

PROGETTO ISERNIA

Enel Distribuzione S.p.A.

Cabina Primaria di Carpinone (IS)

**RELAZIONE SEMESTRALE - SETTEMBRE 2013
(V RELAZIONE DI AVANZAMENTO)**

INDICE

Sommario

INDICE	3
1.1 Finalità.....	5
1.2 Inquadramento del progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione.....	6
1.3 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grids	7
1.4 Caratteristiche tecnico-energetiche (hosting capacity, sistema di comunicazione e controllo, logiche di selettività e di rialimentazione, qualità, ecc.)	8
1.4.1 Caratteristiche dell'area del progetto	8
1.4.2 Cabina Primaria di Carpinone.....	9
1.4.3 Sistema di protezione.....	10
1.4.4 Telecontrollo Impianti e supervisione rete.....	10
1.4.5 Monitoraggio impianto ai fini del controllo della RTN.....	10
1.4.6 Flussi energetici dell'area del progetto	10
1.4.7 Indicatori di qualità registrati nell'area sede del progetto.....	11
1.5 Obiettivi funzionali definiti in sede di progetto e relative modalità di gestione della rete sia tecniche (es.: regolazione della tensione, distacchi di carico e/o generazione) sia gestionali con riferimento al ruolo dei soggetti coinvolti (produttori, consumatori, TERNA); differenze rispetto all'attuale gestione	12
1.5.1 Ricerca tronco guasto veloce e Telescatto anti-islanding	12
1.5.2 Regolazione innovativa della tensione MT e incremento della hosting capacity	14
1.5.3 Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva.....	15
1.5.4 Previsione delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO	16
1.5.5 Storage multifunzionale, stazione di ricarica e veicoli elettrici	17
1.5.6 Dispositivo Enel smart info per le utenze BT.....	18
1.6 GANTT originario.....	20
1.7 Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto.....	20
1.8 Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento Psmart, ecc.)	21
1.8.1 Benefici attesi sulla base della determina 7/10	23
1.9 Stato avanzamento lavori	24
1.9.1 Architettura di riferimento	24
1.9.2 Avanzamento attività	26

1.9.3	GANTT aggiornato con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto al GANTT originario	30
1.9.4	Costi sostenuti	33
1.10	Commenti in relazione agli obiettivi finali previsti dal progetto.....	34
1.10.1	Stato di raggiungimento atteso degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali)	34
1.10.2	Dettagli del piano di monitoraggio e/o test sul campo che si prevede effettuare per una valutazione quantitativa dei benefici attesi in relazione agli specifici interventi realizzati nell'ambito del progetto	34

1 Descrizione del progetto dimostrativo

1.1 Finalità

Negli ultimi anni il concetto di Smart Grids, nato a seguito degli obiettivi di riduzione dei gas serra, è stato ampliato fino a comprendere tutte le innovazioni tecniche sulle reti di distribuzione in grado di favorire la generazione distribuita, la partecipazione attiva dei clienti, l'uso razionale dell'energia, supportare la mobilità elettrica ed il miglioramento della qualità del servizio.

Pertanto, il Progetto Isernia, presentato da Enel Distribuzione il 10 novembre 2010 nell'ambito dei progetti pilota smart grid Delibera ARG/elt 39/10 e ammesso al trattamento incentivante l'8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11, rappresenta una dimostrazione in campo di Smart Grid e si propone la sperimentazione di una serie di componenti, sistemi e tecniche di gestione della rete "Attiva", per una successiva diffusione su tutto il territorio nazionale.

Particolare attenzione viene prestata alla standardizzazione e unificazione dei componenti nonché alla minimizzazione dei costi.

Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito CP), di Carpinone (IS) Sbarra Verde (Figura 1) e sulla rete da essa alimentata, nonché sul sistema di telecontrollo (SCADA) di Campobasso cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo utenti attivi e passivi ad essa collegati.

In concreto, il progetto prevede i seguenti interventi:

- installazione di un sistema di controllo, per superare i problemi che la Generazione Distribuita (GD) può creare sulla rete di distribuzione, basato su una infrastruttura di comunicazione che, da un lato possiede un'alta capacità di trasporto delle informazioni (broadband) e dall'altro ha tempi di latenza molto ridotti. Questa rete, oltre a connettere ai sistemi di controllo le cabine del Distributore, deve connettere anche gli impianti dei produttori privati. In caso di ogni produttore coinvolto, verranno installati una serie di apparati oggi sviluppati e installati a cura Enel;
- introduzione di una flotta di veicoli elettrici utilizzati dalle squadre Enel; le colonnine di ricarica saranno supportate da un impianto fotovoltaico, integrato nelle pensiline di un apposito parcheggio;
- sperimentazione di un sistema di accumulo di energia elettrica (Storage) connesso alla rete a media tensione;
- sperimentazione su una popolazione di circa 8.000 clienti domestici e/o piccolo commerciali di un dispositivo denominato Smart Info che, collegato ad una normale presa di casa, mette a disposizione in ambito domestico i dati gestiti dal Contatore Elettronico. L'obiettivo è verificare quanto tali informazioni possano contribuire all'efficienza energetica e all'integrazione di produzioni da fonti rinnovabili.

La rete di Isernia è stata scelta perché presenta una sufficiente quantità di impianti di generazione che insistono sulla rete a media tensione, rendendola "attiva". Queste reti in cui, in alcuni momenti della giornata, il flusso di energia può invertirsi e fluire verso la rete nazionale, sono quelle più adatte alla sperimentazione delle nuove tecniche di gestione. A ciò si aggiunge lo stato di

manutenzione buono degli impianti e l'ampia disponibilità di spazi a disposizione per le installazioni dello Storage e dell'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici.



Figura 1. CP Carpinone – Sbarra Verde.

1.2 Inquadramento del progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione

A seguito delle evoluzioni regolatorie dell'ultimo decennio, ENEL Distribuzione ha messo in campo significativi investimenti per raggiungere elevati livelli di qualità; di conseguenza, le reti di distribuzione hanno oggi una consistenza e un livello di protezione/automazione/gestione tale da rappresentare lo stato dell'arte a livello mondiale.

Tuttavia, l'introduzione massiccia della Generazione Distribuita (GD) sulle reti elettriche ha portato notevoli problemi, non solo a livello delle reti di Distribuzione MT e BT ma anche per quanto riguarda la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

In particolare;

- essendo la GD per maggior parte da fonte rinnovabile (Fotovoltaico ed eolico), per sua natura è soggetta a fluttuazioni aleatorie dovute alle condizioni meteorologiche o all'alternarsi periodico della notte e del giorno; tali fluttuazioni generano problemi alla Rete di Trasmissione Nazionale e costi aggiuntivi di dispacciamento delle varie fonti energetiche.
- La connessione degli impianti di produzione alla rete con l'approccio tradizionale "*fit and forget*" da un lato comporta investimenti aggiuntivi, dall'altro aumenta i tempi di allaccio;
- La risalita dell'energia dai livelli bassi di tensione verso quelli più alti crea problemi di funzionamento dei sistemi attuali di protezione e controllo; inoltre, può verificarsi la violazione delle tolleranze ammesse sui valori della tensione di consegna, in maniera variabile nel tempo;
- La sicurezza di funzionamento della rete attiva attuale, basata sulle protezioni di interfaccia a livello di impianto utente, non esclude la possibilità che si determinino situazioni in cui porzioni di rete isolate dalla rete principale continuino a funzionare alimentate dalla GD locale (Isola indesiderata). Ciò può comportare problemi di sicurezza per le persone e per gli impianti, la mancanza di un sistema di protezione in caso di guasti e l'impossibilità di controllare i parametri dell'energia elettrica fornita (tensione, frequenza, etc).

Il superamento di queste problematiche, usando le tecnologie telematiche oggi a disposizione, sta portando Enel Distribuzione allo sviluppo di nuovi sistemi e componenti sia a livello teorico (studi e simulazioni) che a livello di sperimentazioni in campo reale. Naturalmente tali sviluppi avvengono nel rispetto della normativa vigente e degli standard tecnici vigenti ma hanno lo scopo di realizzare sistemi che siano il più possibile "Standard" su base almeno europea, siano applicabili in modo massivo a tutta la rete di competenza, siano compatibili e/o integrabili con le attuali infrastrutture.

Infatti, perché l'applicazione massiva possa realisticamente avvenire, occorre che i sistemi ed i singoli componenti siano a basso costo e facili da installare, che gli investimenti necessari siano sostenuti da tutti i soggetti che partecipano al sistema elettrico e che la regolazione renda possibili meccanismi di gestione delle reti oggi non praticabili per problemi normativi.

In particolare nel progetto sono previsti nuovi componenti da integrare con l'attuale infrastruttura delle cabine primarie e secondarie Enel e apparati da installare presso gli impianti degli utenti privati che partecipano al progetto. Questi ultimi apparati, a regime, dovrebbero essere standardizzati e quindi approvvigionati e attivati dai clienti stessi, entrando a far parte dell'equipaggiamento standard di protezione e controllo dell'impianto di ogni Prosumer privato.

1.3 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grids

Il progetto è complementare e sinergico con un' iniziativa già intrapresa all'interno del Programma Operativo Interregionale (POI) "Energie rinnovabili ed efficienza energetica 2007-2013" finanziato dal Mise tramite un'opportuna convenzione con Enel Distribuzione. In particolare, nell'ambito del sottoprogetto POI-P3: "Regolazione evoluta della tensione" sono sviluppati alcuni dei sistemi e dei componenti adottati a Isernia (al progetto vengono attribuiti i soli costi degli apparati, escludendo quelli di sviluppo, già coperti dal POI-P3).

La sperimentazione in questo caso è limitata ad alcune linee MT del Sud Italia (Campania, Puglia, Calabria e Sicilia) e riguarda principalmente il controllo della tensione MT di rete attraverso il coinvolgimento dei produttori MT e l'energia reattiva da questi assorbita. Altro punto in comune è il prelievo delle misure nei punti di interesse per il controllo della rete ed il prelievo dei valori attuali di produzione in corrispondenza dei principali punti di immissione e di prelievo.

Vi sono anche punti di contatto con il progetto Europeo ADDRESS che trattando la partecipazione al mercato dell'energia dei clienti domestici e piccolo commerciali, ha ispirato la messa a punto del dispositivo Smart Info in sperimentazione ad Isernia su un numero cospicuo di clienti.

La sperimentazione del dispositivo Smart info tale dispositivo è inoltre oggetto di studio nell'ambito del progetto Europeo ADVANCED insieme ad altre esperienze analoghe in Europa (ADDRESS, Edema) con lo scopo di individuare le best practices relative alle tecnologie e ai servizi per la domanda attiva.

Infine il progetto Grid for EU (Grid4EU), scaturito in ambito europeo FP7, prevede una "Large demonstration" (su scala più ampia di quella di Isernia) delle tecniche proposte nel POI-P3 e in Isernia.

Il fattore comune che costituisce la struttura abilitante, "conditio sine qua non", per l'applicabilità di tutte le funzioni proposte nei diversi progetti, è un' adeguata infrastruttura di comunicazione che, ad oggi, risulta la parte più costosa e vincolante per i lunghi tempi di realizzazione.

1.4 Caratteristiche tecnico-energetiche (hosting capacity, sistema di comunicazione e controllo, logiche di selettività e di rialimentazione, qualità, ecc.)

1.4.1 Caratteristiche dell'area del progetto

Regione: Molise (DTR LAM);

Provincia: Isernia;

Cabina Primaria: Carpinone;

Sbarra MT: Verde.

Il Progetto si riferisce alla rete MT alimentata dalla Sbarra "Verde" della Cabina Primaria di Carpinone, situata in provincia di Isernia, in particolare, alle linee Pesche, Polverone (a cui è collegato un centro satellite che sottende altre 6 linee), Sessano, Carpinone e Colle Breccione e agli utenti attivi ad esse sottesi.

La rete elettrica MT afferente alla CP di Carpinone ha una lunghezza complessiva di 274 km, di cui 198 km sottesi alla semisbarra Verde e 76 km sottesi alla semisbarra Rossa. Ulteriori informazioni di dettaglio sono riportate nelle tabelle che seguono.

Linee MT	Totale [km]	di cui in cavo [km]
Sessano	25,762	0,948
Pesche	29,716	4,296
Carpinone	13,507	2,441

Colle Breccione	14,789	1,849
Polverone (compreso centro satellite)	114,671	9,632
TOTALE SBARRA VERDE	198,445	19,166

Consistenza della rete MT sottesa alla CP di Carpinone - semisbarra Verde [km].

	Potenza trasf. di CS [kVA]	Numero trasf. di CS	Potenza tot. disp. utenti MT [kW]	Numero totale utenti MT	Numero totale utenti BT
SBARRA VERDE	18.540	157	12.970	25	7.924
SBARRA ROSSA	20.100	88	7.198	21	8.272
TOTALE	38.640	245	20.168	46	16.196

Numero di utenti connessi alla CP di Carpinone e potenza resa loro disponibile [kW].

1.4.2 Cabina Primaria di Carpinone

L'impianto è collegato alla RTN a 150 kV attraverso il nodo DM00 1-380404. Lo schema di inserimento è del tipo entra-esci, realizzato mediante due linee AT su palificazioni separate (Linea S.Massimo, Linea Isernia), inoltre sulla sbarra AT è connesso un produttore eolico tramite linea dedicata.

I punti di separazione fra la rete di competenza di Terna e quelle di Enel Distribuzione coincidono con i codoli dei sezionatori AT lato linee 150 kV.

