

# **Progetti dimostrativi di reti attive di distribuzione**

## **PROGETTO ISERNIA**

**Enel Distribuzione S.p.A.**

**Cabina Primaria di Carpinone (IS)**

***Relazione finale di Progetto***

27 febbraio 2015

## Sommario

1.	Descrizione generale del progetto dimostrativo .....	5
1.1	Descrizione sintetica.....	5
1.2	Inquadramento del progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione.....	6
1.3	Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato .....	7
1.3.1	Differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato .....	8
1.4	Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto .....	8
1.5	Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grids.....	11
2.	Caratteristiche tecniche del progetto pilota .....	12
2.1	La rete di distribuzione interessata dal progetto.....	12
2.2	Il coinvolgimento degli utenti .....	12
2.2.1	Numero di punti di connessione di utenze attive e passive coinvolte nel progetto .....	13
2.2.2	Comunicazione bidirezionale con i clienti finali anche per la sperimentazione di modalità di demand response.....	14
2.3	Il sistema di automazione della rete .....	16
2.3.1	Numero di cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal progetto pilota; .....	16
2.3.2	Sistema di acquisizione dati (SCADA);.....	19
2.3.3	Funzioni previste dal sistema di automazione di rete .....	19
2.3.4	Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO .....	26
2.4.1	Caratteristiche delle tipologie tecnologiche adottate (doppino, Wi-Fi, fibra, ecc..) e frequenze; .....	28
2.4.2	Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità .....	29
2.4.3	Modello di business adottato (proprietà/gestione infrastruttura e dati); .....	31
2.4.4	Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati .....	32
2.5	I sistemi di stoccaggio .....	32
2.5.1	Gestione e controllo delle fonti rinnovabili intermittenti.....	34
2.5.2	Gestione e controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici .....	34
2.5.3	Gestione e controllo degli stoccaggi .....	34
3.	Verifiche e misure in campo.....	42

3.1	Verifiche.....	42
3.1.1	Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva dei generatori.....	42
3.1.2	Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva dei generatori finalizzati al controllo della tensione .....	43
3.1.3	Verifica da SCADA delle modalità di gestione e di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva prodotta/assorbita dai sistemi di accumulo e monitoraggio del loro stato di carica.....	44
3.1.4	Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP .....	45
3.1.5	Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea.....	49
3.1.6	Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni lato utente in risposta ad un segnale inviato dal DNO .....	49
3.1.7	Verifica dei tempi di latenza dei segnali .....	50
3.1.8	Test Applicazione smart info .....	51
3.1.9	Test utilizzo furgoni elettrici, stazioni di ricarica e pensilina fotovoltaica.....	51
3.2	Misure.....	51
3.2.1	Misura della tensione nei nodi attivi e in CP e registrazione dei relativi interventi del sistema di regolazione di tensione .....	51
3.2.2	Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili.....	60
3.2.3	Registrazione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, nonché dei buchi di tensione, secondo le apparecchiature disponibili. ....	60
3.2.4	Registrazione di tutti i cambiamenti di stato del segnale di comunicazione e delle protezioni di interfaccia lato utente anche in relazione ai comandi ricevuti .....	61
3.2.5	Registrazione, per ogni utente attivo, del tempo per il quale la comunicazione always-on è stata efficace (keep-alive o segnali equivalenti) rispetto al tempo totale di esercizio del progetto dimostrativo.....	61
3.3	Generazione intenzionale di eventi in campo.....	61
3.4	Indicatori precedenti e successivi agli interventi di smartizzazione .....	61
3.4.1	Continuità del servizio .....	61
3.4.2	Qualità della tensione.....	61
3.4.3	Hosting capacity della rete MT .....	62
3.4.4	Smart Info .....	64
3.4.5	Test utilizzo furgoni elettrici, stazioni di ricarica e pensilina fotovoltaica <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>	
3.4.6	Perdite di rete .....	68
3.4.7	Connettività.....	69
4.	Analisi critica relativa ai costi del progetto .....	69

4.1	Peculiarità del progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata.....	69
4.2	Investimenti ammessi all'incentivazione. ....	70
4.3	Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.....	72
4.3.1	Smart Info .....	74
4.4	Possibili azioni per migliorare la sostenibilità .....	74
4.4.1	Economie di scala .....	74
4.4.2	Accordi quadro.....	75
4.4.3	Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile.....	75
4.4.4	Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni .....	75
5.	Valutazioni conclusive.....	75
5.1	Livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali).....	75
5.2	Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi).....	76
5.3	Standardizzazione delle soluzioni sperimentate .....	77
5.4	Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità.....	77
5.5	Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire	79
6.	Allegati .....	81

## **1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO**

### **1.1 Descrizione sintetica**

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 e il miglioramento della qualità del servizio.

Pertanto, il Progetto Isernia (di seguito Progetto), 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.

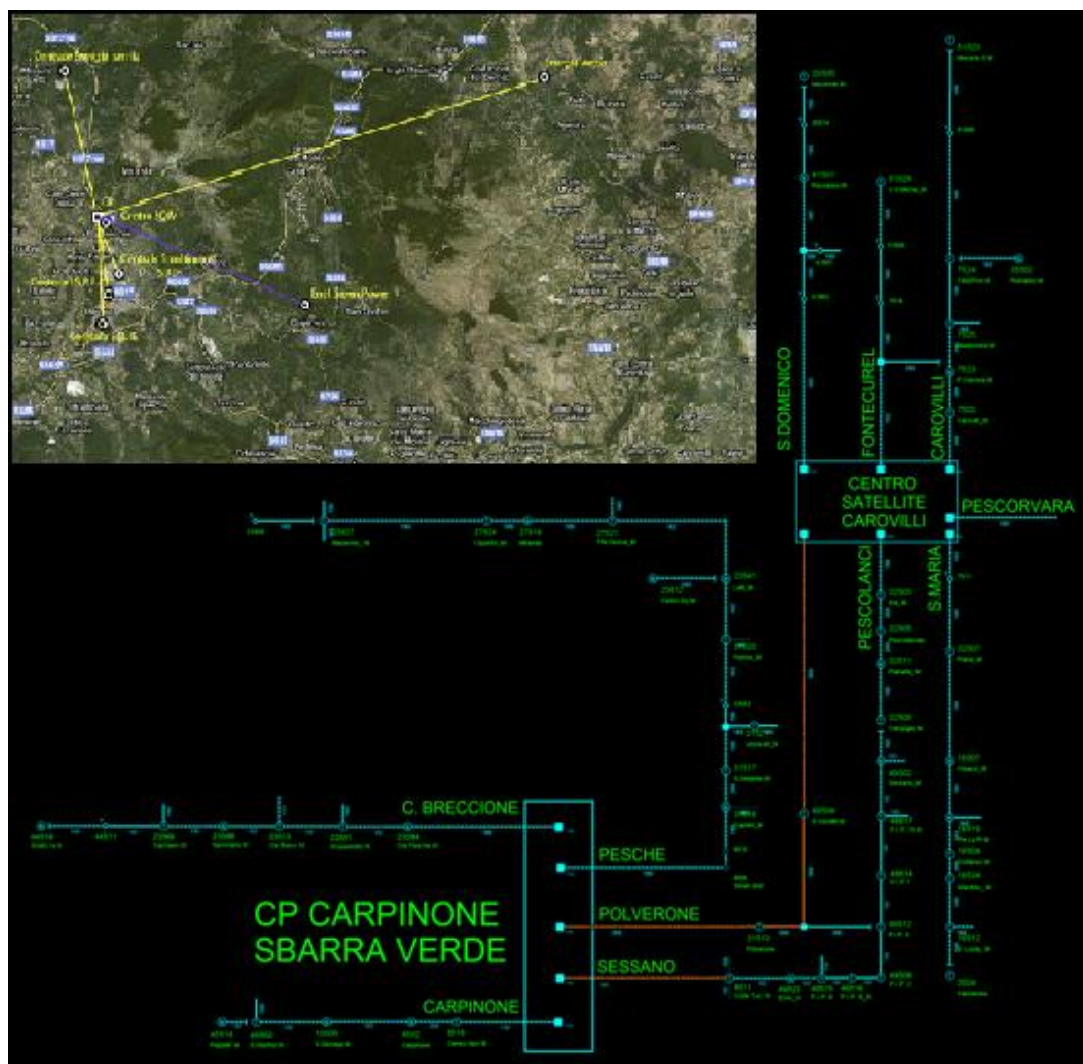
Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito CP) di Carpinone (IS) Sbarra Verde (Figura 1) e sulla rete da essa alimentata, nonché sul sistema di telecontrollo (SCADA) di Campobasso cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo utenti attivi e passivi ad essa collegati.

In concreto, il progetto ha previsto 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. Presso ogni produttore coinvolto, sono stati installati a cura di Enel Distribuzione una serie di apparati oggi sviluppati e installati;
- sperimentazione dell'utilizzo di una flotta di 5 furgoni elettrici da parte del personale operativo di Enel Distribuzione nell'ambito delle usuali attività lavorative sul territorio;
- realizzazione e gestione di una infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici con colonnine per esterno ed interno in area privata (presso le sedi della Zona Isernia);
- realizzazione di 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;
- 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 di trasmissione nazionale, sono quelle più adatte alla sperimentazione delle nuove tecniche di gestione. A ciò si aggiunge lo stato di manutenzione 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 sostenuto significativi investimenti volti a raggiungere elevati livelli di qualità delle reti; 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 introdotto notevoli complessità, 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. 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, affinché l'applicazione massiva possa realisticamente avvenire, occorre che i sistemi e 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 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato

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.

- Sistema di controllo della tensione e incremento hosting capacity della rete MT;
- Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva immessa dai generatori MT;
- Selezione veloce, automatica dei guasti sulla rete MT mediante selettività logica;
- Forecasting della produzione da fonti rinnovabili su rete MT/BT e scambio dati con TERNA;
- Adozione di un'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici (furgoni attrezzati) ad uso delle squadre operative della Zona Isernia di Enel Distribuzione;

- Uso di un Energy Storage System connesso alla rete MT, in combinazione con fonti rinnovabili intermittenti e colonnine di ricarica di veicoli elettrici;
- Test in campo di un dispositivo volto a fornire al cliente finale un accesso facilitato alle informazioni registrate nel contatore elettronico (Smart Info attraverso il kit Enelinfo+);

In questo contesto la rete di comunicazione con gli impianti di distribuzione è la struttura abilitante per tutte le funzioni avanzate previste e deve possedere caratteristiche di bassa latenza e alta capacità di trasporto delle informazioni (Banda larga).

### 1.3.1 Differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato

I prodotti e i sistemi sviluppati nonché le installazioni effettuate, non si discostano in maniera significativa da quanto previsto nel progetto. Si segnalano ritardi soltanto nella fase di osservazione/esercizio in campo che ad oggi non risulta esaustiva in quanto il periodo di esercizio reale è stato inferiore al previsto.

