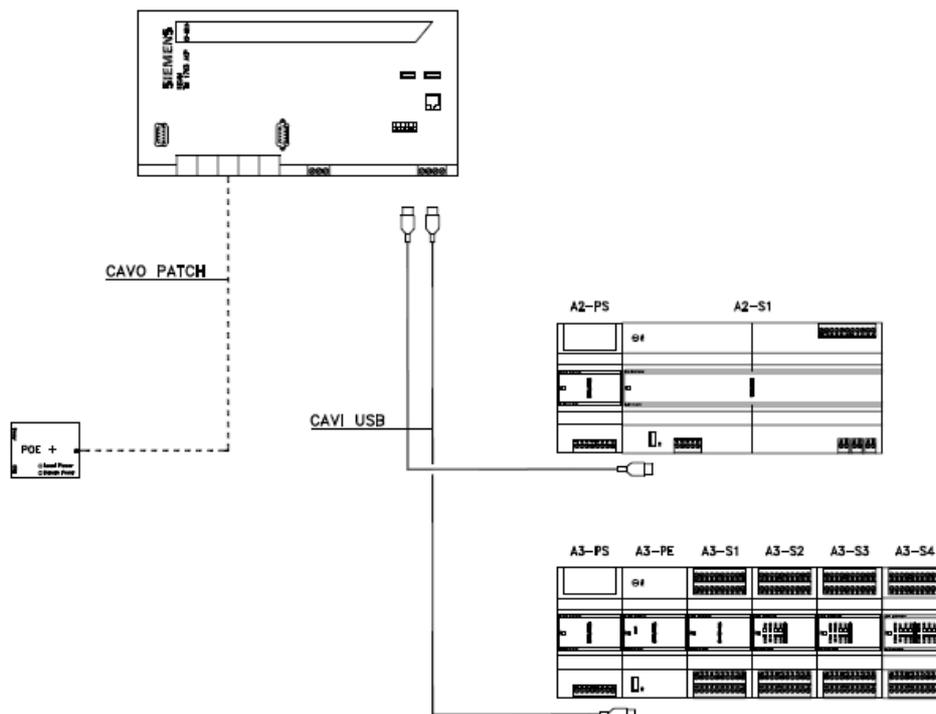
- ingressi digitali
- uscite digitali transistor
- uscite digitali relè
- uscite comandi impulsivi
- ingressi analogici
- uscite analogiche
- misura di velocità
- misura di posizione
- ingresso diretto da trasformatore (4 misure di tensione, 3 misure di corrente)

Ogni modulo prevede la connessione con i cavi di segnale tramite connettori di tipo "pull-off" con terminali a vite.

7.3 Realizzazione del controllore d'impianto

L'RTU è collocata in un apposito armadio alimentato tramite un gruppo di continuità (UPS) per garantire l'alimentazione necessaria anche in mancanza della rete principale.

Il modulo di controllo master dell'RTU è collegato tramite un cavo patch al POE (dispositivo di interfaccia con le antenne) e con due cavi USB, rispettivamente, ai due moduli periferici. Il primo modulo periferico prevede 7 ingressi analogici mentre il secondo prevede 4 uscite analogiche, 16 uscite relè e 16 ingressi digitali.



Per quanto riguarda il primo modulo periferico, in particolare, sono presenti:

- i seguenti ingressi analogici:
 - misura di corrente nel punto di consegna (fase R)
 - misura di corrente nel punto di consegna (fase S)
 - misura di corrente nel punto di consegna (fase T)
 - misura di tensione nel punto di consegna (fase R)
 - misura di tensione nel punto di consegna (fase S)
 - misura di tensione nel punto di consegna (fase T)

Mentre per il secondo modulo periferico, sono presenti:

- le seguenti uscite analogiche:
 - set point di potenza reattiva
 - set point di $\cos\varphi$
 - set point limite di potenza attiva
 - feedback di $\cos\varphi$
- le seguenti uscite relè (suddivise su 2 moduli da 8 uscite):
 - limite di potenza attiva (codificata su 4 bit)

- abilitazione permanente delle soglie restrittive della 81V (protezione di frequenza a sblocco voltmetrico) sulla PI (protezione di interfaccia)
- natura del cosφ in generazione (induttivo/capacitivo)
- validità del riferimento 4-20mA di potenza reattiva
- validità del riferimento 4-20 mA di cosφ
- comando di apertura dell'interruttore di interfaccia (telescatto)
- i seguenti ingressi digitali:
 - esclusione delle funzioni di regolazione (attuabile tramite apposito selettore presente sulla portella dell'armadio)
 - mancanza dell'alimentazione principale (tensione fornita dall'UPS)
 - stato interruttore di interfaccia (aperto)
 - stato interruttore di interfaccia (chiuso)
 - segnali specifici legati al funzionamento dell'UPS (bypass UPS, allarme UPS, batteria UPS in funzione, batteria UPS quasi scarica)

7.4 Caratteristiche meccaniche

L'apparecchiatura si presenta in un cabinet in lamiera di dimensioni 1800x600x400 dotato di:

- Portella frontale per l'accesso all'apparato in fase di manutenzione con chiave
- Apertura inferiore per l'accesso dei cavi di campo
- Griglie di areazione su portella frontale