La sezione in media tensione (MT) è alimentata a 20 kV, lo schema di connessione è realizzato con sistema a semplice sbarra per ciascun TR AT/MT (Sbarra Verde e Sbarra Rossa), congiuntore e due trasformatori AT/MT unificati; il neutro MT di ambedue i trasformatori è posto a terra con impedenza di neutro a induttanza variabile (neutro compensato, configurazione con sbarra di neutro):

- trasformatore Verde Getra (che alimenta la semisbarra verde di CP):
 - potenza nominale 25 MVA
 - collegamento Yyn
 - tensione nominale AT 150 kV; tensione nominale MT 20,8 kV
- trasformatore Rosso ABB (che alimenta la semisbarra rossa di CP)
 - potenza nominale 25 MVA
 - collegamento Yyn
 - tensione nominale AT 150 kV; tensione nominale MT 20,8 kV

Ciascun trasformatore è dotato di un variatore sotto carico (VSC) per regolare la tensione sulla sbarra MT. L'attuale pannello regolatore è il DV933/A2NCI che prevede la regolazione della tensione di Sbarra MT in base al valore della tensione primaria ed eventualmente a quello della corrente secondaria.

La corrente presunta di cortocircuito nel punto di consegna AT è ritenuta inferiore a 20 kA. I due trasformatori da 25 MVA hanno una vcc pari al 13% circa, quindi la Icc sulla rete MT è molto al di sotto di 12,5 kA.

La Sbarra Verde alimenta 5 linee MT ed un centro satellite (Carovilli) con ulteriori 6 linee sottese al medesimo Centro Satellite, mentre la Sbarra Rossa alimenta 7 linee MT.

In CP sono presenti due trasformatori AT/MT, collegati ciascuno ad una semisbarra:

1.4.3 Sistema di protezione

I sistemi di protezione AT sono coordinati con quelli di Terna; sono monitorati per permettere l'accertamento del comportamento e la ricostruzione dei disservizi di rete; contribuiscono alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio. In particolare, i sistemi di protezione implementati prevedono l'utilizzo di protezioni distanziometriche e associate a dispositivi di richiusura rapida uni/tripolare; non è presente tele scatto rapido per protezione verso RTN e tele pilotaggio.

I due trasformatori AT/MT sono protetti contro:

- guasti interni: Relè Buchholz, Termico, e minima Vcc;
- guasti esterni: Massima corrente a due soglie di intervento sul lato AT e massima corrente ad una soglia di intervento su lato MT.

Le sbarre MT sono protette da una protezione di massima tensione omopolare e da protezioni di massima tensione di fase.

Per quanto riguarda il lato MT della CP di Carpinone, sono attualmente impiegati pannelli di protezione e controllo DV901/A2NCI con associato dispositivo per le richiuse automatiche.

Le linee MT sono protette contro:

- il guasto monofase tramite relè direzionali wattmetrici/varmetrici di terra;
- il guasto polifase tramite relè a massima corrente;
- il doppio guasto monofase a terra;
- l'arco intermittente tramite specifica logica di selezione;
- il guasto evolutivo tramite specifica logica di selezione.

1.4.4 Telecontrollo Impianti e supervisione rete

Dal punto di vista dell'automazione di rete, allo stato attuale, è presente un sistema di telecontrollo Unificato di Enel Distribuzione (STU_X/STM) che permette di telecontrollo della CP di Carpinone e la supervisione della rete MT da questa alimentata, anche attraverso il controllo a distanza di un certo numero di cabine secondarie (25% del totale) per ciascuna linea MT in uscita.

Sulle linee MT di Carpinone è attiva l'automazione con tecnica "FNC", che permette, nel caso di guasti monofasi a terra, l'isolamento della parte di rete a valle del guasto senza scatto dell'interruttore MT in testa linea.

1.4.5 Monitoraggio impianto ai fini del controllo della RTN

I dati di cabina necessari al controllo della rete di Trasmissione Nazionale vengono inviati a TERNA (sistema SCTI) attraverso il collegamento del sistema centrale STM di Campobasso alla rete dati del TSO. In particolare, per la CP di Carpinone vengono inviati (ogni 20s circa) i seguenti dati:

- TR Verde: P e Q;
- TR Rosso: P e Q;
- Linea AT "S. Massimo": I, V, Stato interruttore;
- Linea AT "Isernia": I, Stato interruttore

1.4.6 Flussi energetici dell'area del progetto

Alla sbarra verde della CP di Carpinone sono attualmente connessi alcuni impianti di produzione, come da tabella che segue:

Cabina Primaria	Semisbarra	Linea	Tipologia Impianto	Pn [kW]
Carpinone	Verde	Colle Breccione	Idroelettrico	3.300
Carpinone	Verde	Colle Breccione	Idroelettrico	1.730
Carpinone	Verde	Pesche	Biogas	650

Carpinone	Verde	Pesche	Fotovoltaico	82
Carpinone	Verde	Sessano	Idroelettrico	1.400
Carpinone	Verde	Sessano	Idroelettrico	1.400
Carpinone	Verde	Polverone	Idroelettrico	1.137

Impianti di produzione MT ad inizio progetto - semisbarra Verde

In riferimento al bilancio energetico tra generazione e carico, per un periodo pari all'1,4% delle ore annue (2009) di funzionamento il trasformatore Verde si trova nella condizione di inversione di flusso.

In particolare la sede della Zona Enel di Isernia è alimentata dalla cabina "Centro Sq M" (Cod.23612) connessa attualmente alla linea MT "Pesche". Il TR MT/bt da 250 kVA installato in cabina alimenta circa 51 clienti BT. In tale configurazione la linea "Pesche" presenta 10 CS/CCO telecontrollate di cui 3 automatizzate, 5 clienti MT e 1620 clienti BT.

Pertanto, la linea "Pesche", che presenta già dal 2009 inversione di flusso, a seguito di successivi allacci di produttori, si trova oggi, a funzionare in tale condizione in modo quasi abituale.

1.4.7 Indicatori di qualità registrati nell'area sede del progetto

Con riferimento alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (durata cumulata interruzioni per cliente, numero interruzioni per cliente Ni), la Delibera ARG/elt 151/09 definisce per Enel Distribuzione, relativamente alla provincia di Isernia (codice ambito territoriale 094), i livelli di partenza (LP) e i livelli tendenziali (LT) per il periodo 2008-2011 indicati di seguito:

	<i>Di LP</i>	<i>Di LT</i> 2008	<i>Di LT</i> 2009	<i>Di LT</i> 2010	<i>Di LT</i> 2011	<i>Ni LP</i>	<i>Ni LT</i> 2008	<i>Ni LT</i> 2009	<i>Ni LT</i> 2010	<i>Ni LT</i> 2011
094M	12,23	45	45	45	45	1,11	2,25	2,25	2,25	2,25
094B	18,35	68	68	68	68	2,55	4,30	4,30	4,30	4,30

Gli indicatori effettivamente registrati da Enel Distribuzione nel 2009 sono i seguenti:

Linea MT	Clienti BT	Minuti persi medi per utente BT	Numero medio int. per cliente BT (lunghe+brevi)
COLLE BRECCIONE	664	10,42	1,04
CARPINONE	1.465	1,97	0,02
POLVERONE	2	0,00	0,00
PESCHE	1.505	13,47	4,44
SESSANO	722	31,03	4,93
S.DOMENICO	551	24,81	6,05
S.MARIA	1.053	0,82	3,01
PESCORVARO	82	0,00	0,94
CAROVILLI	730	5,28	2,12
PESCOLANCIANO	714	3,48	2,00
FONTECURELLI	431	35,98	2,00
TOTALE			
CARPINONE SBV	7.919	11,22	2,70

1.5 Obiettivi funzionali definiti in sede di progetto e relative modalità di gestione della rete sia tecniche (es.: regolazione della tensione, distacchi di carico e/o generazione) sia gestionali con riferimento al ruolo dei soggetti coinvolti (produttori, consumatori, TERNA); differenze rispetto all'attuale gestione

La necessità di superare le attuali modalità di gestione della rete elettrica sono affrontate mediante l'implementazione di funzioni innovative realizzare attraverso lo sviluppo di apparati periferici, sistemi centrali e un adeguato sistema di comunicazione tra i vari nodi elettrici ed i centri di controllo.

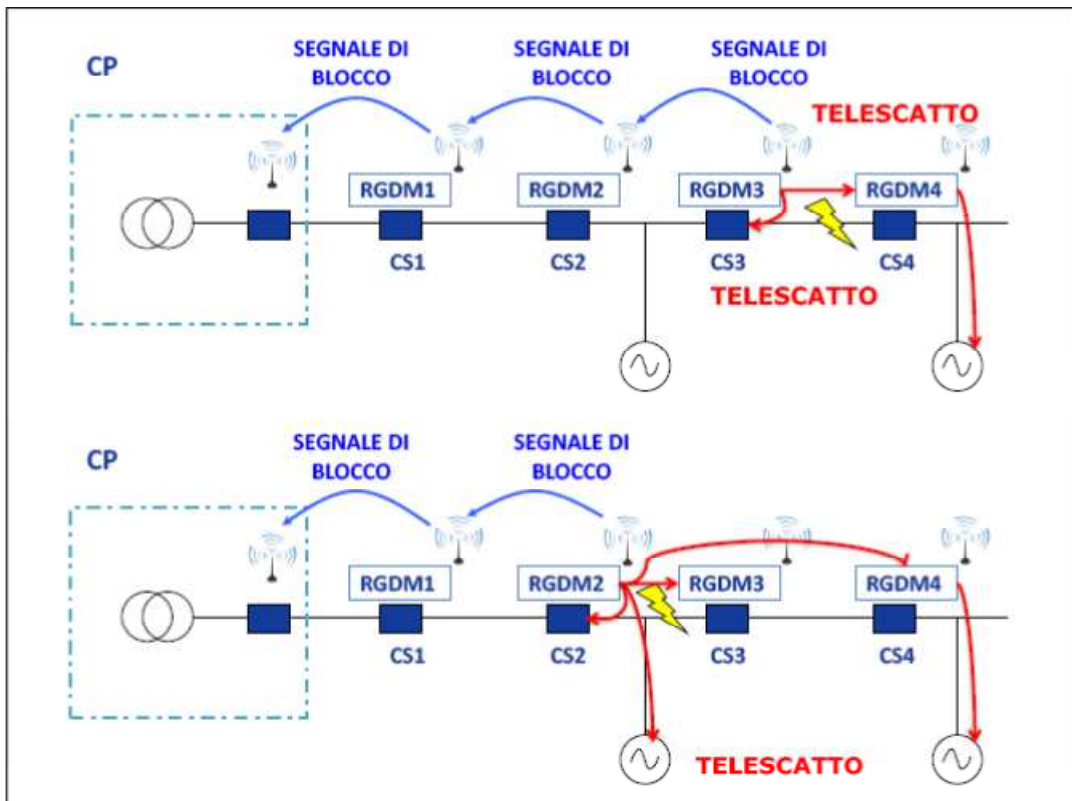
Le principali funzioni da sviluppare sono appresso descritte.

1.5.1 Ricerca tronco guasto veloce e Telescatto anti-islanding

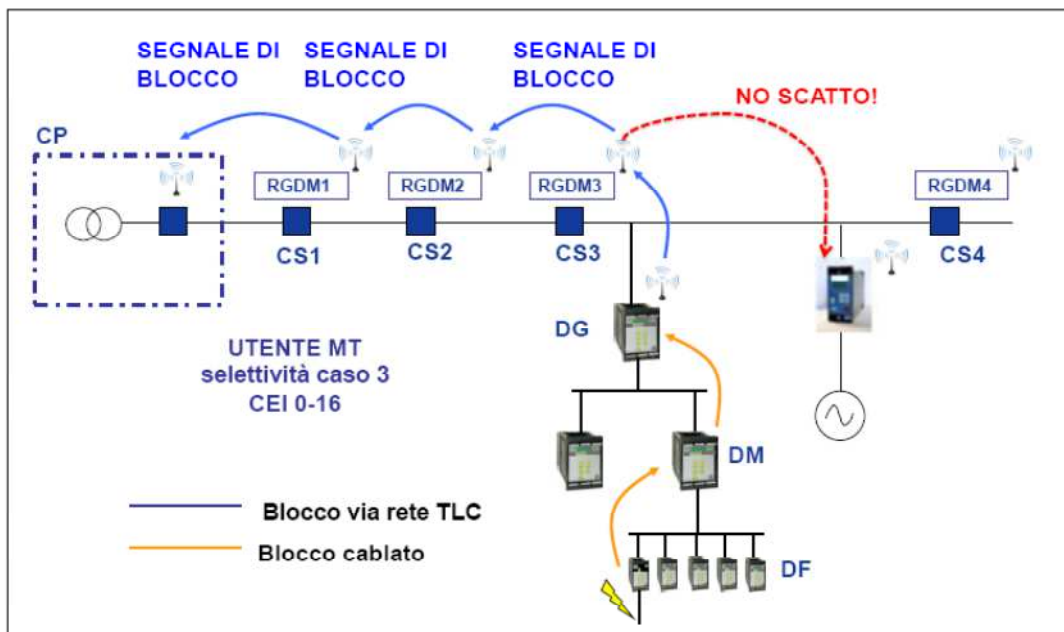
La porzione di rete affetta da guasto viene isolata evitando lo scatto dell'interruttore MT in testa linea, anche nel caso di cortocircuiti ad elevata corrente. In particolare, al fine di consentire tale incremento delle prestazioni si sostituiscono i sezionatori sotto carico (IMS) presenti lungo linea con interruttori DY800 equipaggiati con fault detector dotati di capacità di comunicazione e funzioni di misura (RGDM).

Con tale tecnica la selettività può essere estesa anche all'interno degli impianti degli utenti attivi e passivi presenti sulla linea con il disservizio limitato alla sola porzione di rete effettivamente affetta dal guasto.

Ai Dispositivi di Interfaccia generatore (DI), normalmente comandati tramite la Protezione di Interfaccia (PI) dell'utente, il Sistema del Distributore invierà un telecomando di apertura, nei casi in cui è possibile dal punto di vista teorico la generazione di un'isola di alimentazione autonoma rispetto alla rete principale.