### 1.4 Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto

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

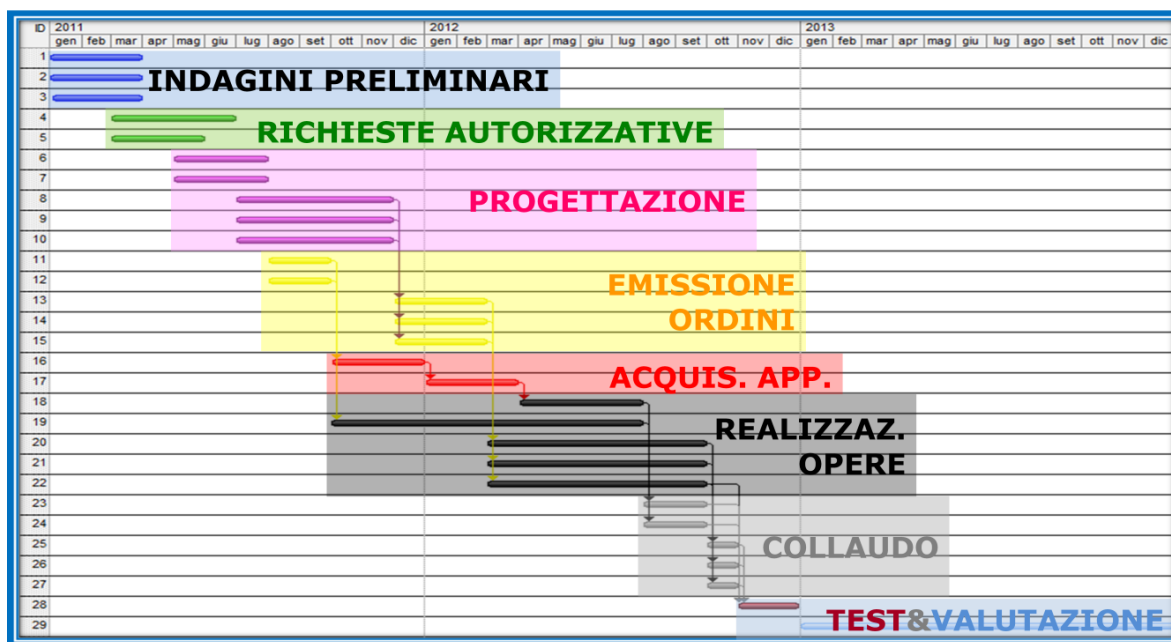


Figura 2: Crono-programma iniziale del progetto

I primi 22 mesi sono identificabili come Fase di Attuazione degli interventi proposti, mentre i successivi 14 mesi rappresentano la Fase di Valutazione. In realtà, le attività si sono svolte secondo il diagramma di Gantt in Figura 3, che riporta anche una linea di avanzamento che collega le diverse attività. E' stato necessario un anno in più rispetto a quanto previsto e la fase di osservazione è appena cominciata.



Con riferimento alla sperimentazione del dispositivo smart info, sono stati coinvolti i clienti alimentati dalla cabina primaria di Carpinone, sia quelli del mercato libero che quelli della maggior tutela, indipendentemente dal venditore di cui al contratto di fornitura di energia elettrica.

In particolare, nel mese di ottobre 2013 è stata inviata una comunicazione a mezzo PEC a tutti i venditori attivi nell'area interessata dal progetto pilota, volta a fornire informazioni sulla sperimentazione e la promozione del dispositivo smart info in corso nella suddetta area.

La distribuzione dei kit Enel Info+ è stata avviata ufficialmente a fine Dicembre 2012 e si è conclusa a Dicembre 2014. Risultano distribuiti 5.840 kit alle utenze BT afferenti alla CP Carpinone. Sono state condotte le analisi relative all'impatto del kit sui consumi e sulla consapevolezza, al gradimento e alle modalità di utilizzo dello stesso.

È importante sottolineare che il Progetto, prevedendo l'impiego di apparecchiature oggi non disponibili in commercio ed il coinvolgimento di terzi (utenze attive e passive), ha accumulato dei ritardi non prevedibili in fase di programmazione.

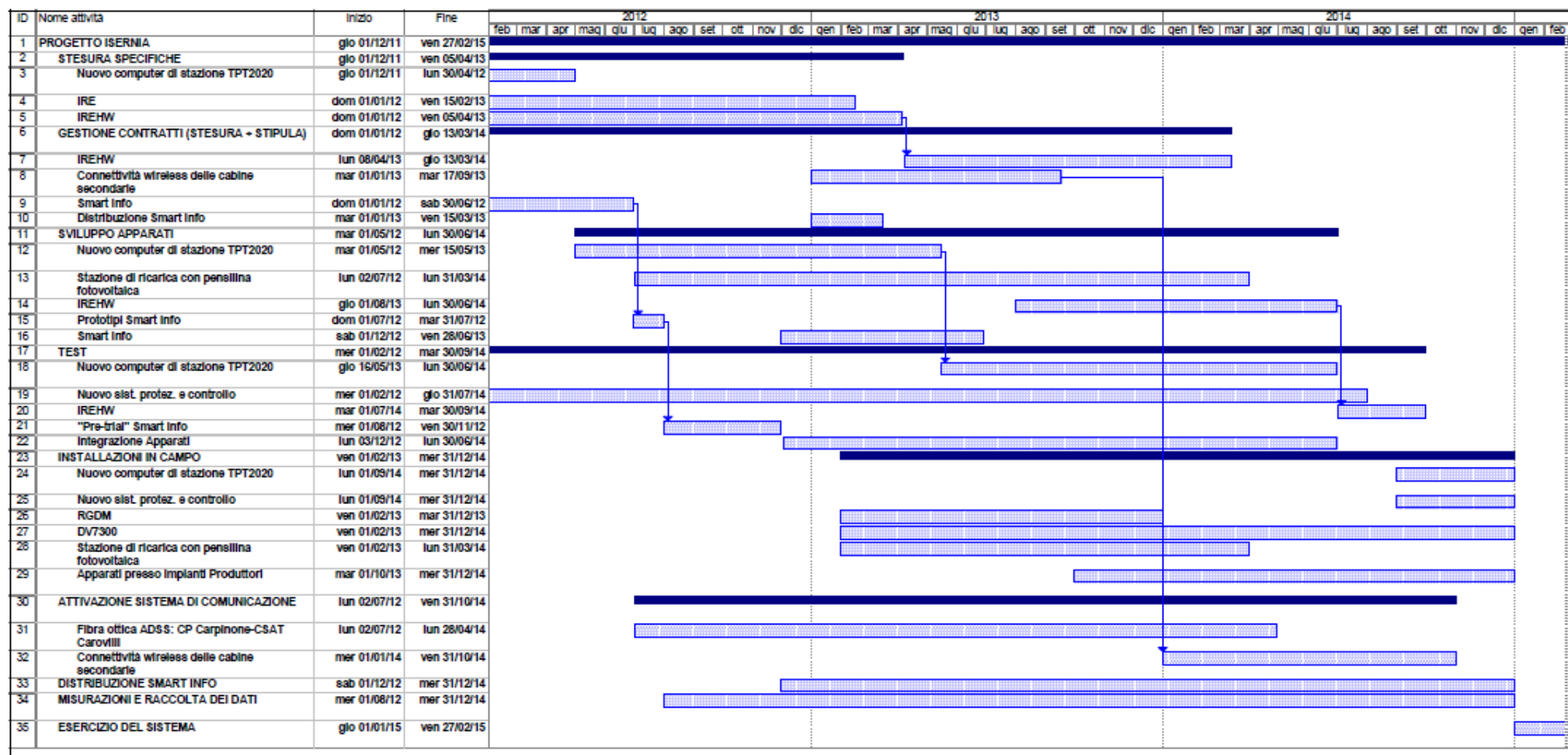


Figura 3: Andamento temporale del progetto

### 1.5 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 a 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 stati 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 commerciali di piccole dimensioni, ha favorito la messa a punto del dispositivo Smart Info e la sua sperimentazione ad Isernia su un numero cospicuo di clienti.

La sperimentazione del dispositivo Smart info 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 practice* relative alle tecnologie e ai servizi per la domanda attiva.

Per quanto riguarda la mobilità elettrica vi sono punti di contatto con il progetto Freemoby (EU FP7) nel quale si studia l'integrazione a livello domestico di sistemi di produzione da fonti rinnovabili, storage residenziale e punti di ricarica.

Infine il progetto Grid for EU (Grid4EU), finanziato da fondi europei 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.

## 2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA

### 2.1 La rete di distribuzione interessata dal 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 nella tabella che segue.

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
<b>TOTALE SBARRA VERDE</b>	<b>198,445</b>	<b>19,166</b>

**Tabella 1: Consistenza della rete MT sottesa alla CP di Carpinone - semisbarra Verde [km].**

### 2.2 Il coinvolgimento degli utenti

I clienti MT e BT facenti capo alla sbarra verde di Carpinone sono riportati nella tabella che segue.

	Potenza tot. disp. utenti MT [kW]	Numero totale utenti MT	Numero totale utenti BT
<b>SBARRAVERDE</b>	<b>12.970</b>	<b>25</b>	<b>7.924</b>

In particolare, i Produttori MT, interessati dalla sperimentazione sulla rete a media tensione sono quelli nella seguente Tabella 2: Impianti di produzione MT - semisbarra Verde

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

**Tabella 2: Impianti di produzione MT - semisbarra Verde**

Enel Distribuzione ha incontrato i produttori ed i clienti MT coinvolti nel progetto nel mese di marzo 2012 per acquisire il loro consenso, e successivo impegno scritto, a partecipare. Pur essendo tutte le spese ed i lavori a totale carico di Enel Distribuzione la partecipazione è comunque su base volontaria. A fine anno, il processo si è concluso con la partecipazione (consenso scritto) dei seguenti clienti MT:

- S.N.I.E;
- Lombardi Domenico;
- Carpinone Energy;
- Colle Pitocco Energy;
- Smaltimenti Sud;
- Università;
- I.S.P.E;
- Energia Verde;
- ERIM;
- ANAS.

Con riferimento invece ai clienti bt oggetto della sperimentazione Enel smart info, le utenze ammissibili alla sperimentazione sono dislocate a Isernia e in 18 piccoli comuni della provincia. Nel corso della seconda metà del 2013 è stato completato il coinvolgimento di tutti i comuni interessati dalla sperimentazione con un buon tasso di adesione (anche comparato ad analoghe esperienze in campo internazionale) pari a circa il 23%.