Ricerca guasto veloce e teleseccato anti-isola



Partecipazione del cliente alla ricerca guasto con selettività all'interno dell'impianto utente

Centri Satellite (o cabine di smistamento)

In alcune situazioni di rete, una Cabina primaria può alimentare un cosiddetto Centro Satellite che potrebbe essere considerato come la remotizzazione della sbarra MT dalla quale partono le linee MT tradizionali (dette distributori). La CP alimenta il CSAT attraverso dei feeder (detti alimentatori) che normalmente non alimentano nessun altro impianto ma sono dedicati a fornire energia al Centro Satellite. Tale configurazione comporta un ulteriore problema per l'isolamento automatico del tronco guasto nel caso di corto circuiti ad elevata corrente a valle del Centro satellite. Infatti, si aggiunge un livello di ritardo in più necessario a rendere selettivo il guasto sugli alimentatori rispetto a quello sui distributori.

Per risolvere il problema, nella CP Carpinone e nel CSAT Carovilli vengono introdotte 2 protezioni "Centralizzate" di nuova concezione che utilizzando protezioni di massima corrente direzionale e/o differenziali di linea (possibile grazie al collegamento in Fibra ottica tra i 2 impianti). Ciò dovrebbe ridurre a livelli minimi il tempo di ritardo CP-CSAT e rendere possibile la selettività logica anche in queste situazioni di rete. In tal modo verrà ridotta anche la durata del buco di tensione conseguente all'isolamento di un guasto ad elevata corrente, con conseguente miglioramento della qualità del servizio. La protezione centralizzata è stata scelta in quanto risulta di facile implementazione il protocollo di comunicazione standard IEC61850, non essendo ancora disponibile un pannello Enel con tale prestazione.

Situazione attuale e suo superamento

Attualmente la ricerca automatica del tronco guasto, nel caso di corto-circuiti (elevata corrente), non sempre può avvenire senza implicare lo scatto dell'intera linea MT. Ciò è dovuto al fatto che la tecnica oggi adottata è di tipo cronometrico ed implica tempi di attesa spesso non compatibili con la capacità dei conduttori di sopportare le correnti in gioco. Anche nei casi in cui la struttura dei conduttori lo permetta, non è in genere possibile suddividere il feeder in più di due sezioni, coordinando l'apertura di un interruttore DY800 a centro linea, con quello di cabina primaria.

In tal caso solo gli eventuali utenti MT localizzati nel tratto a monte del DY800 hanno a disposizione il tempo necessario ad implementare all'interno del proprio impianto una logica di selezione che eviti, in caso di guasto interno, la disconnessione dell'intero impianto o dell'intera linea MT (Selettività caso 3 – CEI 016) .

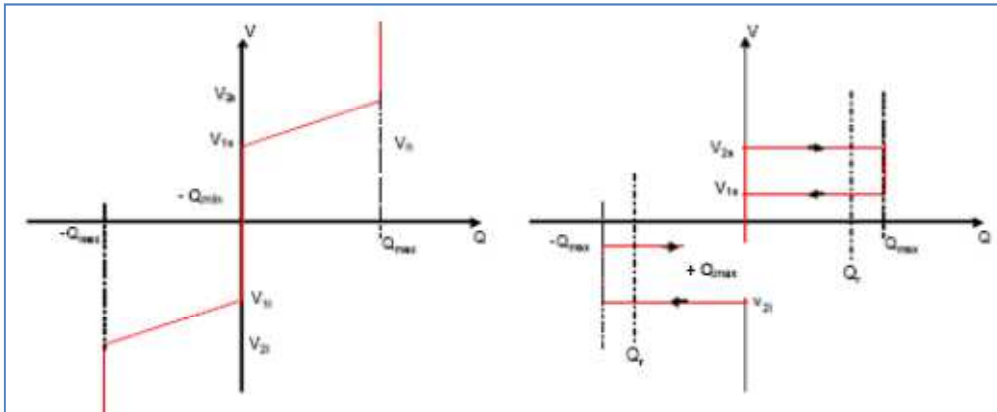
Non esiste alcun sistema che impedisca in maniera deterministica l'instaurarsi di una condizione di isola indesiderata sia a seguito di guasto monofase a terra sia a seguito di apertura volontaria di una linea MT o di una sua porzione.

Con la nuova tecnica si superano la maggior parte dei limiti sopra descritti perché, qualora i conduttori della linea MT abbiano la capacità di sostenere le correnti in gioco per qualche centinaio di millisecondi, è possibile:

- Suddividere la linea in diverse sezioni automatizzate, attraverso interruttori DY800 e opportuni fault detectors (RGDM) connessi tra loro mediante comunicazione veloce;
- Dare la possibilità di implementare meccanismi di selezione interna dei guasti, a tutti gli utenti sulla linea MT;
- Inviare telecomandi veloci di tele scatto a tutti i produttori potenzialmente coinvolti in condizioni di possibile formazione di isola indesiderata.

1.5.2 Regolazione innovativa della tensione MT e incremento della hosting capacity

Nel funzionamento in logica locale i generatori dovranno consentire l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione predefinite: ($Q=f(V)$, $P=f(\text{power factor})$, etc..



Curve caratteristiche standard $Q=f(V)$.

In presenza del sistema di comunicazione, le unità di GD saranno invece asservite al sistema di controllo del Distributore che opera come di seguito descritto:

- tramite calcoli di rete avanzati (DMS) viene stabilito il valore ottimale di setpoint della tensione delle sbarre MT di Cabina Primaria;
- i nuovi pannelli di comando e controllo TR attuano il valore di setpoint così calcolato operando sul variatore sotto carico (VSC) del trasformatore di CP;
- al raggiungimento di una determinata soglia di tensione nel punto di connessione di un generatore alla rete lato MT (ad es. $1,08 V_n$), misurata sulla sbarra della cabina di consegna, il generatore viene comandato, a funzionare in assorbimento di reattivo, ad un prefissato $\cos\phi$ (es. 0,95); se tale azione si dimostra non sufficiente al contenimento della tensione, interviene il sistema Centrale (CP o Centro di controllo) che potrebbe:
 - inviare comandi per variare il $\cos\phi$ di altri generatori posti lungo una stessa linea, con il vincolo di movimentare il minor numero possibile di UGD;
 - agire sul VSC (qualora possibile, compatibilmente con i calcoli condotti dal DMS) per diminuire le tensioni su tutta la rete;
 - limitare le iniezioni attive dei generatori (vedi paragrafo successivo), mantenendo inalterata la produzione del reattivo in accordo al limite tecnico del generatore, fino a, nel caso peggiore, annullare l'iniezione attiva delle UGD.

Situazione attuale e suo superamento

Attualmente esiste la possibilità di variare soltanto la tensione in partenza a livello di sbarra MT di CP. Peraltro, tale regolazione avviene tramite un regolatore automatico di tensione (RAT) che si blocca automaticamente se il flusso di energia nel TR si inverte (risalita).

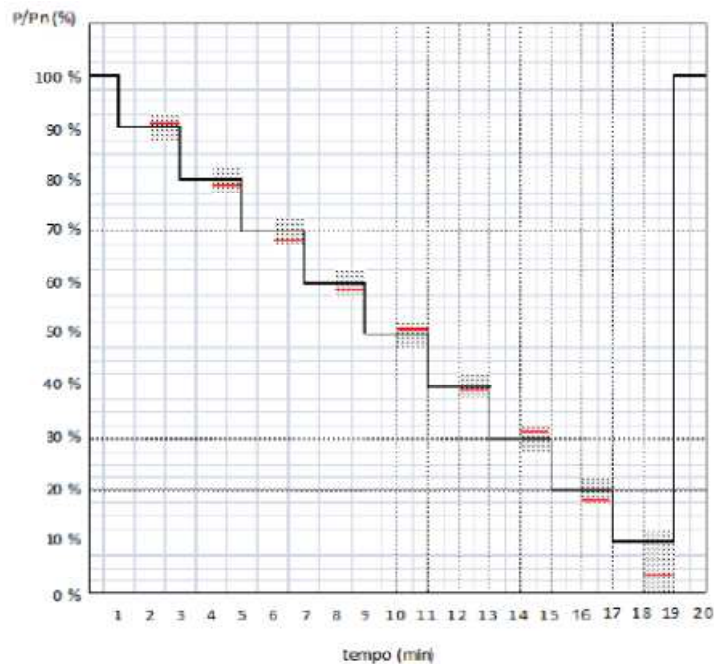
Se la presenza di GD è tale da provocare la risalita dell'energia, si verifica il mancato funzionamento del RAT che bloccandosi non opera più alcuna regolazione. Inoltre, non esiste alcuna misura diretta della tensione lungo linea e nei punti di generazione né è possibile intervenire in alcun modo qualora si oltrepassi la tolleranza sui valori di tensione fornita ai clienti MT. Tale situazioni possono essere solo prevenute, ponendo un limite alla "Hosting capacity" della rete.

Con il nuovo sistema proposto si superano i suddetti limiti e si rilevano anche le misure reali delle varie grandezze nei punti significativi della rete MT.

1.5.3 Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva

La limitazione della potenza attiva sarà attuata su comando esterno proveniente dal DSO. I possibili valori dei set-point inviati saranno espressi come percentuale della potenza nominale in gradini di ampiezza massima pari al 10 % P_n (potranno quindi verificarsi 10 possibilità di riduzione rispetto alla potenza nominale) fino alla completa disconnessione del generatore.

I segnali, trasmessi alle unità GD dal Distributore, potranno anche essere legati a richieste da parte del TSO.



Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno

Situazione attuale e suo superamento

Non esiste oggi alcuna misura di produzione né possibilità di riduzione della potenza prodotta attraverso un comando del Distributore. Peraltro, la GD ha priorità di dispacciamento e non esiste dal punto di vista regolatorio alcuna possibilità per il Distributore di modulare la potenza attiva iniettata in rete.

Il sistema proposto costituisce, pertanto, una possibilità tecnica che per essere esercitata ha bisogno di variazioni delle regole in vigore. Tuttavia, su reti particolarmente critiche è possibile, previa accettazione di un opportuno regolamento di esercizio da parte del produttore, effettuare tale variazione in condizioni di emergenza. Ciò consentirebbe di aumentare la hosting capacity anche quando la rete presenta strozzature in uno o più punti.

Se invece la necessità di riduzione della potenza attiva immessa, fosse legata a problemi che risiedono nella RTN (richiesta da parte del TSO), la funzione permetterebbe di evitare la più drastica interruzione totale della produzione (distacco generatore).

1.5.4 Previsione delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO

Il sistema, a cui è stato dato l'acronimo MAGO (Monitoring and control of Active distribution Grid Operation), è integrato con il sistema di telecontrollo Enel ed è in grado di:

- fornire informazioni sul valore della potenza prodotta dalla generazione distribuita, aggregata per ciascun TR AT/MT e suddivisa per tipologia d'impianto di produzione;
- fornire agli operatori del Centro Operativo (CO) e della Control Room di Enel Distribuzione le stesse informazioni sia in formato aggregato (MAT, DTR, Zona, CP, TR, linea,..) che disaggregato per singolo impianto;
- fornire agli operatori del CO una previsione della potenza attiva generata secondo algoritmi di forecast basati sui dati di targa degli impianti, sulle previsioni meteo e sui dati storici di produzione;
- permettere l'adozione di nuove modalità di esercizio e conduzione delle reti "attive" che consentano il dispacciamento della produzione distribuita, modulando la potenza attiva e reattiva scambiata a livello di CP con RTN e modulando o distaccando i produttori.

Situazione attuale e suo superamento

Con riferimento alla GD, non esiste oggi né lato DSO che lato TSO alcuno strumento che consenta di prevedere l'ammontare di energia prodotta proveniente dai livelli più bassi di tensione (MT e BT) né di aggregare le singole componenti per fonte energetica (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, etc) e per impianto primario di collezione. Ciò poteva essere considerato accettabile soltanto quando la percentuale di rinnovabili era ancora piuttosto bassa; oggi la soluzione proposta con MAGO supera la mancanza di tali informazioni sia lato TSO.

1.5.5 Storage multifunzionale, stazione di ricarica e veicoli elettrici

Si prevede di gestire in maniera coordinata l'impianto di generazione, lo storage e la struttura di ricarica per i veicoli elettrici presenti nel Progetto presso la sede della Zona Enel di Isernia. L'obiettivo è quello di ottimizzare la gestione dell'energia e i profili di carico e fornire, quando necessario, servizi ancillari alla rete di distribuzione.

Nel Progetto è infatti previsto di:

- Sperimentare l'utilizzo di una flotta di almeno 5 furgoni elettrici da parte del personale operativo ENEL Distribuzione nell'ambito delle usuali attività lavorative sul territorio;
- realizzare e gestire una infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici con colonnine per esterno ed interno in area privata (sede Zona Isernia) ;
- realizzare un impianto fotovoltaico (copertura della infrastruttura di ricarica con una parte complementare sul tetto della sede territoriale di Enel Distribuzione) come risorsa per l'alimentazione delle colonnine di ricarica;
- utilizzare un dispositivo di storage, connesso alla rete MT, multifunzionale (integrato con la struttura di ricarica ma con possibilità di impiego ai fini del controllo della tensione MT sulla linea, peak shaving, etc).

Situazione attuale e suo superamento

Il dispositivo sperimentale di Energy Storage MT previsto dal progetto, ha lo scopo di testare l'utilizzo di questo nuovo componente, in corrispondenza di un nodo di rete MT (cabina secondaria "Centro squadre"). In altri progetti si sta verificando l'impiego del medesimo dispositivo in corrispondenza delle sbarre di Cabina primaria, con scopi e funzioni evidentemente differenti.

In particolare ad Isernia, oltre alle funzioni di regolazione della tensione MT, Black Start di porzioni di rete, peak shaving, etc, si verificherà anche l'impiego di uno Storage integrato con un

impianto fotovoltaico ed una stazione di ricarica per veicoli elettrici, ai fini dell'ottimizzazione energetica del nodo elettrico complessivo.

Si valuteranno inoltre la funzionalità, l'efficienza e l'idoneità pratica dei furgoni elettrici come dotazione delle squadre operative Enel, al fine di sostituire gli attuali veicoli a combustione interna con automezzi a zero emissioni.