#### 2.2.1 Numero di punti di connessione di utenze attive e passive coinvolte nel progetto

Sono stati consegnati 5.840 kit Enel Info+. Le utenze interessate sono così ripartite: 87% sono clienti residenziali e 13% utenze “altri usi” (il 40% composto da piccole e medie imprese, un altro 40% da negozi al dettaglio ed il restante 20% da altre attività quali locali amministrativi, scuole, chiese etc). Le forniture domestiche sono caratterizzate principalmente da potenze contrattuali di 3kW (85%) mentre le utenze dedicate ad altri usi presentano delle potenze contrattuali più distribuite: il 32% pari a 3 kW, il 46% compresa tra 3 kW e 10 kW e il restante 22% superiore a

10kW. Le utenze attive coinvolte nel progetto sono state circa il 2% (queste utenze hanno ricevuto 2 smart info, uno per il contatore di consumo ed uno per il contatore di produzione ed un display).

L'analisi delle schede di profilazione compilate al ritiro dei kit ha permesso di definire un modello rappresentativo dei partecipanti ad Enel Info+. Tra gli sperimentatori residenziali, diverse le famiglie con almeno 4 componenti (43%). La maggior parte delle famiglie (specie se costituite da più di 4 persone) ha dichiarato di vivere in case indipendenti e di avere abitazioni spaziose (60%), nella metà dei casi con più di 6 stanze. Gli elettrodomestici meno diffusi (presenti mediamente in una famiglia su quattro, o meno) sono il climatizzatore, la stufa elettrica e il piano cottura elettrico. Altri elettrodomestici quali lo scaldabagno elettrico, l'asciugatrice e il climatizzatore portatile sono risultati scarsamente diffusi sul territorio (con una presenza circa del 10%). Circa il 20% delle famiglie ha dichiarato di non possedere personal computer mentre il 43% possiede uno smartphone e il 30% un tablet.

Un'indagine conoscitiva del territorio, eseguita prima della distribuzione su larga scala dei kit, ha permesso di definire un modello rappresentativo dei clienti in bassa tensione della zona. Mediamente le caratteristiche degli sperimentatori coincidono con il profilo, con alcune eccezioni. La percentuale di sperimentatori con case indipendenti e famiglie con più di 4 componenti risulta di 7 punti percentuali più alta e la percentuale di possessori di smartphone con connessione ad internet superiore di 3 punti percentuali. Inoltre confrontando il possesso di elettrodomestici ad alto consumo energetico, tra gli sperimentatori le percentuali relative a scaldabagno elettrico e forno elettrico sono mediamente più alte del 7% e del 5% rispettivamente. Ciò indicherebbe un maggiore interesse a tali soluzioni da parte di clienti con consumi più elevati e con maggiore livello di informatizzazione.

#### 2.2.2 Comunicazione bidirezionale con i clienti finali anche per la sperimentazione di modalità di demand response

La disponibilità dei dati di consumo di energia elettrica è il primo passo per abilitare servizi di domanda attiva, che includono iniziative di efficienza energetica e di demand response. Nel corso della sperimentazione è stato possibile constatare scarsissima conoscenza da parte dei clienti dei temi relativi al consumo di energia elettrica, alle funzionalità del contatore elettronico, alla liberalizzazione del mercato dell'energia, all'esistenza della tariffa bioraria per la maggior tutela, etc.

Come dimostrato nel corso di diversi progetti europei sulla domanda attiva, fornire ai consumatori strumenti che mettano a loro disposizione i dati di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza (ovvero coinvolgerli in programmi di efficienza energetica) rappresenta il primo passo per favorire la loro partecipazione a programmi anche più avanzati di demand response.

Enel Info+ è stato quindi concepito come un progetto di efficienza energetica (finalizzato ad incrementare la consapevolezza degli utenti riguardo i propri consumi) con funzionalità di demand response di "primo livello" (Time of Use). Il kit consegnato ai partecipanti alla sperimentazione, infatti, tramite un feedback sui consumi fornisce gli strumenti per gestire autonomamente l'energia in maniera efficiente, e rappresentando la ripartizione dei consumi nelle fasce orarie permette di modificare la propria curva di carico in relazione alla tariffa bioraria (TOU). Le interviste agli sperimentatori hanno dimostrato l'efficacia di questo approccio graduale: a seguito dell'uso del kit è emerso il bisogno di accedere a funzionalità più avanzate (come il controllo remoto ed eventualmente automatico dei carichi) e la possibilità di accedere alle informazioni sulle fasce tariffarie è stata una delle caratteristiche più apprezzate della soluzione tecnologica proposta.

Tra le funzionalità del kit progettate per offrire agli sperimentatori un mezzo concreto di gestione efficiente dell'energia elettrica si può citare la visualizzazione grafica dei consumi in diversi intervalli temporali, che permette di individuare facilmente eventuali anomalie (come consumi inattesi dovuti ad apparecchiature elettriche mal funzionanti). La rappresentazione delle proprie abitudini di consumo e il confronto con i consumi attuali tramite “smile” permette agli utenti di individuare l'insorgere di eventuali comportamenti poco efficienti e porvi tempestivamente rimedio. Gli allarmi di superamento di soglie di consumo impostabili permettono di prefissare degli “obiettivi energetici” e tenerli sotto controllo. Il wizard per la stima del consumo dei carichi fornisce uno strumento in più per comprendere come i consumi aggregati si ripartiscono nelle diverse attività e per valutare la convenienza economica di sostituire vecchi apparecchi elettrici con altri più efficienti. I grafici dei valori massimi di potenza impegnata ed il feedback tramite smile permettono di valutare l'adeguatezza della taglia del proprio contratto elettrico in relazione alla potenza effettivamente impegnata.

I report trimestrali personalizzati rappresentano un ulteriore strumento per accrescere la consapevolezza dei consumatori e per invogliarli ad utilizzare a pieno le funzionalità del kit tramite: il confronto tra i consumi e la loro ripartizione in fasce nel trimestre di riferimento dell'anno in corso e quelli dell'anno precedente alla sperimentazione, il confronto con la variazione media dei consumi degli altri partecipanti e consigli circa l'uso del kit. L'analisi dei dati ha dimostrato l'effetto positivo che la ricezione dei report ha avuto sulla variazione percentuale dei consumi, ed i consumatori hanno espresso il proprio apprezzamento per queste comunicazioni personalizzate.

Si riporta di seguito un esempio di report inviato a un partecipante alla sperimentazione (Figura 4).



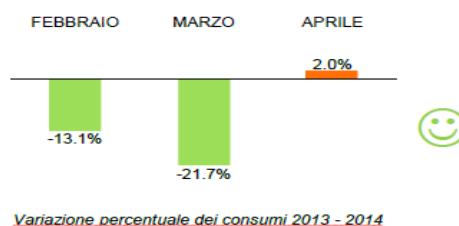
## Enel Info+: report trimestre febbraio - aprile 2014

Cliente:  
POD:

### I tuoi consumi nel periodo

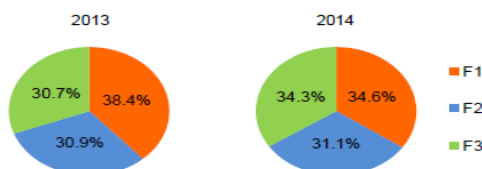
Nel periodo di riferimento i tuoi consumi elettrici sono **diminuiti** di **109 kWh (11.6%)** rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

	2013	2014	VARIAZIONE CONSUMI
FEBBRAIO	297 kWh	258 kWh	-39 kWh (-13.1%)
MARZO	351 kWh	275 kWh	-76 kWh (-21.7%)
APRILE	293 kWh	299 kWh	6 kWh (+2.0%)
TOTALE	941 kWh	832 kWh	-109 kWh (-11.6%)



Variazione percentuale dei consumi 2013 - 2014

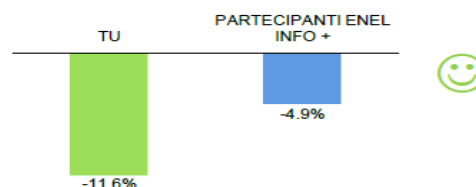
Inoltre sono stati spostati del **3.7%** nelle fasce **F2** ed **F3** (meno costose per chi è nel mercato a maggior tutela).



Ripartizione percentuale dei consumi per fasce tariffarie 2013 - 2014

### Confronto con gli altri partecipanti

Nel trimestre di riferimento i consumi elettrici totali dei partecipanti ad Enel Info+ sono **diminuiti** del **4.9%** rispetto allo stesso trimestre dello scorso anno, mentre i tuoi sono **diminuiti** del **11.6%**.



Variazione percentuale dei consumi 2013 - 2014

### Efficienza energetica

Hai già utilizzato la funzionalità di Smart Info Display per impostare i limiti di consumo? Può aiutarti a perseguire i tuoi obiettivi di efficienza.

Provala subito: imposta un allarme al raggiungimento del **85% del limite mensile di 277 kWh**, il tuo consumo medio nel trimestre di riferimento.

Il presente report è stato generato da Enel Distribuzione puramente a scopi tecnico scientifici sulla base dei dati di consumo degli sperimentatori risalenti all'anno in corso ed a quello precedente al periodo della sperimentazione stessa, come previsto nell'art.10 del regolamento di Enel Info+.

Figura 4

## 2.3 Il sistema di automazione della rete

### 2.3.1 Numero di cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal progetto pilota;

#### Cabina Primaria di "Carpinone" e Cabina satellite "Carovilli"

L'impianto è collegato alla RTN a 150 kV attraverso il nodo DM00 1-380404. Lo schema di inserimento è del tipo entra-esce, 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. Il vecchio pannello regolatore di tensione 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  $V_{cc}$  pari al 13% circa, quindi la  $I_{cc}$  sulla rete MT è molto al di sotto di 12,5 kA.

La Sbarra Verde alimenta 5 linee MT ed un centro satellite (Carovilli) mentre la Sbarra Rossa alimenta 7 linee MT.

Da Carpinone, attraverso un feeder (Linea Polverone) privo di cabine intermedie, viene alimentato il centro satellite “Carovilli” che, a sua volta, presenta 5 linee MT in uscita.

I trasformatori di cabina secondaria e le consegne utente MT alimentati dalla sbarra verde sono i seguenti:

	Potenza trasf. di CS [kVA]	Numero trasf. di CS	Numero totale utenti MT
<b>SBARRA VERDE</b>	<b>18.540</b>	<b>157</b>	<b>25</b>

**Tabella 3: impianti secondari Sbarra Verde - Carpinone**

Sono state attrezzate e connesse al Sistema centrale di controllo 62 cabine delle quali 10 fanno capo ad autoproduttori a loro volta dotati di apparati di automazione e controllo ai fini del progetto (Vedi Tabella 4).

<b>Linea</b>	<b>Denominazione cabina</b>	<b>Autoproduttori</b>	<b>Nome Autoproduttore</b>
CARPINONE	FERROVIA		
CARPINONE	CARPINONE		
CARPINONE	CAMPO SPO M		
CARPINONE	ERIM M		
CARPINONE	S.GIUSEPP M		
CARPINONE	S.MARIA M M		
COLLE BRECCIONE	CLE DE FA M	1	S.N.I.E.
COLLE BRECCIONE	CALCISERN M		
COLLE BRECCIONE	CLE BRECC M		
COLLE BRECCIONE	SEMINARIO M		
COLLE BRECCIONE	BOX VENDI M	1	I.S.P.E.
COLLE BRECCIONE	C.PESCHE M		
COLLE BRECCIONE	TEKNO	1	Carpinone Energy
COLLE BRECCIONE	ACQUEDOTT M		
COLLE BRECCIONE	SEZ. FERROVIA		
FITTIZIA CERRO	MANDRELLE		
MACCHIA	GRAFIC IS		
PESCHE	SMALTIMENTI S	1	Smaltimenti Sud
PESCHE	LALLI M		
PESCHE	CENTRO SQ M	Storage + FV	
PESCHE	MACERONE M		
PESCHE	ENERGIA ISERN	1	Energia Isernia
PESCHE	PETRINO M		
PESCHE	UNIVERSI M		
PESCHE	SEZ. S.MARTIN		
PESCHE	FONTE DEL LEONE		
PESCHE	SMALTIMENTI S_2	1	Valerio Ener
PESCHE	F. NUOVA _M		
PESCHE	I. SPORTIV_M		
PESCHE	S SEBASTI M		
PESCHE	CUPELLO M		
PESCHE	TEKNOELETTRIC	1	Colle Pitocco Energy
PESCOLANCIANO	AIA M		
PESCOLANCIANO	PESCOLANCIAN		
PESCOLANCIANO	CAMPIGLIO M		
PESCOLANCIANO	PIANELLA M		
S.DOMENICO	LA RIPA		

S.DOMENICO	VALLERENELLA		
S.DOMENICO	ROCCASICU M		
S.DOMENICO	SEZ.EVITA		
S.DOMENICO	SEZ VANNUCC.		
S.DOMENICO	SEZ PESCO MU		
S.DOMENICO	LOMBARDI	1	Lombardi Domenico
S.MARIA	PIANA M		
S.MARIA	CHIAUCI M		
S.MARIA	CIVITANOV M		
S.MARIA	FIUMARELLO	1	Energia Verde
S.MARIA	S. LUCIA M		
S.MARIA	FTE LA PI M		
S.MARIA	GIARDINO M		
SESSANO	POLVERONE		
SESSANO	SESSANO M		
SESSANO	P.I.P. 2		
SESSANO	P.I.P. 5		
SESSANO	P.I.P. 7		
SESSANO	P.I.P. 8		
SESSANO	P.I.P. 9 M		
SESSANO	P.I.P. 10 M		
SESSANO	ERIM M		
SESSANO	S. VENDIT M		
SESSANO	COLLE TOC M		
SESSANO	C/LE CARPINO	1	Carpino 1 e 2
<b>Totale</b>		<b>10</b>	

**Tabella 4: Cabine secondarie/di consegna attrezzate secondo il progetto**

### 2.3.2 Sistema di acquisizione dati (SCADA);

Il sistema di telecontrollo Unificato di Enel Distribuzione (STU\_X/STM), permette il telecontrollo e la supervisione della CP di Carpinone, del centro satellite Carovilli e della rete MT da questa alimentata.

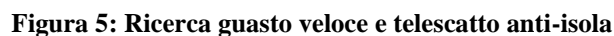
Tale sistema permette anche l'acquisizione, la visualizzazione e l'archiviazione dello stato degli organi di manovra, degli eventi di guasto e delle misure provenienti dai trasduttori presenti nelle cabine primarie e secondarie.

### 2.3.3 Funzioni previste dal sistema di automazione di rete

#### 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).

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.



### 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 implementano anche 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.

*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).*

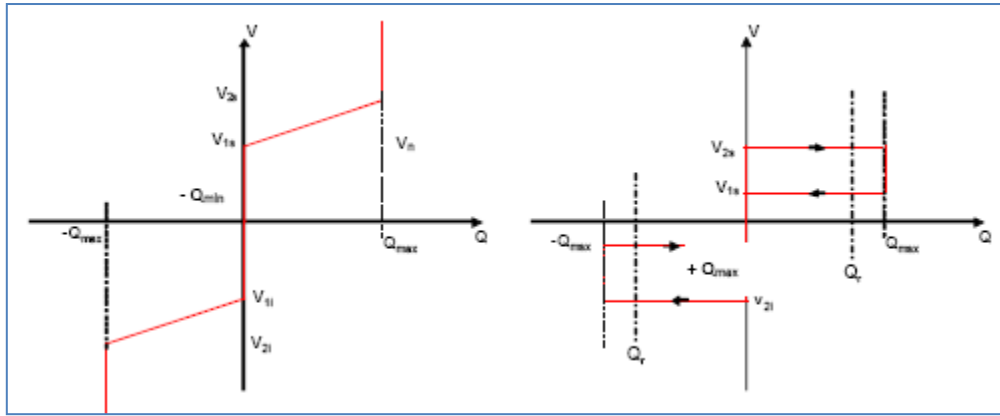
*Non esiste alcun sistema che impedisca in maniera deterministica l'instaurarsi di una condizione di isola indesiderata sia a seguito di guasto monofase a terra sia a seguito di apertura volontaria di una linea MT o di una sua porzione.*

*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 detector (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 telecambio a tutti i produttori potenzialmente coinvolti in condizioni di possibile formazione di isola indesiderata.*

### 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..



**Figura 7: Curve caratteristiche standard  $Q=f(V)$ .**

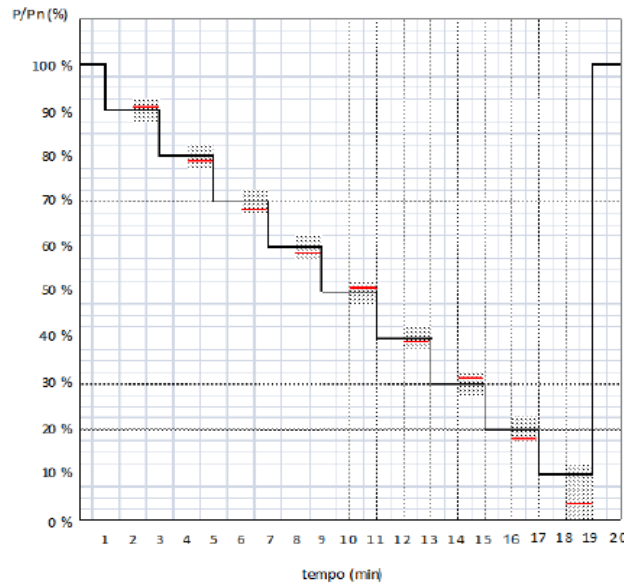
In presenza del sistema di comunicazione, le unità di GD saranno invece asservite al sistema di controllo del Distributore che opera come di seguito descritto:

- 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:
  - a) 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;
  - b) agire sul VSC (qualora possibile, compatibilmente con i calcoli condotti dal DMS) per diminuire le tensioni su tutta la rete;
  - c) 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.

#### 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.



**Figura 8: Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno**

*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).*

#### 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.

*Con riferimento alla GD, non esiste oggi alcuno strumento né lato DSO né lato TSO che consenta di prevedere l'ammontare di energia prodotta proveniente dai livelli più bassi di tensione (MT e BT) o 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.*

#### 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 sperimentare le principali funzioni applicative che è possibile realizzare con un sistema di accumulo installato lungo la rete MT (Cabina secondaria); più precisamente: il Black start di una porzione limitata di rete, il livellamento del profilo di scambio energetico della cabina con la rete MT, il rifasamento e/o il controllo di tensione nel punto di connessione della cabina alla linea di alimentazione.

In particolare il Progetto include:

- la sperimentazione dell'utilizzo di una flotta di almeno 5 furgoni elettrici da parte del personale operativo ENEL Distribuzione nell'ambito delle usuali attività lavorative sul territorio;
- la gestione di una infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici con colonnine per esterno ed interno in area privata (sede Zona Isernia) ;
- 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;
- 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).

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.

#### 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.



**Figura 9: 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
- Misura singolo carico
- 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 stato distribuito per la durata della sperimentazione, previa campagna informativa per spiegarne vantaggi e possibili utilizzi.



**Figura 10: Layout del packaging con cui viene consegnato il kit**



**Figura 11: Layout di Smart Info Display**

*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.*

#### 2.3.4 Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO

I sistemi di controllo STM della rete di Enel Distribuzione sono connessi ai sistemi di controllo SCTI di Terna, mediante una infrastruttura di comunicazione IP e con modalità rispondenti ai requisiti indicati dal codice di rete.

I sistemi STM scambiano dati in tempo reale con i sistemi SCTI, utilizzando il protocollo IEC 870 5 104. In particolare, le informazioni normalmente scambiate sono quelle riportate in Tabella 5, alle quali si aggiungono informazioni specifiche nel caso di uso di cavi ad olio fluido.

**Tabella 5**

<b>Tipo inform.</b>	<b>Nome inform.</b>	<b>Elemento</b>	<b>Frequenza di aggiornamento</b>
Misura	Tensione	Sbarre AT	20 sec.
Misura	Frequenza	Sbarre AT	20 sec.
Misura	Potenza attiva (con segno)	Ogni linea AT	20 sec.
Misura	Potenza reattiva (senza segno)	Ogni linea AT	20 sec.
Misura	Tensione	Ogni linea AT	20 sec.
Misura	Corrente (con segno)	Ogni linea AT	20 sec.
Misura	Potenza attiva	Ogni trasformatore, lato AT o MT	20 sec.
Misura	Potenza reattiva	Ogni trasformatore, lato AT o MT	20 sec.
Misura	Potenza attiva	Carichi sottoposti ad EAC (I+II liv.)	20 sec.
Segnale doppio con time tag	Posizione dell'interruttore	Ogni linea AT	Su variazione
Segnale doppio con time-tag	Posizione dell'interruttore	Ogni ramo di trasformatore, lato MT	Su variazione

Tutte le misure sono inviate ciclicamente, ogni 20 s, mentre le segnalazioni sono inviate su variazione.

Grazie alla disponibilità delle nuove stime di carico e generazione rese disponibili dal sistema MAGO, è ora possibile lo scambio delle stime delle previsioni di carico e di generazione (suddivisa per fonte: fotovoltaico, wind e altre fonti), aggregate a livello di trasformatore AT/MT. Le stime elaborate dal sistema MAGO sono di tipo quartorario, quindi si è convenuto di ripetere ogni 20s lo stesso valore di stima nell'arco del quarto d'ora corrente.