1.5.6 Dispositivo Enel smart info per le utenze BT.

Agli utenti BT allacciati alla CP di Carpinone viene distribuito in comodato d'uso gratuito un kit – noto come kit Enel Info+ - costituito da:

- Enel smart info – dispositivo che, inserito in una qualsiasi presa elettrica di casa rende disponibile, attraverso le sue interfacce USB, i dati registrati dal contatore elettronico di consumo o di scambio/produzione;
- Smart info display – monitor touch-screen a colori, che collegato ad Enel smart info offre un set completo di funzionalità di visualizzazione e monitoraggio dei propri consumi;
- Smart info manager – applicativo software per Personal Computer (PC) con funzionalità di analisi, confronto e reportistica avanzata dei consumi e della produzione locale.
- Smart info mobile – app per Smart-Phone Android, disponibile su Play Store, per avere a disposizione i propri dati di consumo/produzione anche da remoto.



Kit Enel Info +

Le funzionalità sono presentate al pubblico con la trilogia Vedi, Analizza, Esplora, rispettivamente offerte da Smart info display, Smart info manager, Smart info mobile, di seguito riportate:

- Visualizzazione numerica e grafica dei consumi di energia correnti, storici, abituali
- Visualizzazione delle fasce tariffarie e ripartizione dei consumi
- Impostazione di limiti di consumo personalizzati
- Allarmi di superamento potenza contrattuale e disponibile
- Monitoraggio massimi di potenza assorbita
- Visualizzazione dati anagrafici dell'utenza
- Messaggi di servizio rete elettrica
- Analisi di dettaglio del profilo di consumo o di produzione
- Possibilità di confronto di diversi periodi temporali
- Possibilità di confronto tra consumi e produzione locale.

Il kit è distribuito per la durata della sperimentazione, previa campagna informativa per spiegarne vantaggi e possibili utilizzi.



Layout del packaging con cui viene consegnato il kit



Layout di Smart Info Display

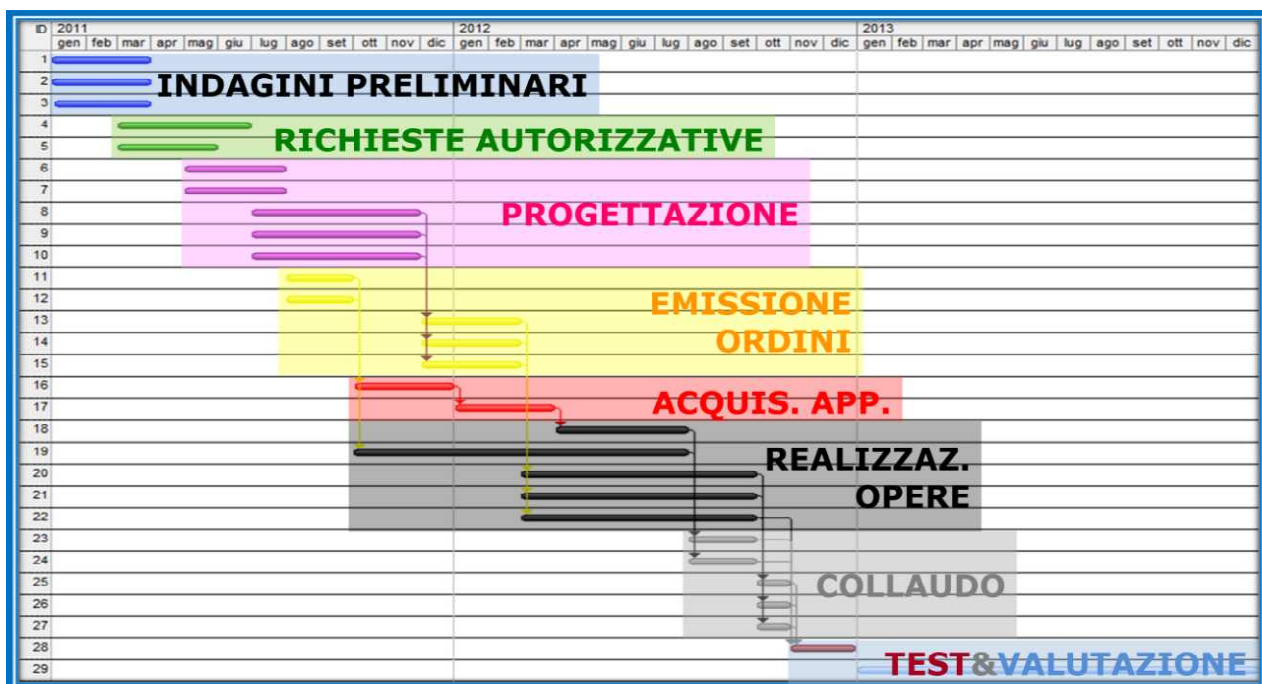
Situazione attuale e suo superamento

Il kit Enel info + permette di sfruttare a pieno i benefici del contatore elettronico di cui sono dotate le utenze BT. Grazie al kit i dati di misura sono facilmente accessibili e fruibili. Enel smart info, una volta collegato ad una presa elettrica di casa e autorizzato dal sistema di telegestione, rende disponibili i dati di misura del contatore elettronico su interfaccia standard USB. Dispositivi per la visualizzazione (es. display) e per lo sfruttamento di tali informazioni (es. Energy management box) possono quindi essere collegati sia in modalità wireless, attraverso dongle, sia direttamente con cavo USB (soluzione implementata nel progetto). La disponibilità di tali informazioni può favorire una maggiore consapevolezza degli utenti e, di conseguenza, l'adozione di comportamenti virtuosi, la riduzione degli sprechi e porre le basi per la partecipazione degli utenti a programmi più evoluti di efficienza energetica (ad esempio attraverso la gestione ottimizzata, eventualmente automatizzata, dei carichi elettrici) e di modulazione della domanda in risposta a segnali di prezzo e/o volume (demand response).

L'estensione della sperimentazione permette di valutare aspetti legati al funzionamento della tecnologia. Tramite i sistemi di tele gestione è possibile monitorare l'efficienza della procedura di commissioning del dispositivo smart info al contatore elettronico dell'utenza. Questa procedura associa ogni Smart Info in maniera univoca al contatore elettronico dell'utenza presso la quale il dispositivo è installato e permette di gestire la comunicazione tra smart info e contatore in maniera sicura. Inoltre nel corso del 2014 saranno testate nuove funzionalità del kit e saranno osservati gli impatti sull'utilizzo della power line. Le nuove funzionalità riguardano l'aggiornamento on-demand della potenza assorbita (gli utenti possono richiedere l'aggiornamento istantaneo del dato; attualmente il kit aggiorna il dato automaticamente ogni 10 minuti). Sarà inoltre attivato un servizio di invio di messaggi di servizio tramite l'architettura del Telegestore.

1.6 GANTT originario

Originariamente il progetto si sviluppava in un arco temporale di 3 anni, con una programmazione temporale sinteticamente espressa dal diagramma che segue.



Crono-programma iniziale del progetto

I primi 22 mesi sono identificabili come Fase di Attuazione degli interventi proposti, mentre i successivi 14 mesi rappresentano la Fase di Valutazione. Le attività si svolgeranno secondo l'ordine indicato dal diagramma di Gantt in Figura 8.1, che riporta anche una linea di avanzamento che collega le diverse attività.

È importante sottolineare che i tempi previsti nel crono programma erano quelli minimi compatibili con il raggiungimento degli scopi innovativi del Progetto, che prevede l'impiego di apparecchiature oggi non disponibili in commercio, nonché con la necessità di coinvolgere opportunamente le utenze attive e passive.

1.7 Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto

La Tabella che segue riporta, i costi inizialmente stimati per la realizzazione del progetto.

Per quanto riguarda gli utenti attivi, tutti i costi sono interamente sostenuti dal Distributore, anche quelli legati ad apparati da installare all'interno dell'impianto utente.

Attività/materiali		QTÀ	Costo (k€)
Installazioni attivazione nodi elettrici	Adeg. STM di CB	1	10
	Adeg. DMS di CB	1	10
	Adeg. CP Carpinone	1	159,6
	Adeg. CSAT Carovilli	1	46,7
	Pred. Produttori	10	355
	Pred. Cli.passivi	7	171,5
	Pred. TC telecontrollate	27	256,5
	Pred. CS "Centro sq M"	1	10

Sistema di comunicazione in fibra ADSS	Collegamento in Fibra ADSS CP Carpinone-Produttore "Enel Green Power"	4km + 100 m scavo	44,9
	Collegamento in Fibra ADDSS CP Carpinone-CSAT Carovilli	17km + 200 m scavo	174,35
Stazione di ricarica ottimizzata	Stazione di ricarica ottimizzata (colonnine di ricarica, fotovoltaico, ecc) escluso storage.	1	394
	Dispositivo di Storage completo di Inverter e controllo.	1	1.080
Sistema smart info	Sviluppo Smart Info	1	800
	Sviluppo SW su AMM	1	400
	Costo apparato	8.500	425
Intefaccia verso TERNA	Sistema centrale di gestione dati versi TERNA (HW +SW)	1	630
Sviluppi ad hoc	Sviluppo IEC 61850 e Protezione differenziale di Linea per Protezione Centralizzata	1	265
	Studio rete di comunicazione	1	200
	Studio proposta di regolazione + servizio di dispacciamento	1	100
	Sviluppo sistema di controllo energetico stazione di ricarica	1	200
	Sviluppo interfacce Generatore biomasse	1	220
	Sviluppo interfacce Generatore idroelettrico	1	220
	Project management	1	567,8
COSTI TOTALI DEL PROGETTO PILOTA [k€]			6.740,350

Alcuni componenti utilizzati nel Progetto vengono sviluppati nell'ambito del Progetto POI – Programma Operativo Interregionale 2007-2013 – Reti intelligenti MT, in particolare nel sottoprogetto P3, con finalità solo parzialmente riconducibili al progetto Isernia.

Per tali componenti, sono esposti i soli costi dei singoli pezzi utilizzati in quanto quelli di specificazione, sviluppo e test, sia quando tali costi sono coperti dal contributo POI.

1.8 Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento Psmart, ecc.)

Un primo significativo sviluppo legato al Progetto è il superamento degli attuali vincoli di hosting capacity conseguendo:

- un aumento della generazione installabile sulle reti di distribuzione soprattutto da FER;
- una maggiore efficienza energetica, riducendo le perdite lungo la rete, grazie ad un avvicinamento tra carico e generazione;
- la possibilità di ridurre / differire gli investimenti nel potenziamento della rete, grazie alla migliore sincronizzazione dei prelievi e delle immissioni di energia su un'estensione spaziale predeterminata, ad alleviare il carico sulla rete elettrica;
- un minor impatto ambientale riducendo le emissioni di CO₂.

L'introduzione della Selettività Logica e della procedura di richiusura automatica lungo linea permette evitare lo scatto dell'interruttore MT posto in CP conseguendo:

- il miglioramento della QoS riducendo il numero di interruzioni sia per i clienti MT che BT;
- tempi di eliminazione del guasto ridotti e uguali in tutti i punti della rete;

- la possibilità per tutti i clienti MT di effettuare la selettività caso 3 come definita nella attuale Norma CEI 0-16.

Il nuovo sistema di protezione di linea conduce al superamento dei limiti delle attuali protezioni di interfaccia, rendendo possibile la rimozione (o meglio, il rilassamento) delle soglie di sopra e sotto frequenza del relè, conseguendo:

- maggiore affidabilità a livello locale (lo scatto del SPI in caso di perdita di rete avviene in maniera sicura, con minori rischi di islanding, di scatti intempestivi o di chiusure in controfase);
- maggiore sicurezza dell'esercizio a livello di sistema, sia tramite automatismi, sia per la possibilità di trasmissione di informazioni e comandi da e verso TERNA;
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP;
- migliore qualità della tensione in termini di variazioni rapide minimizzando le occorrenze di distacco indebito delle UGD, che causerebbero variazioni rapide della tensione nella porzione di rete prossima e sottesa alla UGD coinvolta.

La possibilità di far comunicare CP e GD conduce, inoltre, ad una migliore utilizzazione degli impianti esistenti, mediante un opportuno coordinamento delle risorse diffuse, che permette la regolazione della GD stessa. Ad oggi, infatti, la GD non fornisce servizi di rete e ha priorità di dispacciamento (Del. 111/06 e Codice di Rete) immettendo nel sistema tutta la potenza attiva disponibile. Inoltre, la Norma CEI 11-20 vincola la GD alla produzione di potenza attiva a fattore di potenza unitario, causando in alcune situazioni (particolarmente critiche in presenza di inversione del profilo di tensione) l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata GD. Le nuove modalità di gestione sviluppate nel Progetto permettono di superare queste forti limitazioni, aumentando la hosting capacity della rete e migliorando la qualità della tensione, prevedendo:

- la regolazione della potenza reattiva (partecipazione alla regolazione di tensione da parte della GD);
- la regolazione della potenza attiva erogata dai generatori medesimi (aumento/riduzione temporanea in caso di particolari condizioni del sistema, migliore possibilità di partecipazione al mercato elettrico).

La possibilità di mettere in comunicazione GD e CP consente al Distributore di conoscere in ogni istante la quantità di GD sottesa alla sua rete (diversamente da quanto accade oggi) e di gestire efficacemente reti con elevata presenza di GD, nella prospettiva di un dispacciamento locale da effettuare a cura del Distributore stesso.

L'installazione di un sistema di Storage, integrato con l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici, permetterà:

- di ottimizzare la gestione dei flussi energetici locali;
- di fornire servizi alla rete, come ad esempio il controllo della tensione;
- di sperimentare funzioni di controllo e gestione della rete di distribuzione in presenza di sistemi di accumulo installati presso cabine secondarie;

I furgoni elettrici consentiranno di verificare la possibilità di sostituire gli attuali veicoli a combustione interna con automezzi a zero emissioni;

Si stabilirà la convenienza ottenuta dalla combinazione della stazione di ricarica con un impianto fotovoltaico ed uno Storage, per l'utilizzo su una scala più vasta.