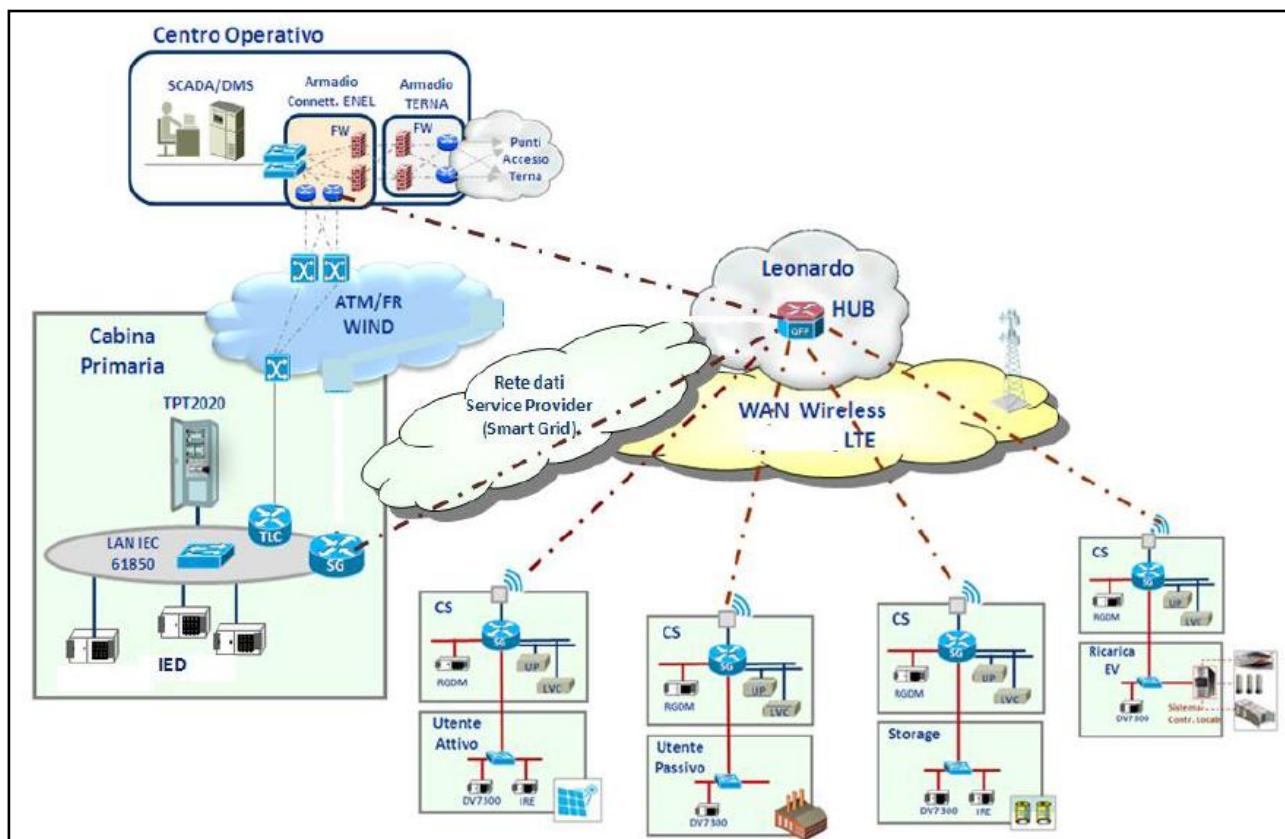
La scelta di inviare a Terna le stime della potenza generata e non le poche misure puntuali disponibili (ovvero quelle acquisite dagli impianti di generazione che hanno aderito al progetto su base volontaria) rendono il sistema immediatamente replicabile su tutto il territorio nazionale, sull'intero perimetro delle cabine primarie di Enel Distribuzione.

La migrazione dei sistemi di controllo di Terna dalla precedente generazione SCTI a quella nuova (SCCT) ha inoltre comportato, nel corso del progetto, l'implementazione di una nuova modalità di scambio dati (multisessione IEC 870 5 104 verso il precedente sistema SCTI e contemporaneamente verso i nuovi sistemi SCCT).

## 2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

### 2.4.1 Caratteristiche delle tipologie tecnologiche adottate (doppino, Wi-Fi, fibra, ecc..) e frequenze;

E' stata utilizzata una rete tipo "Hub and Spoke" (topologia a stella) con HUB realizzato in rete MPLS Enel e collegato con connessioni dedicate in fibra ottica, Gigabit Ethernet ridondate, alla rete del carrier, che ha garantito la copertura delle Cabine Secondarie Enel con connettività basata su accesso radiomobile ad alta capacità di trasporto e tempi di risposta molto contenuti (vedi Figura 12).



**Figura 12: Schema di principio sistema di telecomunicazione utilizzato**

Tra le tecnologie wireless disponibili è stata preferita la rete cellulare LTE (4 generazione – 4G) in quanto, oltre alle notevoli performance da questa assicurate, è destinata ad affiancare e gradualmente sostituire le attuali tecnologie di seconda (2G) e terza generazione (3G) su tutto il territorio italiano.

I meccanismi premianti previsti nella specifica di gara predisposta da Enel per approvvigionare il servizio di copertura 4G dei "nodi" di rete di Media Tensione coinvolti nel progetto ha garantito che la copertura LTE fosse implementata utilizzando frequenze intorno agli 800 MHz di cui l'operatore mobile, vincitore della gara, è licenziatario. Questo ha comportato benefici in termini di copertura di vaste aree del territorio, con vantaggi indiretti a tutte le comunità residenti nell'area, nonché la possibilità per Enel di garantirsi la copertura indoor nei propri impianti, senza dover necessariamente installare elementi radianti esterni.

Nel solo caso della Cabina Primaria di Carpinone, vista la centralità del sito nella gestione della comunicazione periferica, si è preferito richiedere, sempre allo stesso operatore che ha realizzato la copertura LTE, un collegamento “wired” (doppino in rame) che garantisse una capacità di 2Mb/s in modo più stabile rispetto a una connessione wireless. Questo tipo di connettività è comunque offerta nell’impianto Enel attraverso un’interfaccia Fast Ethernet di un CPE (Customer Premise Equipment) installato e mantenuto dall’operatore stesso.

Enel ha deciso di integrare la copertura LTE dei propri impianti periferici installando diversi tratti di cavo di fibra ottica monomodale, con tecnologia ADSS: si tratta di un cavo che si autosostiene e può essere installato sui sostegni esistenti delle linee elettriche di media tensione. Le connessioni in fibra ottica posata da Enel nell’ambito di progetto a Isernia riguardano 4 tratte:

- CP Carpinone – Centrale Idroelettriche Carpino 1 e Carpino 2 (dette centrali, completamente controllabili dal Sistema, sono in Zone non coperte dalla rete wireless);
- CP Carpinone – C-SAT Carovilli: la comunicazione tra le 2 cabine richiede tempi di latenza molto bassi ai fini del coordinamento della protezione differenziale linea; tale protezione agisce sul feeder MT che alimenta il Centro satellite di Carovilli e permette la ricerca automatica del tronco guasto anche a valle del citato impianto.
- CS S. Lucia – CS di Fiumarello per poter sperimentare la possibilità di una configurazione “master-slave” in ottica di utilizzo della copertura LTE. In sostanza la CS di Fiumarello è integrata nell’infrastruttura di telecomunicazione di progetto grazie ad un collegamento in fibra ottica alla CS di S. Lucia coperta in LTE, sia per le proprie esigenze sia per quelle di Fiumarello.
- CS Smaltimenti Sud - CS Leone, in modo analogo rispettivamente a S. Lucia e Fiumarello del punto precedente.

#### 2.4.2 Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità

La rete di telecomunicazione realizzata soddisfa l’estensione dell’Internet working in rete MT, permettendo la comunicazione tra i nuovi dispositivi IED (Intelligent Electronic Device) compliant alla normativa IEC 61850, che unifica i modi di comunicazione tra protezioni, apparecchiature di controllo, SCADA e altri sistemi impiegati nel processo di telecontrollo e automazione delle sottostazioni.

I Data Model definiti nella IEC 61850 possono essere associati a una serie di protocolli (anche web service) che sono trasportati su IP (nel caso del protocollo MMS) o direttamente sul livello 2 (nel caso del protocollo GOOSE) con trasmissione di tipo multicast.

La rete di telecomunicazione garantisce quindi il trasporto dei seguenti protocolli che supportano le applicazioni di telecontrollo e Smart Grid:

- IEC 61850 Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE)
- ISO 9506 Manufacturing Message Specification (MMS)
- IEC 60870-5-104 Network access for IEC 60870-5-101
- NTP - SNTP
- MODBUS/TCP
- SFTP
- SSH
- HTTP

- RPC
- IEC 61850 Abstract Communication Service Interface (ACSI)

Vale la pena ricordare che la necessità di veicolare frame di livello 2 (messaggi GOOSE previsti da IEC 61850) su rete geografica (WAN) ha indotto all'utilizzo di soluzioni di tunneling dedicate, e all'organizzazione della rete in domini di multicast per evitare un "flooding" eccessivo di traffico, verso destinazioni non necessarie e che avrebbe il solo risultato di congestionare l'intera rete o suoi segmenti. Pertanto, come visibile in Figura 13, il ruolo dell'hub di rete non è solo quello necessario di raccolta verso la rete del carrier, ma di "terminatore" di tunnel e di "costruttore" di "bridge domain". In particolare:

- il traffico IP generato dalle cabine, una volta estratto dal tunnel IPSec, è quindi istradato direttamente dal router di hub che termina i tunnel stessi;
- i messaggi GOOSE di livello 2 sono invece trasportati mediante protocollo L2TPv3 all'interno del tunnel IPSec;
- la configurazione dei "bridge domain" consente di "aggregare" i tunnel L2 provenienti da Cabine Secondarie appartenenti a un insieme omogeneo dal punto di vista funzionale, contenendo la comunicazione di tipo multicast a un insieme il più ristretto possibile di impianti.

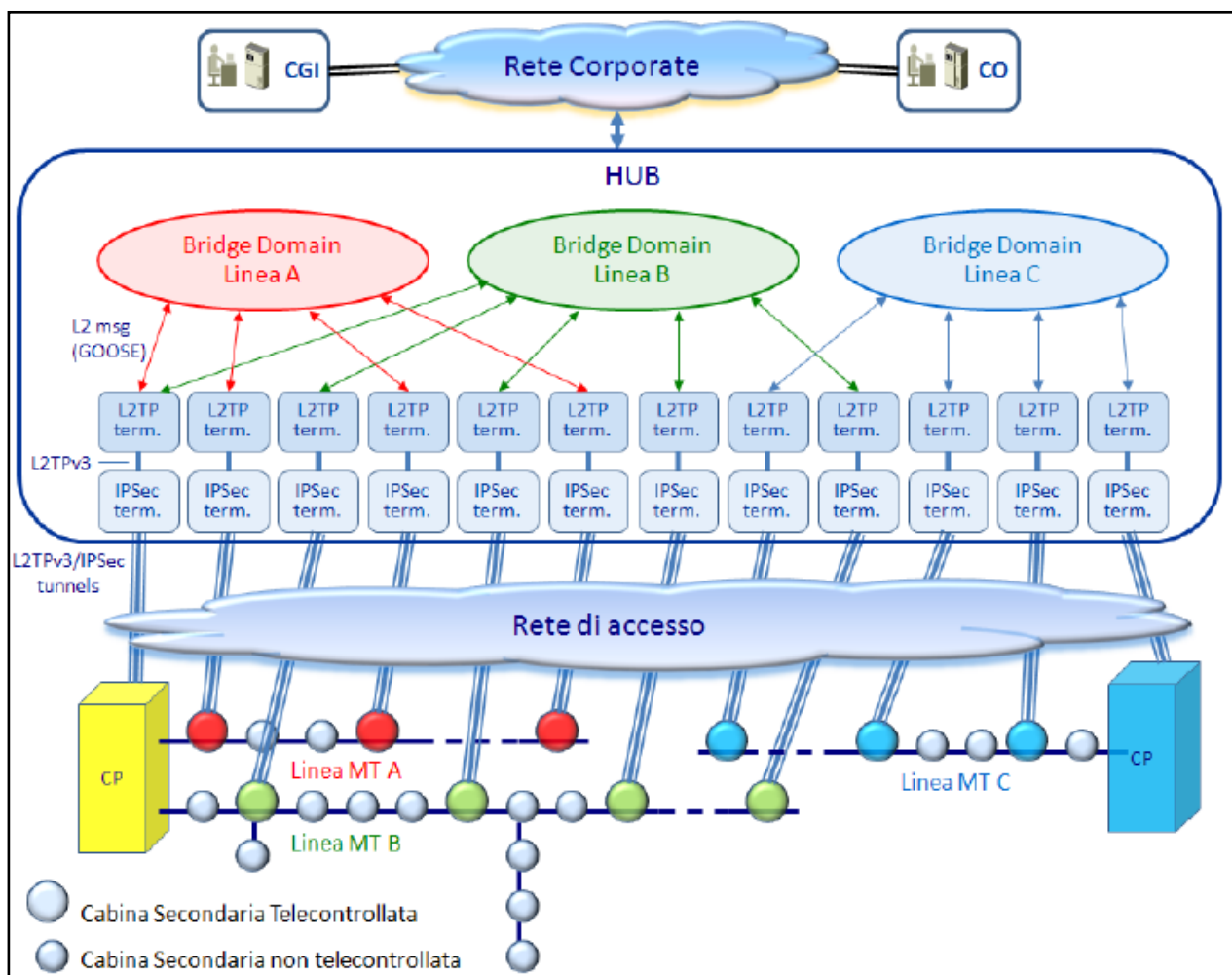


Figura 13 Schema logico di rete di telecomunicazione per la gestione su hub del traffico di livello 2 e 3:

In figura 13 sono resi evidenti i “punti di confine”, detti anche SAP (Service Access Point) contrattualizzati con il fornitore del servizio di connettività.



in periferia:

- il CPE LTE in Cabina Secondaria (vedi SAP1/CS di Figura 14)
- il CPE del CDN a 2 Mb/s in Cabina Primaria (vedi SAP1/CP)

- le TIR (Terminazioni Intelligenti di Rete – SAP2) che offrono connettività Gigabit Ethernet all’hub Enel.

Tutti gli apparati di comunicazione (router, switch, firewall) non compresi tra SAP1 E SAP2 e presenti in tutti gli impianti Enel (Cabine Secondarie, Cabine Primarie, Centri Satellite, HUB), e quelli installati presso i locali dei Clienti attivi e passivi, interessati dal progetto, sono di proprietà di Enel Distribuzione e gestiti direttamente dalle strutture di “operation” interne all’azienda Enel.



#### 2.4.4 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati

L'affidabilità dei collegamenti di rete è proporzionata al ruolo gerarchico che ha il nodo servito dal collegamento nell'architettura complessiva di rete.

Sono state introdotte ridondanze sia dal punto di vista di apparati che di circuiti (richiesti al carrier oltre che ridondati su vie incorrelate) a livello di HUB, sono stati utilizzati collegamenti wired in Cabina Primaria e richiesti i livelli di più alti disponibili per i collegamenti wireless, compatibilmente con quelle che sono le implementazioni di rete eseguite dagli operatori mobili. In maniera coerente, il contratto prevede livelli di disponibilità tra il 99,90 % (per connettività LTE in CS) e 99,97 % (per connettività "wired") e tempi di ripristino tesi al mantenimento in efficienza nel tempo della intera infrastruttura di rete. Questi parametri sono monitorati e controllati dalle strutture di "assurance" di Enel.

Le soluzioni di sicurezza all'interno della rete di telecomunicazione costruita per le necessità di progetto sono realizzate a più livelli e in modo sinergico tra loro. In aggiunta alla cifratura del canale di comunicazione realizzata configurando i tunnel IPSEC statici tra apparati (router) di Enel Distribuzione al Centro e in Periferia sono impiegati nel sito di HUB moduli di servizio firewall (FWSM) dedicati che operano per controllare che le origini e le destinazioni del traffico siano i sistemi di processo di Enel Distribuzione e quelli di management della rete TLC e che la natura del traffico stesso sia coerente con quanto definito e richiesto dalle applicazioni.

Gli apparati di rete Enel sono configurati per impedire accessi indesiderati sia dall'esterno della rete sia dall'interno della rete. Nel primo caso sono utilizzate le seguenti funzionalità:

- modalità di accesso remoto sicuro SSH e HTTPS, con funzione AAA mediante protocollo RADIUS o TACACS. L'autenticazione e autorizzazione all'accesso è effettuata mediante richiesta a un server nel perimetro Enel.

Per consentire un livello di sicurezza anche per accessi dall'interno della cabina, sono impiegate le seguenti funzioni:

- meccanismi di Access Control sulle porte locali messi a disposizione dal router di cabina e dallo switch di autoproduttore, come ad esempio l'accesso su base MAC address.
- disattivazione della console locale una volta completata l'installazione e l'attivazione.
- disattivazione in shut delle interfacce non utilizzate.
- supporto dello standard IEEE 802.1x.

Infine, anche i router di periferia equipaggiano un firewall software allo scopo di definire e monitorare dei "perimetri di sicurezza" della rete, consentendo anche a livello 3 e 4 della pila ISO/OSI il filtraggio di tutto quanto non necessario al corretto funzionamento delle applicazioni.

#### 2.5 I sistemi di stoccaggio

L'Electrical Energy Storage System (EESS) 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 intende verificare 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.



La taglia utilizzata è pari a 1MW/0,5MWh, mentre la tecnologia adottata è quella delle batterie agli ioni di Litio. Per l'installazione si è scelta un'area interna alla sede della Zona Enel di Isernia, sede della cabina secondaria "Centro squadre", attraverso la quale avviene la connessione direttamente in MT attraverso opportuni trasformatori elevatori.

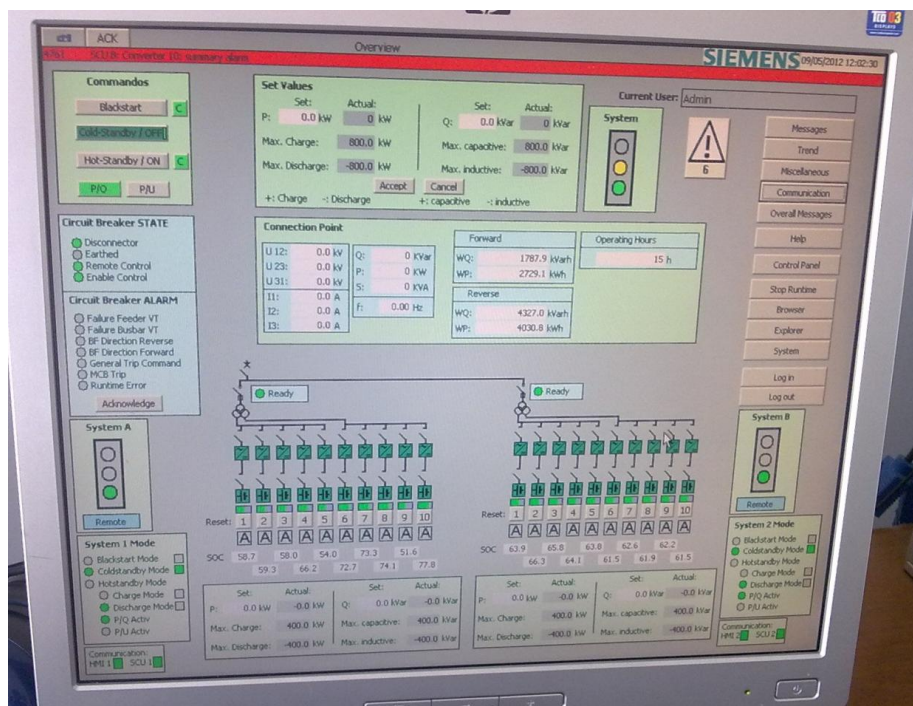


**Figura 15: EESS di isernia**

Nell'ambito del progetto è stato realizzato il controllo a distanza del dispositivo, attraverso un collegamento dedicato con il sistema di telecontrollo STM che fa capo al Centro Operativo di Campobasso

Un RTU di tipo TPT2020 consente di governare a distanza lo storage tramite il protocollo standard IEC61850. Esiste anche la possibilità di controllare lo storage in locale, tramite l'interfaccia grafica di monitoraggio e controllo visibile in Figura 16.

E' possibile utilizzare la macchina per il rifasamento o il controllo della tensione di rete in corrispondenza del punto di connessione oppure per eseguire il livellamento del carico costituito dalle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, le utenze di zona e l'annesso impianto fotovoltaico.



**Figura 16** Interfaccia grafica dell'EESS di Isernia.

### 2.5.1 Gestione e controllo delle fonti rinnovabili intermittenti

La funzione di controllo messa punto per lo storage di Isernia (STorage) è basata su un algoritmo di peak shaving che mantiene entro un profilo definito lo scambio energetico della Cabina Centro squadre con la rete elettrica connessa alla sbarra MT. La generazione è costituita dall'impianto fotovoltaico realizzato presso la sede di Zona e connessa lato BT al Trasformatore MT/bt della cabina e qualche impianto privato lungo le linee bt della cabina medesima. Il carico passivo è quello che insiste sul Trasformatore MT/BT.

### 2.5.2 Gestione e controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici

Sul lato BT della cabina Centro Sq M, oltre ai carichi dell'utenza diffusa, insistono le stazioni di ricarica dei veicoli elettrici della sede di Zona che contribuiscono a formare una profilo di carico tale da poter essere gestito dall'algoritmo di peak shaving.

Infatti, il profilo energetico di scambio deve essere comparabile con la dimensione dell'impianto di accumulo e presentare un andamento non eccessivamente variabile nel tempo in quanto risultato di una collezione sufficientemente numerosa di carichi elementari.

### 2.5.3 Gestione e controllo degli stoccaggi

Lo storage è completamente gestibile dal Centro Operativo di Campobasso, tramite la pagina di Figura 28 dello SCADA.

In particolare è possibile porre in standby la macchina, eseguire il "black start" (energizzazione di una parte di rete disalimentata), oppure abilitare la funzione di livellamento "STorage".