I benefici attesi dalla distribuzione del kit Enel info+ presso i clienti BT alimentati dalla CP Carpinone sono:

- Riduzione complessiva dei consumi delle utenze coinvolte ed ottimizzazione del profilo di carico nelle diverse fasce orarie
- Maggiore consapevolezza relativamente all'utilizzo dell'energia elettrica
- Valutazione del gradimento e delle modalità di utilizzo di tali tecnologie e servizi, per sviluppi ulteriori.

1.8.1 Benefici attesi sulla base della determina 7/10

Sulla base di quanto riportato nella Determina 7/10, i benefici attesi dai progetti pilota sono divisi in quattro ambiti di valutazione. La successiva Delibera ARG/elt 12/11 riporta per ogni progetto i singoli ambiti ed i rispettivi punteggi assegnati a ciascun beneficio.

Il progetto di Enel Distribuzione ha conseguito il maggiore punteggio in termini di innovazione tecnologica (96 punti su 100) e risulta di particolare interesse per uno sviluppo prospettico sulla intera rete assicurando, oltre a una maggiore capacità di accoglimento della generazione diffusa, anche una gestione affidabile e sicura del sistema elettrico e un miglioramento della qualità del servizio con evidenti benefici per tutti gli utenti.

A1	DIMENSIONE	b1	N. punti di GD coinvolti nel progetto	5/6
		b2	Aumento dell'energia immettabile in rete da GD	12/12
		b3	Aumento dell'energia immettabile in rete da GD rispetto al carico	8/8
		b4	N. cabine primarie coinvolte nel progetto	2/4
A2	INNOVAZIONE	b5	Coinvolgimento della GD	6/6
		b6	Presenza di un sistema SCADA	6/6
		b7	Demand response	6/6
		b8	Sistema di storage e infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici	12/12
		b9	Partecipazione della GD alla regolazione della tensione	10/10
A3	FATTI BILITATI	b10	Tempi di attuazione del progetto	4/4
		b11	Miglioramento della QoS	6/6
A4	REPLICABILITÀ	b12	Minimizzazione dei costi per gli utenti	2/2
		b13	Impiego protocolli standard di comunicazione	8/8
		b14	Replicabilità su larga scala	9/10

Benefici attesi dal Progetto.

1.9 Stato avanzamento lavori

1.9.1 Architettura di riferimento

L'architettura di Sistema che Enel Distribuzione ha previsto per il progetto è quella rappresentata in Figura 2 e Figura 3. Figura 2

In particolare, la Figura 2 mostra le principali apparecchiature da installare in CP (TPT 2000_EXT e nuovo sistema di protezione e controllo del trasformatore di CP) e le modalità e i sistemi di comunicazione scelti per lo scambio di informazioni, segnali e comandi sia con il Sistema centrale di controllo sia con le CS e le utenze attive. La Figura 3. Cabina secondaria/consegna + Impianto utentemostra invece i principali componenti innovativi da installare presso le CS (Router, RGDM) e presso l'utente attivo (Router, IRE, pannello DV7300) mantenendo di fatto inalterata, anche a valle delle analisi in campo, la struttura proposta durante la fase di presentazione del progetto.

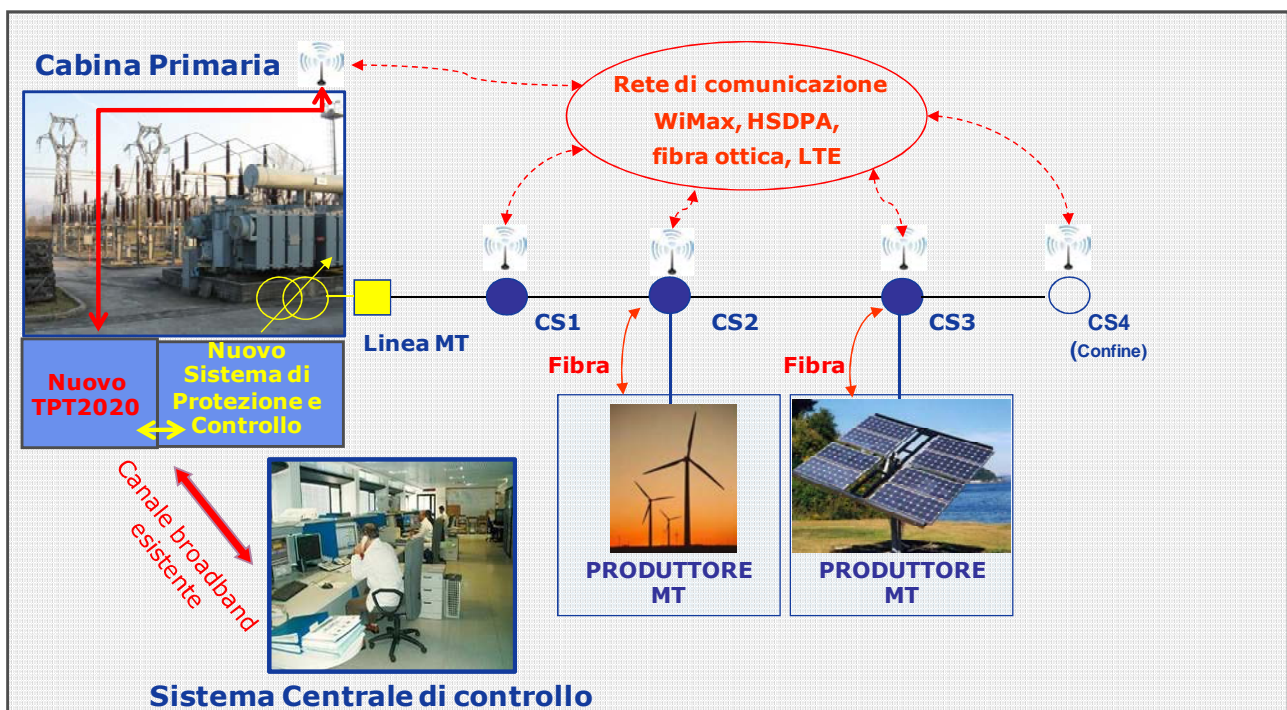


Figura 2. Architettura Cabina Primaria + Sistema di comunicazione

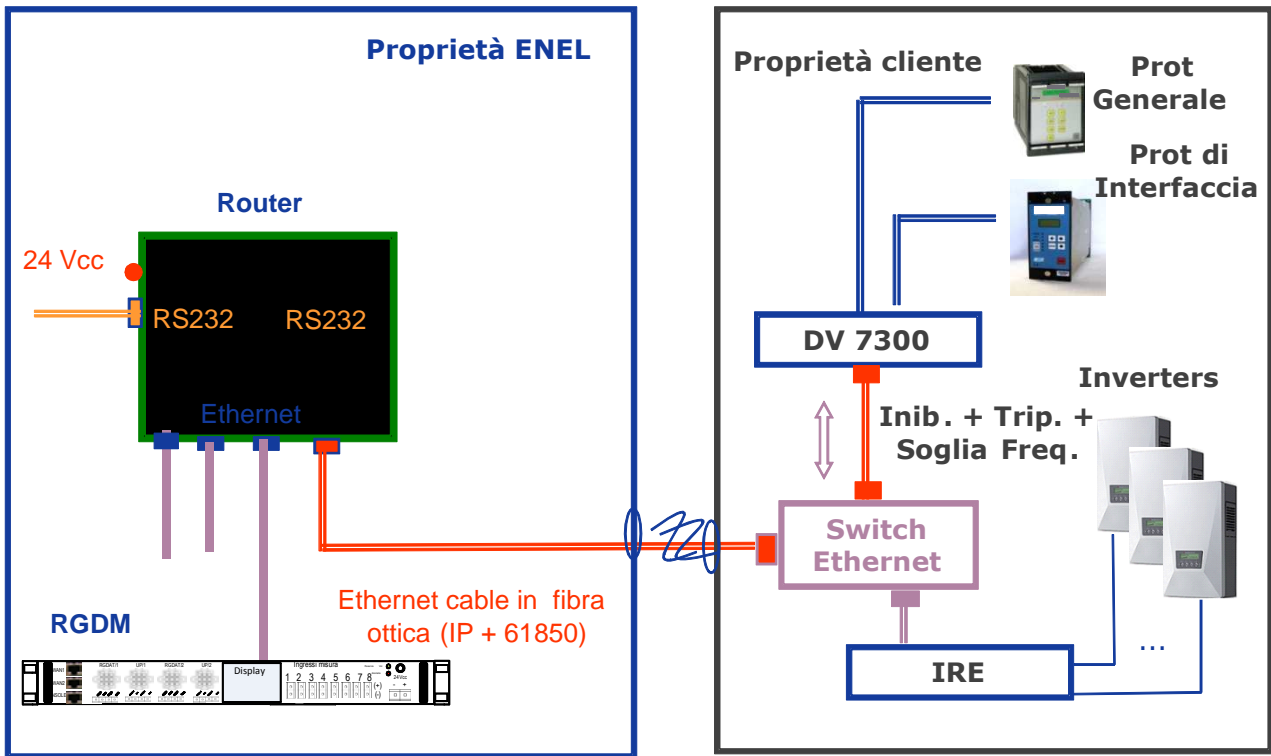


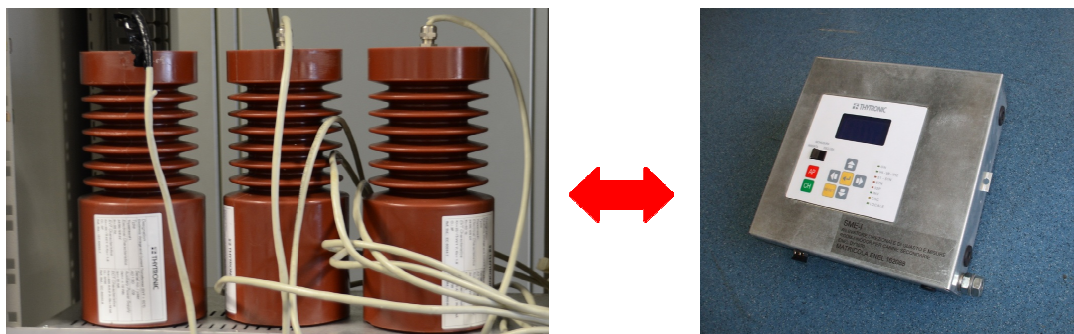
Figura 3. Cabina secondaria/consegna + Impianto utente

1.9.2 Avanzamento attività

Nei paragrafi seguenti, per ciascuna area della rete coinvolta nel progetto (CP, CS, utenti attivi, sistema di comunicazione) e per ciascun componente innovativo, sono elencate le fasi già svolte e concluse ed i passi successivi.

1.9.2.1 Apparecchi in CP, CS/CCO e presso impianto utente

- ✓ Il **nuovo sistema di protezione** e controllo in Figura 2, composto di due protezioni centralizzate da installare presso la Cabina Primaria di Carpinone e il Centro Satellite di Carovilli (costi di sviluppo a carico del progetto), è stato testato in laboratorio ed è pronto per l'installazione in campo. (fine 2013);
- ✓ Il prototipo del nuovo computer di stazione denominato **TPT2020** (costi di sviluppo non a carico del progetto) è già in fase di test in laboratorio (Centro Prove di Milano) la fase più delicata è, infatti, la verifica ed il completamento dell'integrazione con le altre apparecchiature locali e periferiche che compongono il sistema;
- ✓ Il rilevatore di guasto **RGDM** (Figura 4) è stato testato positivamente in laboratorio ed attualmente sono già attive alcune installazioni pilota su alcune cabine reali non facenti parte del progetto. Ad Isernia le installazioni sono in fase di conclusione (fine 2013).



✓ **Figura 4. RGDM: Sensori di tensione e corrente e relativa elettronica**

- ✓ Il **pannello DV7300** (Figura 5) per la gestione dei telescati anti-islanding e per la modulazione della soglia di frequenza della Protezione di Interfaccia (costi di sviluppo non a carico del progetto) è stato testato dal punto di vista funzionale in laboratorio. Va integrata la parte di protocollo (SW da caricare) che deve essere compliant con il TPT2020 e gli altri apparati di campo. (aggiornamento SW ed installazione in campo previsti entro 1 semestre 2014).



Figura 5. DV 7300 per interfacciare le PI e PG di utente

- ✓ E' in fase di assegnazione la fornitura degli apparati di Interfaccia per la regolazione dell'energia attiva e reattiva (**IRE**) sia per quanto riguarda gli impianti di produzione che utilizzano inverter (fotovoltaici) che per quelli che adottano macchine rotanti.
- ✓ Gli sviluppi e le installazioni di tali apparati avverranno nel 2014.
E' opportuno sottolineare che tutti i dispositivi già sviluppati o in fase di sviluppo, vanno resi compatibili tra loro e con il TPT2020, per quanto riguarda la comunicazione IEC61850. Ciò implica una fase di "Integrazione sistemistica" che comunque è condizionata dallo sviluppo del TPT2020; solo al termine di tale fase i vari componenti saranno compatibili tra loro e quindi effettivamente funzionanti all'interno del sistema complessivo.

1.9.2.2 Sistema di comunicazione

- ✓ La connessione della Cabina Primaria di Carpinone al centro di controllo di Campobasso tramite canale digitale numerico a banda larga (operatore Wind) è in esercizio;
- ✓ La connessione in fibra ottica ADSS tra la CP Carpinone ed il CSAT Carovilli e tra la CP Carpinone ed il produttore "Enel Green Power – Centrale Carpino" è in fase di completamento (entro 2013).
- ✓ Con riferimento alla connettività wireless delle cabine secondarie e dei produttori distribuiti sulla sbarra verde (60 impianti circa), è in corso la gara per l'assegnazione dei lavori ad un provider pubblico. Tale attività è in ritardo a causa delle difficoltà di assegnazione della fornitura e dei costi molto elevati esposti dai partecipanti (vedi oltre). Si prevede di completare la connessione non prima del I semestre 2014.