Qui di seguito verrà descritta con maggior dettaglio la funzione SStorage che, come precedentemente descritto, permette:

- a) il livellamento del carico (peak-levelling) (FPL)
- b) il controllo della tensione (funzione RQV).
- c) il rifasamento.

La funzionalità (a) prevede uno scambio di potenza attiva tra EESS e rete, quindi un forecasting giornaliero del profilo da livellare è fondamentale per evitare che l'EESS si blocchi a nel corso della giornata, a seguito di:

- esaurimento dell'energia da iniettare in rete;
- impossibilità di assorbire energia per batterie completamente cariche;
- la parte variabile della curva di carico, da compensare supera i limiti di capability dello storage.

Le funzionalità Rifasamento e di Controllo Tensione interessano principalmente lo scambio di potenza reattiva, mentre lo scambio di potenza attiva è interessato soltanto in parte marginale (la potenza attiva in gioco è quella relativa alle perdite nei dispositivi). L'EESS è in grado di scambiare potenza reattiva anche con un livello minimo di carica all'interno delle batterie.

Rifasamento e Controllo Tensione interessano lo scambio di potenza reattiva e quindi sono mutuamente esclusive. Esse non necessitano di pianificazione e vengono eseguite monitorando soltanto la situazione in tempo reale.

La gestione dello Storage viene eseguita mediante due algoritmi, implementati a livello dello SCADA (STM) di Campobasso; uno di pianificazione, chiamato "SStoragePlanning" e uno funzionante in tempo reale, chiamato "SStorageRunTime". Entrambi contribuiscono alla logica di funzionamento di livellamento del carico (FPL), che prevede la definizione di due soglie entro le quali la curva di carico viene mantenuta dall'EESS.

L'algoritmo "SStoragePlanning" viene lanciato una volta ogni 24 ore; qualora si dovessero verificare variazioni dell'assetto della rete interessata o modifiche sulla configurazione dello SCADA esso viene lanciato nuovamente, e tutti i risultati vengono aggiornati.

Questo algoritmo fa una valutazione degli scambi energetici che vengono richiesti all'EESS sulla base dell'andamento storico del carico e di una curva di carico desiderata al punto immediatamente a monte dello Storage. Ad esempio, la curva di carico desiderata potrebbe essere pari alla potenza media del carico storico, oppure pari ad una curva obiettivo calcolata con altri criteri.

Gli Input dell'algoritmo sono:

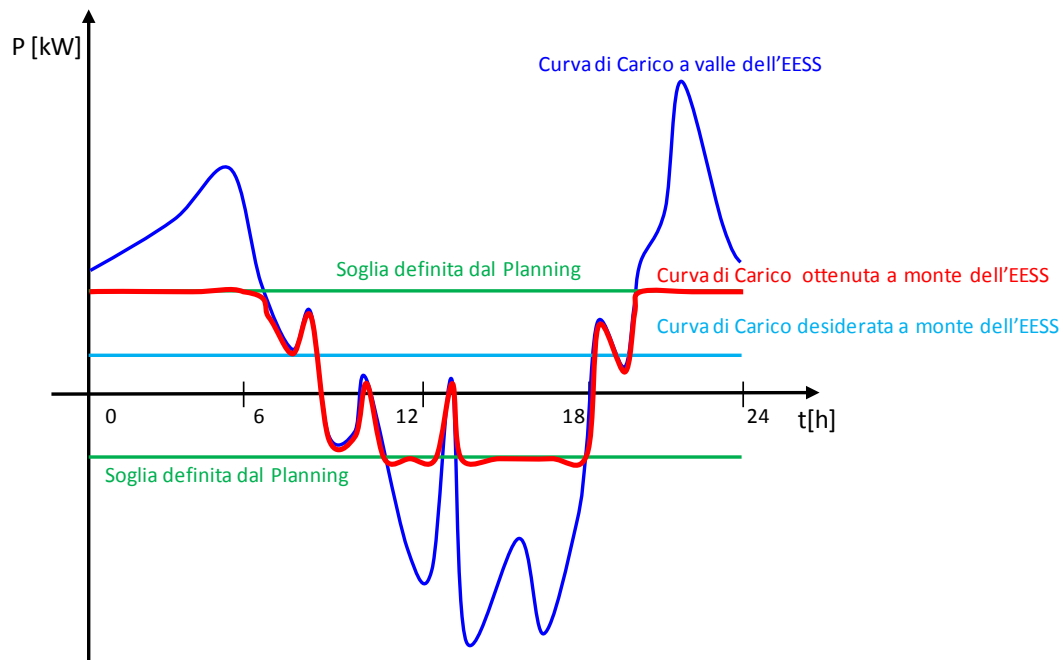
- l'andamento storico del carico nel punto da livellare (24 ore di curva di carico campionate al quarto d'ora o ai 10 minuti)
- i limiti di capability dell'EESS
- lo stato di carica dell'EESS (SOC)
- la curva desiderata nella sezione da livellare (es. potenza media della curva storica)
- il SOC massimo e minimo consentiti all'EESS.

Gli Output dell'algoritmo sono:

- Una soglia superiore al sopra della quale la curva di carico livellata non deve mai andare (Figura 17) in modo da garantire il rispetto delle capability di SOC
- Una soglia inferiore al di sotto della quale la curva di carico livellata non deve mai andare (Figura 17) in modo da garantire il rispetto delle capability di SOC

Gli Output della funzione Planning vengono inviati come ingresso alla funzione “STorageRunTime”, la quale assicura che la curva livellata rimanga all’interno delle soglie superiore ed inferiore.

Nella Figura 17 viene riportato un esempio di curva di carico in presenza di EESS.



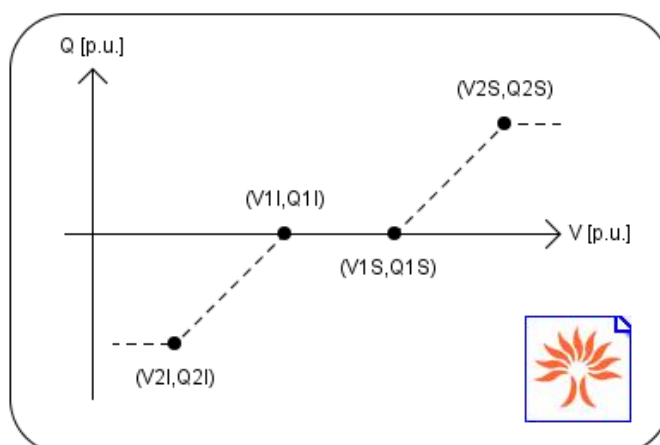
**Figura 17 Esempio di Curva di Carico in presenza di EESS.**

#### *Controllo della tensione (RQV)*

Sulla rete MT di Isernia il controllo della tensione tramite Storage avviene mediante lo scambio di potenza reattiva. Pertanto, finché lo storage ha capability disponibile, il load leveling ed il controllo della tensione possono essere attuati in modo contemporaneo.

Il set-point di potenza reattiva, necessario al controllo della tensione, viene calcolato automaticamente, in base alla tensione misurata al punto di consegna, secondo la curva RQV riportata in Figura 18. Tale calcolo viene aggiornato ad ogni ciclo di STorageRunTime. I parametri della Figura 18 sono tutti configurabili da SCADA; tuttavia in Italia vige la norma CEI 0-16 che regola tali tematiche, pertanto alla RQV si è scelto di applicare direttamente i parametri della norma.

### $Q = f(V)$ Reactive Power regulation mode



**Figura 18** Curva RQV.

#### *Rifasamento*

Il rifasamento è una delle tecniche più note per non impegnare la rete con flussi di potenza reattiva. Tradizionalmente il rifasamento viene soddisfatto tramite condensatori connessi sul carico.

Questa funzione, come noto, permette di ridurre la corrente in valore RMS nella rete a monte dell'impianto di rifasamento. Riducendo la corrente si riducono le perdite per effetto Joule; infatti esse dipendono dal quadrato della corrente.

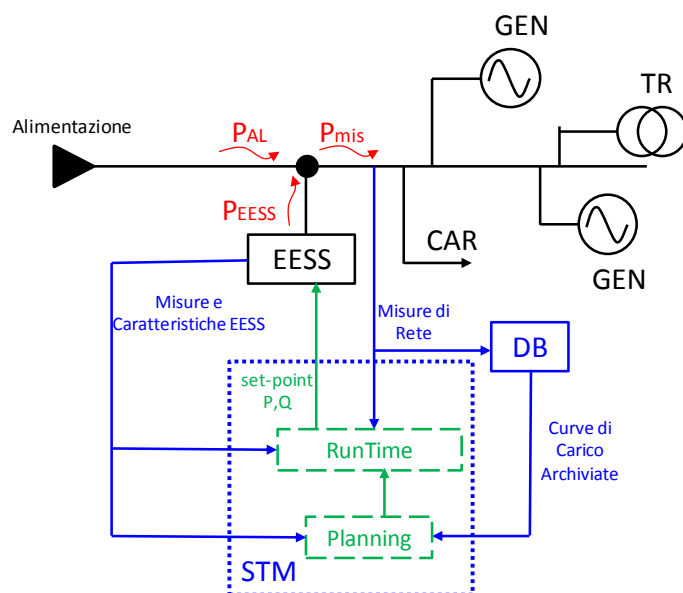
Questa funzione richiede il comportamento capacitivo dell'EESS ed è mutuamente esclusiva con la funzionalità RQV, mentre può lavorare contemporaneamente alla funzione FPL entro i limiti della capability d'impianto.

#### *Architettura del Sistema per il controllo dello Storage di Isernia*

La Figura 19 mostra uno schema dell'architettura del sistema di gestione dell'EESS.

La parte in NERO della figura mostra la porzione di linea MT dove l'EESS è installato. Sono inoltre presenti generatori e carichi. In BLU viene riportato il flusso dati necessario per la gestione dell'EESS.

In VERDE vengono riportati i due algoritmi che definiscono e pianificano i set-point da inviare all'EESS.



**Figura 19 Architettura gestione EESS. (Blu Misure, Nero Potenza, Verde Comandi).**

Sul DB vengono registrate le curve di carico storiche della sezione da controllare. La curva storica, lo stato attuale e le caratteristiche dell'EESS (Capability, Energia disponibile, etc.) vengono inviate all'algoritmo di pianificazione. L'uscita dell'algoritmo di pianificazione viene inviata all'algoritmo in tempo reale che istante per istante definisce il punto di lavoro (P,Q) dell'EESS.

Si è scelto di gestire l'EESS tramite lo SCADA in quanto esso ha una visione globale della rete, sia in termini di misure che in termini di assetto.

### *Black Start*

Il sistema EESS di Isernia permette eseguire il “black start”, cioè di energizzare la rete MT quando viene meno l'alimentazione primaria. Quando questa funzionalità è operativa, lo storage impone la tensione e la frequenza alla sbarra MT a cui è connesso, in modo che i carichi possano essere alimentati. La funzione è abilitabile da SCADA, come visibile in Figura 28.