1.9.2.3 Sistema MAGO (forecasting produzione distribuita)

- ✓ Lo sviluppo è stato suddiviso in fasi successive; ad oggi le funzionalità già presenti sono:
 - Integrazione flussi di Consistenza dei produttori puri/auto-produttori MT;
 - Integrazione con il Sistema di Telecontrollo Enel per rilevare la rete elettrica con il relativo stato (normale/ attuale);
 - Aggregazione di diverso tipo: Organizzazione ENEL ed ISTAT.
 - Misure Produttori MT e TR MT/BT singoli od aggregati a livello superiore;
 - Navigazione dati tramite Report/Grafici;
 - Prima edizione dell'algoritmo di Previsione energia generata da fonte solare eolica e tradizionale (quest'ultima utilizzando i dati storici);
 - Previsione della Potenza attiva generata dai Produttori MT e dei produttori BT aggregati a livello di TR MT/BT singoli od aggregati a livello superiore sulla base della disponibilità dei dati meteo e dello storico delle misure.

La messa in esercizio della prima fase di MAGO è già cominciata e sarà completata entro il 2013. Si tratta di un' applicazione estesa a livello nazionale e non solo nel sito di Isernia.

Nelle fasi successive le funzionalità previste sono:

-
- Previsione energia generata da fonti diverse da quelle solar e wind;
- Energia generata da produttori puri/ auto-produttori MT;
- Energia generata dai produttori puri/ clienti-produttori BT > 55kW;
- Energia generata dai produttori BT <=55KW (monitoraggio dati storici e real-time, con aggiornamento ogni 15 minuti);
- Energia transitante sulla linea MT acquisita con segno (monitoraggio dati storici e real-time, con aggiornamento ogni 15 minuti);
- Potenza generata dai clienti-produttori MT (monitoraggio real-time, con aggiornamento ogni 15 minuti)

- Potenza generata dai clienti-produttori BT (monitoraggio real-time, con aggiornamento ogni 15 minuti);
- Interfacciamento con TERNA per trasmissione dati di produzione real-time;
- Interoperabilità con ST-GIS;
- Funzionalità di Dispacciamento.

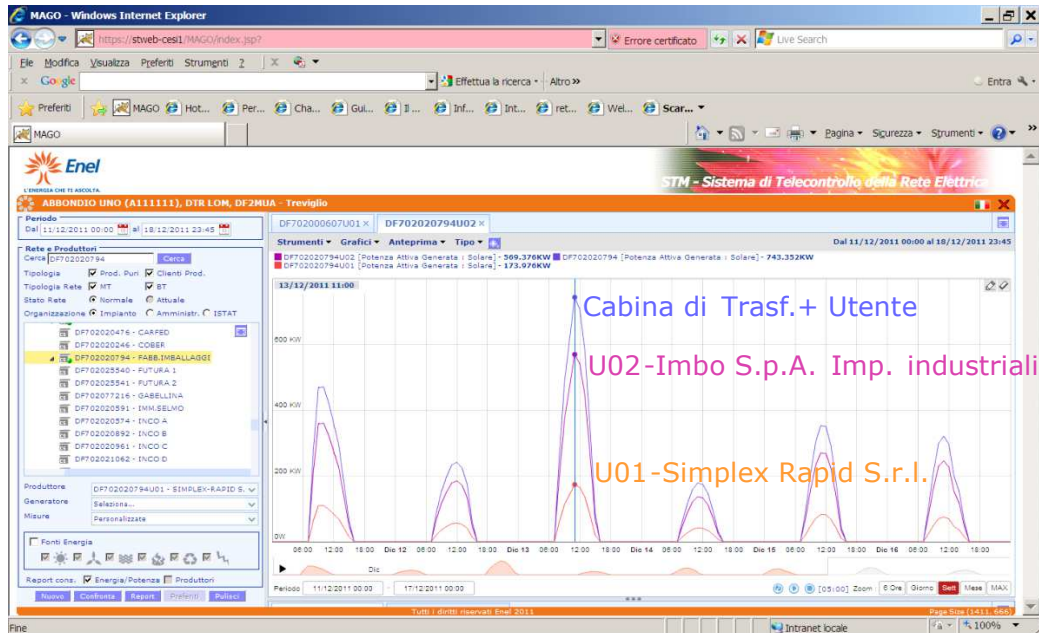


Figura 6. Esempio di pagina dell'applicativo MAGO

Il prossimo step è quello di definire in maniera precisa l'interfaccia tra i sistemi DSO-TSO per l'invio dei dati aggregati per Trasformatore di Cabina Primaria al gestore della rete nazionale (TERNA).

Sono in corso accordi con i tecnici TERNNA per definire in modo preciso il tipo di interfaccia (entro 2014).

1.9.2.4 Storage e Stazione di Ricarica veicoli elettrici

a. Storage

✓ È operativo presso la sede della Zona di Isernia un Energy Storage Siemens (Figura 7) con le seguenti caratteristiche:

- Energia disponibile: 500kWh (2000 cicli);
- Energy Efficiency > 90% (charge or discharge);
- Power ratings for inflow = 700 kW (max);
- Power ratings for outflow = 700 kW (max).

Si tratta della prima sperimentazione in Italia di un dispositivo ESS connesso alla rete di distribuzione MT. Premesso che la specificazione di dettaglio dell'interfaccia IEC 61850 tra lo Storage e il sistema di controllo è stata completata e che la connessione dati broadband (VPN) tra la sede della Zona Isernia ed il Centro Operativo di Campobasso è già in esercizio, le attività ancora necessarie sono:

- Implementazione del protocollo di comunicazione IEC61850 con il sistema centrale di controllo (in corso);
- implementazione algoritmi di controllo integrativi per testare le diverse funzionalità che si possono realizzare con lo Storage installato; (in corso).



Figura 7 – Storage di Isernia.

b. Veicoli Elettrici

- ✓ I furgoni a propulsione elettrica Renault Kangoo (costi non a carico del progetto) sono già in esercizio e sono disponibili dati significativi sull'utilizzo degli stessi da parte delle squadre Enel della Zona;

c. Pensilina Fotovoltaica

L'impianto fotovoltaico presso la sede della Zona Isernia è stato sviluppato con il partner tecnologico Siemens e prevede la progettazione, la fornitura, l'installazione, l'allaccio e la messa in servizio di :

- ✓ una pensilina che permette di avere 8 posti per ricarica/parcheggio auto su cui verranno installati dei pannelli fotovoltaici con una potenza di picco di poco inferiore ai 20 kWp;
- ✓ un ulteriore impianto fotovoltaico con potenza di picco di poco superiore a 10 kWp

L'impianto fotovoltaico complessivo verrà integrato con le 5 stazioni di ricarica pubblica e il sistema di storage, già installati all'interno della sede della Zona di Isernia. L'attività di posa dell'impianto fotovoltaico è in ritardo rispetto a quanto era previsto nel piano originale, a causa della mancanza delle autorizzazioni necessarie da parte delle amministrazioni pubbliche competenti. Si prevede di completare la struttura entro Marzo 2014.

1.9.2.5 Enel smart info

La sperimentazione del dispositivo smart info è rivolta ai clienti alimentati dalla cabina primaria di Carpinone, sia del mercato libero che della maggior tutela, indipendentemente dal venditore con il quale hanno sottoscritto il contratto di fornitura di energia elettrica. È stata inviata una comunicazione a mezzo pec a tutti i venditori attivi nell'area interessata dal progetto pilota (Allegato 1 pag 41), volta a fornire informazioni sulla sperimentazione in corso e sulla possibilità di promuovere l'utilizzo del dispositivo smart info nella suddetta area.



Figura 8 – Dispositivo smart info

La distribuzione dei kit Enel Info+ è stata avviata ufficialmente a fine Dicembre 2012 ed è tuttora in corso. Al 15 settembre 2013 sono stati distribuiti circa 2.000 kit ad altrettante utenze BT afferenti alla CP Carpinone. Nel corso dei primi 6 mesi del 2013 sono state condotte le prime analisi relative all'impatto del kit sui consumi e sulla consapevolezza, al gradimento e alle modalità di utilizzo del kit (rif § 1.10.2).

Le attività svolte sono di seguito descritte:

Pre-trial

Tra Agosto e Novembre 2012 è stata condotta un “Pre-Trial” durante il quale sono stati distribuiti 60 kit prototipo ad un gruppo di utenti “amici”. È stato possibile mettere a punto la soluzione fornita e le modalità di assistenza ed indagine previste nel progetto.

Definizione delle modalità di partecipazione

Sono state definite le modalità di partecipazione alla sperimentazione e di trattamento dei dati raccolti, espresse in un regolamento che gli utenti sperimentatori sottoscrivono al momento della consegna del kit. Il kit viene fornito in comodato d’uso gratuito alle utenze BT sottese alla CP Carpinone, che sottoscrivono il regolamento, fino ad esaurimento kit.

Promozione della sperimentazione

- ✓ Da Luglio 2012 è online il sito web enelinfopiu.it, con funzioni di informazione, assistenza online, richiesta di adesione alla sperimentazione.
- ✓ La sperimentazione è stata presentata a tutte le amministrazioni dei comuni coinvolti e alle associazioni dei consumatori in incontri dedicati.
- ✓ È stata avviata una campagna pubblicitaria, via web, radio, stampa e autobus dedicata al recruitment degli utenti.

Adesione alla sperimentazione e distribuzione dei kit

Sono state predisposte le seguenti modalità:

- ✓ Enel Info + Days organizzati in ognuno dei comuni della sperimentazione. Si tratta di giornate dedicate al progetto in cui si distribuiscono i kit e si svolgono sessioni informative sull’utilizzo ed i benefici attesi. Gli utenti ammissibili sono invitati tramite lettera, sottoscritta dai sindaci e dalle associazioni dei consumatori.
- ✓ Casella di posta enelinfopiu@enel.com
- ✓ Numero telefonico 0865-699841
- ✓ Form di richiesta predisposto sul sito web enelinfopiu.it
- ✓ Punto di raccolta adesioni presso gli sportelli de “La Nuova Posta” ad Isernia, o i comuni interessati, o gli uffici della Zona di Isernia di Enel Distribuzione.
- ✓ Eventi locali durante i quali è presente uno stand dedicato al progetto.
È possibile ritirare il kit personalmente in occasione degli Enel Info + days o presso “La Nuova Posta” o i punti di distribuzione predisposti in occasione di eventi locali. In alternativa il kit viene consegnato direttamente presso l’utenza da “La Nuova Posta”.

Assistenza

Sono stati predisposti diversi canali di assistenza:

- ✓ Online sul sito web enelinfopiu.it
- ✓ Telefonica presso numero 0865-699841
- ✓ Email enelinfopiu@enel.com.

Analisi dei dati

Sono state predisposte le modalità di raccolta ed analisi dei dati. Sono previste indagini quantitative sui dati di consumo delle utenze coinvolte ed indagini qualitative tramite interviste telefoniche o cartacee svolte da un ente terzo qualificato.

1.9.3 GANTT aggiornato con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto al GANTT originario

ID	Nome attività	Inizio	Fine	2012												2013												2014											
				gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
1	PROGETTO ISERNIA	gio 01/12/11	mer 31/12/14	[Barra continua]																																			
2	STESURA SPECIFICHE	gio 01/12/11	ven 05/04/13	[Barra continua]																																			
3	Nuovo computer di stazione TPT2020	gio 01/12/11	lun 30/04/12	[Barra continua]																																			
4	IRE	dom 01/01/12	ven 15/02/13	[Barra continua]																																			
5	IREHW	dom 01/01/12	ven 05/04/13	[Barra continua]																																			
6	GESTIONE CONTRATTI (STESURA + STIPULA)	dom 01/01/12	mar 31/12/13	[Barra continua]																																			
7	IREHW	lun 08/04/13	mar 15/10/13	[Barra continua]																																			
8	Connettività wireless dei produttori	mar 01/01/13	mar 31/12/13	[Barra continua]																																			
9	Smart info	dom 01/01/12	sab 30/06/12	[Barra continua]																																			
10	Distribuzione Smart info	mar 01/01/13	ven 15/03/13	[Barra continua]																																			
11	SVILUPPO APPARATI	mar 01/05/12	lun 31/03/14	[Barra continua]																																			
12	Nuovo computer di stazione TPT2020	mar 01/05/12	mer 15/05/13	[Barra continua]																																			
13	Stazione di ricarica con pensilina fotovoltaica	lun 02/07/12	lun 31/03/14	[Barra continua]																																			
14	IREHW	gio 01/08/13	ven 31/01/14	[Barra continua]																																			
15	Prototipi Smart info	dom 01/07/12	mar 31/07/12	[Barra continua]																																			
16	Smart info	sab 01/12/12	ven 28/06/13	[Barra continua]																																			
17	TEST	mer 01/02/12	mar 30/09/14	[Barra continua]																																			
18	Nuovo computer di stazione TPT2020	gio 16/05/13	lun 16/09/13	[Barra continua]																																			
19	Nuovo sist. protez. e contr	mer 01/02/12	lun 31/12/12	[Barra continua]																																			
20	IREHW	lun 03/02/14	mar 30/09/14	[Barra continua]																																			
21	"Pre-trai" Smart info	mer 01/08/12	ven 30/11/12	[Barra continua]																																			
22	Integrazione Apparat	lun 03/12/12	ven 28/06/13	[Barra continua]																																			
23	INSTALLAZIONI IN CAMPO	ven 01/02/13	mar 30/09/14	[Barra continua]																																			
24	Nuovo computer di stazione TPT2020	mar 17/09/13	mar 31/12/13	[Barra continua]																																			
25	Nuovo sist. protez. e contr	ven 01/02/13	mar 30/04/13	[Barra continua]																																			
26	RGDM	ven 01/02/13	mar 31/12/13	[Barra continua]																																			
27	DV7300	ven 01/02/13	mar 31/12/13	[Barra continua]																																			
28	Stazione di ricarica con pensilina fotovoltaica	ven 01/02/13	lun 31/03/14	[Barra continua]																																			
29	Apparati presso impianti Produttori	mar 01/10/13	mar 30/09/14	[Barra continua]																																			
30	ATTIVAZIONE SISTEMA DI COMUNICAZIONE	lun 02/07/12	lun 30/06/14	[Barra continua]																																			
31	Fibra ottica ADSS: CP Carpinone-CSAT Carovill	lun 02/07/12	mar 31/12/13	[Barra continua]																																			
32	Connettività wireless dei produttori	mer 01/01/14	lun 30/06/14	[Barra continua]																																			
33	DISTRIBUZIONE SMART INFC	sab 01/12/12	lun 30/06/14	[Barra continua]																																			
34	MISURAZIONI E RACCOLTA DEI DATI	mer 01/08/12	mer 31/12/14	[Barra continua]																																			

Si evidenzia un ritardo sull'avanzamento delle attività dovuto ad una serie di cause che vengono appresso descritte, in ordine di peso:

- Connettività wireless: è in corso una gara tra i maggiori provider pubblici per la fornitura del servizio di connettività delle cabine secondarie e di consegna verso i produttori (si tratta di circa 60 impianti); si è rilevato uno scarso interesse ad effettuare la fornitura da parte degli offerenti pubblici interpellati. In pratica è stata ricevuta una sola offerta che, peraltro, espone prezzi molto superiori a quelli preventivati e sta dando luogo ad una trattativa più lunga del previsto (si stanno valutando anche piccole variazioni progettuali volte a ridurre i costi);
Nel complesso appare evidente che alcune zone del territorio, pur essendo sede di impianti da connettere, non sono oggetto di alcun interesse da parte dei provider pubblici che per effettuare il servizio imputano la totalità dei costi al richiedente (Enel Distribuzione). Probabilmente la soluzione nel tempo più vantaggiosa ed economica è l'utilizzo della fibra ottica di proprietà del Distributore;
- Sviluppo dispositivi IRE: con riferimento sia agli impianti di produzione che utilizzano inverter che a quelli che adottano macchine rotanti, lo sviluppo di una interfaccia per la regolazione dell'energia ha comportato non poche difficoltà. Infatti, sia gli impianti che adottano inverter sia quelli che usano macchine rotanti sono fortemente disomogenei non solo con riferimento alle capacità funzionali di regolazione ma anche al protocollo (o ai segnali cablati) che consentono di comunicare con i controllori di impianto per la richieste di variazione di energia reattiva o attiva. Ne deriva che le interfacce IRE vanno studiate e realizzate impianto per impianto con operazione "artigianali". Inoltre i maggiori costruttori europei di inverter (eccezion fatta per la SMA) non hanno mostrato grande interesse a partecipare alla sperimentazione;
- Protocollo IEC 61850: a valle delle indagini preliminari effettuate si è riscontrato che le apparecchiature dei diversi costruttori, tutte certificate IEC 61850, non mostrano una reale interoperabilità a causa di una diversa configurazione del protocollo di comunicazione.
Per superare tale criticità e consentire lo sviluppo di applicazioni e servizi in modo competitivo e uniforme, si è deciso di non limitare la progettazione delle apparecchiature alle sole funzioni da realizzare e agli algoritmi di controllo, ma di estenderla anche alle logiche legate al sistema di comunicazione. In particolare, si cerca di specificare, durante le vari fasi del progetto e in collaborazione con alcuni produttori di apparati e istituti di ricerca (CESI, PoliMi, etc.), il formato dei dati, gli oggetti e la configurazione (SCL) dei vari dispositivi, creando per ciascuno di essi un "file CID" che ne definisca le principali caratteristiche (funzioni, segnali da scambiare tradotti in messaggi GOOSE o MMS e dati di comunicazione). A ciò si aggiunge un "file SCD" da associare alla sottostazione estesa che contiene i dati di configurazione IEC 61850 ed i parametri di configurazione della comunicazione tra tutti i dispositivi IEC 61850 tra loro correlati.
- Impianto fotovoltaico relativo alla stazione di ricarica EV: nonostante la semplicità della realizzazione, si è presentata una criticità relativa all'acquisizione dei permessi necessari alla installazione dell'impianto. Ciò ha comportato un ritardo rispetto a quanto preventivato originariamente. Ottenuti i permessi, si procederà all'allaccio dello stesso tramite due punti di connessione. Il soggetto giuridico a cui sarà attribuita la titolarità dell'impianto sarà quindi Enel Distribuzione che immetterà l'energia in rete per finalità di autoconsumo senza scopi di cessione.

1.9.4 Costi sostenuti

Con riferimento ai costi sino ad ora sostenuti, segue la tabella riepilogativa delle attività per le quali sono stati effettuati ordini a terzi.

Attivita'/Materiali	Costi (k€)
Acquisto Storage Siemens	1.080
Modifiche evolutive Storage	80
Cabina 1 x Storage	14
Cabina 2 x Storage	12
Lavori edili+ Fibra ottica+forniture spicchiole	274
consulenti e professionisti	9
Upgrade SW sistema centrale part_1	694
Upgrade SW sistema centrale part_2	524
Modifiche SW TPT2000	20
RGDM (Thytronic)	74
Protezioni_centralizzate MT	535
Interruttori DY800	155
Sviluppo e prototipazione Smart Info	321
Produzione Smart Info	483
Sviluppo, prototipazione e produzione Smart Info Display	398
Studi sociologici Smart Info	50
Fornitura e messa in opera fotovoltaico	107
TOTALE	4.828

Mancano i costi relativi allo sviluppo e all'installazione del dispositivo IRE, del DV7300 di utente, di alcuni apparati di CP e quelli preponderanti della rete di comunicazione wireless (saranno noti tra la fine del 2013 e gli inizi del 2014).

Non sono inclusi i costi di sviluppo degli apparati utilizzati nel progetto POI-P3.

Con riferimento ai costi del personale Enel Distribuzione, le spese sostenute al 30/07/2013 ammontano a circa 122 k€ includendo sia le ore/uomo sia le spese per trasferte.

Non è possibile scorporare dal totale i costi relativi alle misurazione e test che per la maggior parte sono relativi all'impegno del personale in quanto quelle delle ditte sono annegati nei prezzi esposti nei contratti.

In particolare, gli investimenti già entrati in esercizio sono di seguito elencati.

- Storage
circa **1.280 k€** di cui 1160 k€ sono relativi all'apparato e 120 k€ a opere edili e alla manodopera;
- MAGO
Gli sviluppi già realizzati ammontano a **518 k€**;
- Enel smart info:
Costi di sviluppo, test, studi e prime consegne paria a circa **1.200 k€**

- Furgoni elettrici Renault Kangoo tipo “Plug in” (n.5);
(Costi non a carico del progetto);
- Interruttori DY800 + RGDM per circa **230k€**;

1.10 Commenti in relazione agli obiettivi finali previsti dal progetto

1.10.1 Stato di raggiungimento atteso degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali)

E' prematuro effettuare valutazioni sullo stato di raggiungimento degli obiettivi del progetto a meno delle considerazioni espresse riguardo al sistema di comunicazione nel cap.1.9.3.

Con riferimento allo smart info, sono già possibili alcune valutazioni:

Le utenze ammissibili alla sperimentazione sono dislocate in 18 piccoli comuni della provincia di Isernia e nella città di Isernia. Nei primi 7 mesi del 2013 sono stati coinvolti 14 comuni della provincia, nei quali, a fronte di un'età media piuttosto avanzata e di un livello di informatizzazione medio-basso, è stato possibile riscontrare un buon tasso di adesione (se comparato ad analoghe esperienze in campo internazionale), superiore al 20%.

A seguito dell'insediamento della nuova giunta del comune di Isernia a Giugno 2013, è stato possibile pianificare con l'amministrazione una serie di attività finalizzate al coinvolgimento della popolazione della città di Isernia, che prenderanno avvio a Settembre 2013. Ad Isernia risiede il maggior numero di utenze BT ammissibili, pertanto ci si aspetta di poter distribuire un gran numero di kit entro la fine del 2013. Inoltre nel corso dei mesi di Settembre ed Ottobre 2013 saranno coinvolte le utenze dei restanti 4 comuni della provincia.

Per quanto riguarda la consapevolezza, il 96% dei clienti intervistati ha dichiarato di comprendere meglio i propri consumi e come questi si distribuiscono nelle fasce tariffarie, e di essere più attento nell'utilizzo dell'energia elettrica. In particolare: il 63% dichiara di aver modificato le abitudini di utilizzo degli elettrodomestici; il 6% di aver scoperto consumi inattesi e deciso di sostituire elettrodomestici inefficienti. L'81% degli intervistati ritiene che il kit sia un buon mezzo per verificare l'adeguatezza della potenza contrattuale.

Per quanto riguarda il gradimento: il 94% dà un giudizio positivo al kit in termini di utilità e semplicità d'uso ed il 70% consiglierebbe il kit ad un amico. Il 51% dichiara di gradire il kit per la possibilità di avere il consumo sempre sotto controllo, mentre il 19% per la possibilità di essere avvisati quando i consumi di energia superano le soglie.

Per quanto riguarda le modalità di utilizzo l'82% degli intervistati dichiara di utilizzare il display almeno 2 o 3 volte a settimana.

Tali risultati preliminari devono essere consolidati con l'analisi di un maggior numero di utenze e con una seconda intervista effettuata dopo almeno 6 mesi dalla prima.

1.10.2 Dettagli del piano di monitoraggio e/o test sul campo che si prevede effettuare per una valutazione quantitativa dei benefici attesi in relazione agli specifici interventi realizzati nell'ambito del progetto

Funzioni di gestione della rete attiva

Questa parte del progetto risulta di notevole complessità perché, come illustrato precedentemente, l'implementazione delle nuove funzioni, ha richiesto: l'upgrade software dei sistemi di telecontrollo ENEL, nuovi apparati di campo con funzioni evolute,

integrazione degli apparati già in esercizio, messa a punto di un nuovo sistema di comunicazione.

Nel definizione delle modalità di test, per poter arrivare alla corretta messa in esercizio di quanto previsto, è necessario, quindi, procedere per gradi prima verificando i singoli apparati poi la loro integrazione nel Sistema, predisponendo un contesto di prova simulato complesso e coerente con il sito in cui le funzioni evolute verranno applicate.

Pertanto, in primo luogo, sono stati definiti (e sono già in corso di effettuazione) in funzione del periodo di consegna dei singoli apparati:

- Test in modalità stand-alone dei singoli apparati di nuova costruzione (TPT2020, Protezione Centralizzata, RGDM, DV7300, IRE)
- Test relativi agli upgrade software dei sistemi ENEL (STUX, STM, DMS, MAGO)

Quindi, utilizzando i prototipi consegnati al Centro Prove Enel di Milano, in analogia con quanto è stato realizzato per il progetto POI-P3, si è proceduto a:

- implementare sul simulatore di rete elettrica (RTDS) la rete delle linee sottese alla sbarra verde della CP di Carpinone, compreso il centro satellite di Carovilli e i clienti con impianti di produzione che partecipano al progetto;
- realizzare la simulazione del funzionamento della CP di Carpinone e del Centro Satellite di Carovilli introducendo nel loop di controllo gli apparati reali (TPT2020, Protezione Centralizzata);
- realizzare la simulazione del funzionamento di alcune Cabine secondarie utilizzando sempre gli apparati reali sia nelle cabine Enel che in quelle dei produttori (IC - RGDM – DV7300 – IRE);
- simulare la rete di comunicazione attraverso la connessione fisica, tramite bretelle di fibra ottica, di tutti gli apparati di rete che verranno effettivamente utilizzati in campo (routers e switches); configurando le virtual-lan previste e verificando che i messaggi tra gli apparati fossero correttamente istruiti;
- predisporre l'insieme dei sistemi centrali in prova, (STUX – STM – DMS - Mago) con il database reale del Centro Operativo di Campobasso (che controlla la CP di Carpinone) per effettuare tutte le necessarie verifiche senza impatti sull'esercizio delle rete di Isernia.

Si procederà quindi alla verifica del complesso delle funzionalità innovative legate al progetto. Anche in questo caso è bene procedere per passi successivi verificando:

- il coordinamento e la selettività delle protezioni centralizzate installate a Carpinone e Carovilli ;
- Il funzionamento delle regolazione di tensione della sbarra di CP;
- Il funzionamento della regolazione di tensione MT distribuita;
- La funzione di Mutuo soccorso tra generatori (intervento sistema centrale su regolazione distribuita della tensione);
- l'andamento delle grandezze elettriche lungo la rete e nei punti di connessione degli impianti di produttori;
- Il Teledistacco dei produttori e l'anti-islanding;
- La ricerca guasto veloce mediante Selettività logica.

Una volta eseguiti con esito positivo i test sopra menzionati, si potrà affrontare con sufficiente tranquillità l'installazione in campo e la successiva messa in esercizio dei vari componenti e del Sistema generale. In questo caso, trovandoci in campo reale, è necessario adottare particolari cautele e predisporre sempre soluzioni di back-up per far fronte a situazioni di campo non previste che potrebbero avere effetti negativi sull'esercizio della rete di Carpinone. Questo rischio non è rilevante durante l'effettuazione delle prove reali, quando c'è presenza di personale nei punti critici della rete, ma nel momento in cui i nuovi apparati vengano mantenuti in esercizio continuo.

L'effettuazione di prove reali su reti in esercizio è molto delicata e le attività di predisposizione (piani di lavoro, consegna impianti, ..) sono impegnative e permettono un numero limitato di ripetizioni. Per questo motivo sarà necessario curare con attenzione ogni singolo dettaglio, attraverso piani di prove messi a punto di volta in volta per ogni singolo test.

Test di performance rete di telecomunicazione Broadband a supporto delle Smart Grids

La rete di comunicazione a supporto del progetto Isernia (ma anche del progetto POI-P3 nel Sud Italia), basata su una topologia "hub&spoke", crea dei percorsi di comunicazioni logici tra impianti periferici (CS- CS e CP-CS) e tra impianti periferici e Centro Operativo competente.

I requisiti in termini di tempi di attraversamento della rete da parte delle informazioni necessarie al corretto funzionamento dei servizi Smart Grids sono particolarmente sfidanti ed hanno condotto alla scelta di soluzioni caratterizzate da capacità di banda elevata e bassi ritardi trasmissivi.

Questi parametri tecnici verranno misurati all'attivazione della connessione in rete degli impianti coinvolti nel progetto. A circuiti scarichi, tenendo conto dell'architettura fisica della rete e quindi dei principali nodi di attraversamento e degli estremi dei principali flussi di comunicazione, si installeranno temporaneamente degli "Agents" (in CP, CO, hub di aggregazione e in alcune CS a campione), capaci di generare il traffico per i test e di comunicare con un server "manager" centralizzato, al fine di collezionare le misure di:

- ✓ Round Trip Time
- ✓ Jitter
- ✓ Packet Loss
- ✓ Capacità di banda

I dati raccolti offriranno elementi importanti ed oggettivi, a meno di condizioni che possono mutare nel tempo in relazione ai servizi di connettività offerti dai provider pubblici, per valutare l'idoneità dei sistemi di comunicazione oggi disponibili, ai fini delle funzionalità richieste da una Smart Grid.

Se ai parametri tecnici aggiungiamo le informazioni sui costi relativi ai servizi di connettività forniti dai providers pubblici, e quelli connessi con la realizzazione di una rete in Fibra Ottica a cura e spese del Distributore, è facilmente valutabile anche la convenienza tecnico-economica delle 2 diverse soluzioni.

Test comunicazione con Protocollo IEC 61850 (MMS+GOOSE)

Successivamente ai test sulla rete di telecomunicazione broadband e a quelli su campo simulato effettuati presso il Centro Prove di Milano, saranno effettuati i test in campo reale. Lo scopo sarà verificare che lo scambio di informazioni basato sullo standard IEC61850 avvenga correttamente. I servizi che saranno utilizzati, sulla base di quelli messi a disposizione dalla standard, saranno i report MMS e i messaggi GOOSE.

La “catena” di comunicazione prevede la presenza di un dispositivo “client”, rappresentato dal TPT2020 installato presso la CP di Carpinone, e di una serie di dispositivi “server”, rappresentati dagli RGDM, dai DV7300 e dai dispositivi IRE situati lungo le CS delle varie linee MT e presso i produttori di energia elettrica individuati per la sperimentazione.

Le sessioni di test si baseranno sull’architettura mostrata in Figura 9: Architettura di comunicazione IEC 61850 che si sviluppa su un’area geografica estesa, ovvero con gli impianti (CS, CP, Centro Operativo) tra loro remoti, verificando sia la fase di configurazione dei vari dispositivi sia le varie modalità di funzionamento previste dal progetto.

In generale saranno testati: la sessione di configurazione, la sessione di “Discovery” dei dispositivi, la corretta ricezione dei messaggi (MMS e GOOSE) e la corretta sottoscrizione dei messaggi GOOSE su rete WAN e su rete LAN. La sperimentazione infatti prevede il transito dei messaggi GOOSE su due diverse “reti”, una rete locale (LAN) di sottostazione che coinvolge RGDM-DV7300/IRE e una rete geografica (WAN) che coinvolge i vari RGDM situati lungo le CS di una linea MT.

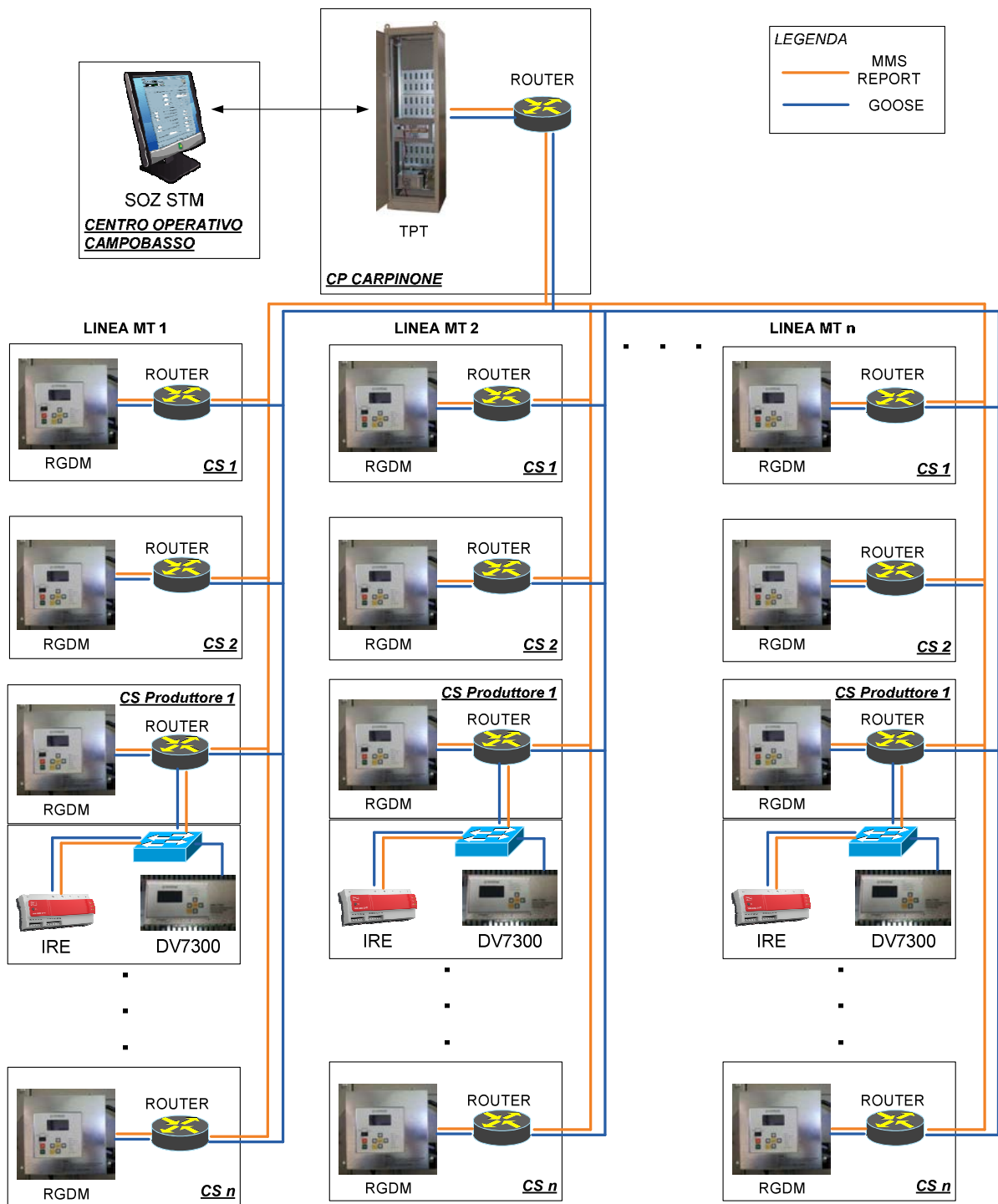


Figura 9: Architettura di comunicazione IEC 61850

Test Applicazioni Storage e ricarica ottimizzata veicoli elettrici

Un gruppo di test riguarda il blocco Energy Storage System (ESS) a se stante ed è volto a misurarne le caratteristiche e le performance principali.

Un altro gruppo riguarda invece la verifica dell'interfacciamento con il sistemi centrali di controllo e le applicazioni più evolute di utilizzo dell'ESS in base a diverse funzioni obiettivo.

Verranno valutati anche gli impatti sulla qualità del servizio. A tal proposito, sono stati installati due misuratori di Power Quality (QoS) in corrispondenza del punto di connessione dello storage alla rete ed in partenza alla linea MT “Pesche”.

La tabella che segue sintetizza le prove da effettuare e lo stato di avanzamento delle stesse.

Id test	Ambito test	Descrizione	Stato
1	Performances	Verifica del consumo dei servizi ausiliari	Effettuato
2	Performances	Verifica dell'efficienza sul ciclo di carica-scarica	Effettuato
3	Performances	Verifica dell'accuratezza nell'attuazione dei comandi ricevuti	Effettuato
4	Performances	Verifica dell'emissione armonica	Effettuato
5	Performances	Verifica delle funzionalità integrate nello storage: PQ mode	Effettuato
6	Performances	Verifica delle funzionalità integrate nello storage: PV mode	Effettuato
7	Performances	Verifica delle funzionalità integrate nello storage: Black start	Effettuato
8	Performances	Verifica dell'inquinamento acustico	Effettuato
9	Servizi ausiliari	Verifica dei sistemi antincendio e antintrusione	Effettuato
10	Servizi ausiliari	Verifica del sistema di condizionamento	Effettuato
11	Servizi ausiliari	Verifica degli altri sistemi ausiliari	Effettuato
12	Progetto Isernia	Verifica delle funzionalità implementate sul sistema di calcolo esterno e attuate tramite lo storage	Da fare
13	Progetto Isernia	Verifiche dei tempi di risposta a comando esterno	Da fare
14	Progetto Isernia	Verifica della stabilità di connessione/integrazione con i sistemi centrali di Enel	Da fare
15	Sistema	Verifica dell'impianto di terra	Effettuato
16	Sistema	Verifica dei segnali e degli allarmi	Effettuato
17	Sistema	Verifica delle procedure di accensione, spegnimento ed attivazione delle funzionalità	Effettuato
18	Sistema	Verifica dell'interfaccia dati con i sistemi centrali di Enel	In corso
19	Sistema	Verifiche dei singoli componenti e sottosistemi (seguendo le prove tipiche di ognuno)	Effettuato
20	Sistema	Verifica del sistema di misurazione	Effettuato
21	Sistema	Verifica a carica totale	Effettuato
22	Sistema	Verifica a scarica totale	Effettuato
23	Sistema	Verifica della protezione generale/interfaccia	Effettuato
24	Sistema	Stress tests e altre verifiche di lunga durata	In corso

Test furgoni elettrici

Sono già in corso parte della Zona le rilevazioni relative a:

- ✓ km giornalieri percorsi dai furgoni;
- ✓ numero di ricariche mensili (si utilizzano temporaneamente punti di ricarica provvisori all'interno delle autorimesse);
- ✓ autonomia rilevata;
- ✓ problemi di utilizzo, guasti, stato batterie, etc.

Test Applicazione smart info

- ✓ Impatto sui Consumi

Per valutare l'impatto sui consumi si analizzano i dati di consumo delle utenze coinvolte registrati durante la sperimentazione e nello stesso periodo dell'anno precedente. Sono presi in esame i consumi mensili, totali e per fasce e, per un sotto insieme delle utenze in sperimentazione, le curve di carico al quarto d'ora. Il primo tipo di indagine permette di individuare riduzioni dei consumi e spostamenti tra le fasce tariffarie. Il secondo tipo di indagine permette di analizzare le abitudini di consumo e i cambiamenti determinati dal kit. I risultati ottenuti sono comparati con l'andamento medio delle utenze del territorio al fine di escludere l'impatto di fattori esterni di natura climatica o straordinaria.

- ✓ Consapevolezza, gradimento, modalità di interazione ed utilizzo, persistenza di utilizzo della tecnologia

Lo studio è svolto in collaborazione con un'azienda specializzata in analisi di mercato (TNS Italia) ed è strutturata in quattro fasi:

1. Indagine conoscitiva del territorio per l'individuazione del campione rappresentativo cui sottoporre le indagini ai punti successivi;
2. Intervista cartacea effettuata al momento della consegna del kit per definire il profilo di consumo dell'utenza che utilizza il kit;
3. Indagine iniziale a circa due mesi dall'ingresso in sperimentazione;
4. Indagine finale dopo almeno 6 mesi dalla prima intervista.

Allegato 1

Informativa ai venditori su sperimentazione Enel info+

Spett.Le
Venditore xxxx

Oggetto: sperimentazione Enel info+ nella Provincia di Isernia

Gentile Venditore,

con la presente comunicazione desideriamo informarvi che Enel Distribuzione ha avviato, nell'ambito del progetto pilota incentivato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con la Delibera 39/10, la prima installazione a livello nazionale di una rete intelligente "Smart Grid" nella provincia di Isernia.

In particolare, la rete intelligente pilota di Enel Distribuzione è quella sottesa alla Cabina Primaria di Carpinone ed interessa i seguenti Comuni: Carovilli, Carpinone, Castelpetroso, Castelpizzuto, Chiauci, Civitanova del Sannio, Fornelli, Isernia, Longano, Miranda, Monteroduni, Pesche, Pescolanciano, Pettoranello del Molise, Roccasicura, Sant'Agapito, Santa Maria del Molise, Sessano del Molise, Vastogirardi.

Il progetto pilota prevede l'attuazione sul territorio di un nuovo modello di automazione e gestione nella generazione e nella distribuzione dell'energia secondo il principio delle reti intelligenti innovative.

Nell'ambito del progetto pilota Smart Grid Enel ha anche avviato la sperimentazione **Enel Info+**, un sistema che permette ai clienti, anche produttori, di conoscere e comprendere le abitudini di consumo tramite il dispositivo *smart info*.

Smart info, inserito in una qualunque presa elettrica di casa, registra i dati raccolti dal contatore elettronico e ne consente la visualizzazione attraverso interfacce standard (smartphone, pc etc.).

Attraverso tale dispositivo, progettato e realizzato da Enel Distribuzione, sarà possibile sperimentare sul campo uno strumento concreto per un uso più efficiente dell'energia elettrica.

La distribuzione del kit Enel Info+ è gratuita e può essere richiesta da qualunque cliente alimentato dalla Cabina Primaria di Carpinone, indipendentemente dal Venditore con cui lo stesso abbia sottoscritto il contratto di fornitura e verrà fornito fino ad esaurimento delle scorte disponibili.

Per ulteriori informazioni sulla sperimentazione è possibile consultare il sito <http://www.enelinfopiu.it> oppure inviare un messaggio alla casella di posta enelinfopiu@enel.com.

Cordiali saluti