Le prove di black start sono state eseguite, con esito positivo, alimentando la rete di Figura 20, composta da carichi domestici e di piccole attività industriali. Sulla consegna MT è stato connesso un misuratore di tipo Wally, per la registrazione delle grandezze elettriche.

In Figura 21 si riportano le tensioni istantanee concatenate V12 e V23. Come si nota, il transitorio di accensione è molto breve.

In Figura 22 ed in Figura 23 sono riportate le potenze attiva e reattiva, rispettivamente, erogate dallo storage durante il regime di black start. Si nota una certa variazione del carico nel tempo.

La Figura 24 indica la frequenza di rete, imposta dallo storage, mentre la Figura 25 indica il THD della tensione MT al punto di consegna dello storage.

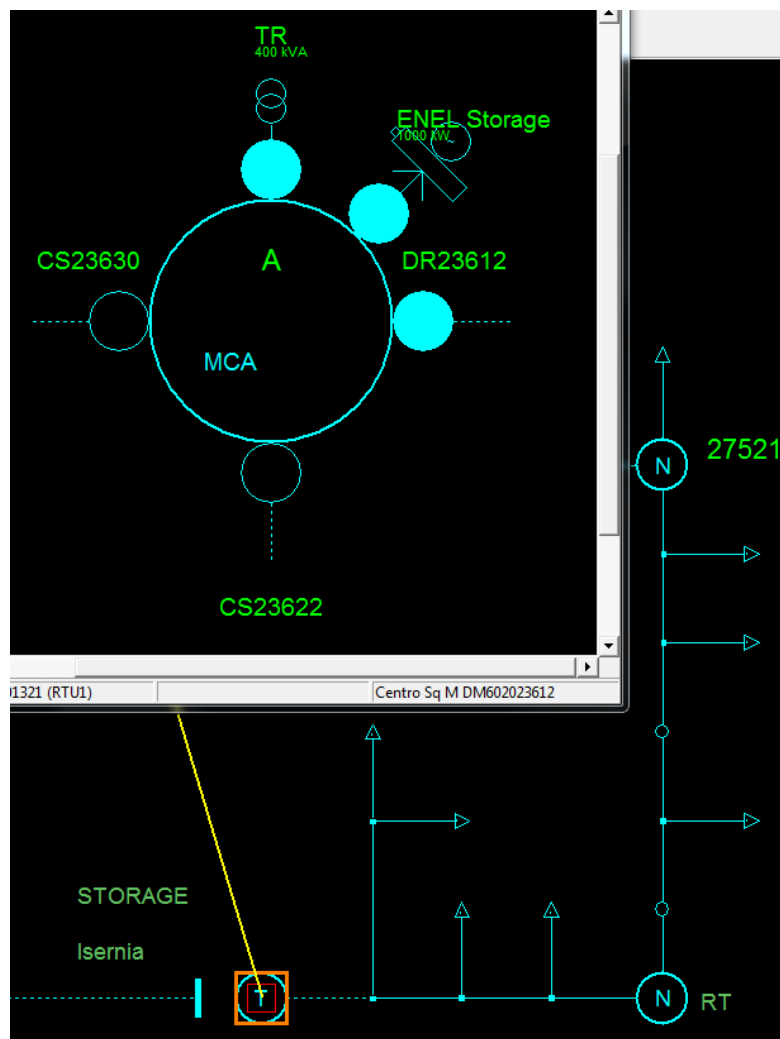
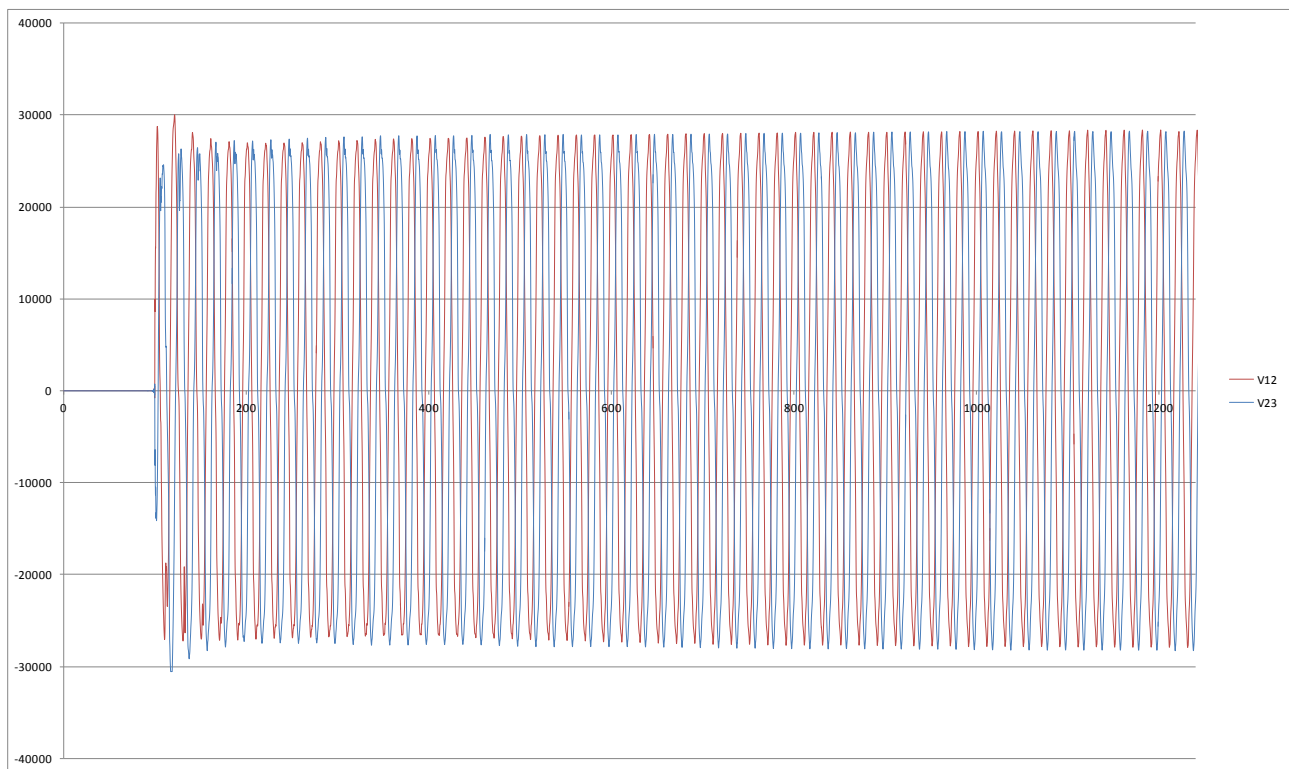
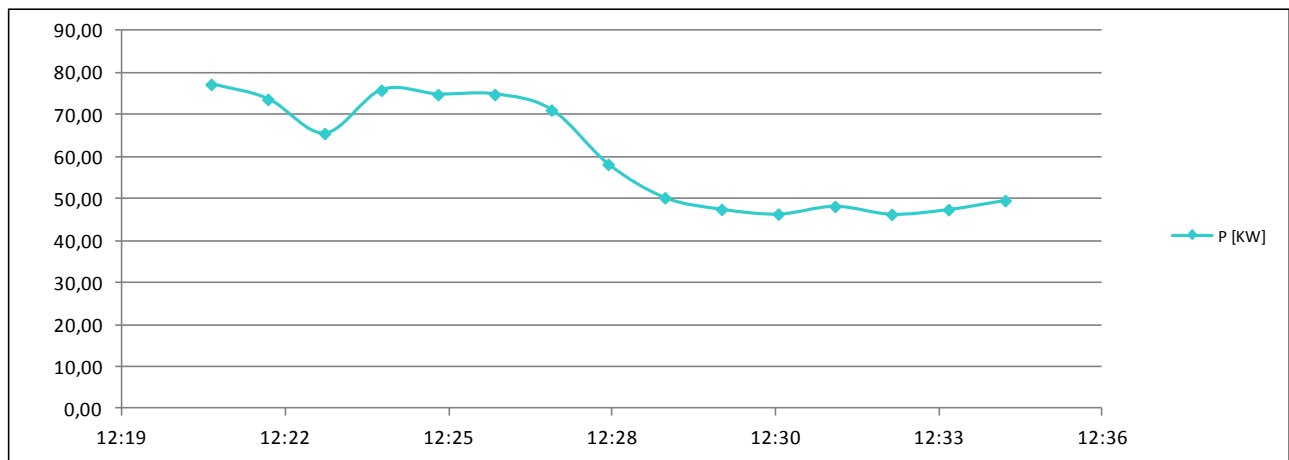


Figura 20 Topologia della rete alimentata dallo storage durante il black start e dettaglio della CS Centro Sq M.

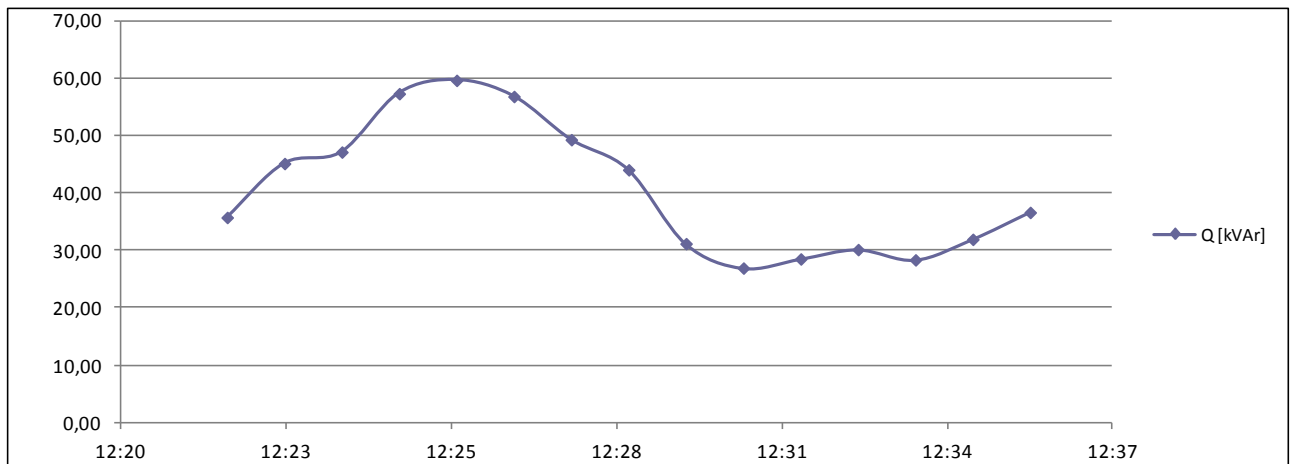


**Figura 21 Tensioni concatenate istantanee V12 e V23 (lato MT) durante la fase di black-start.**

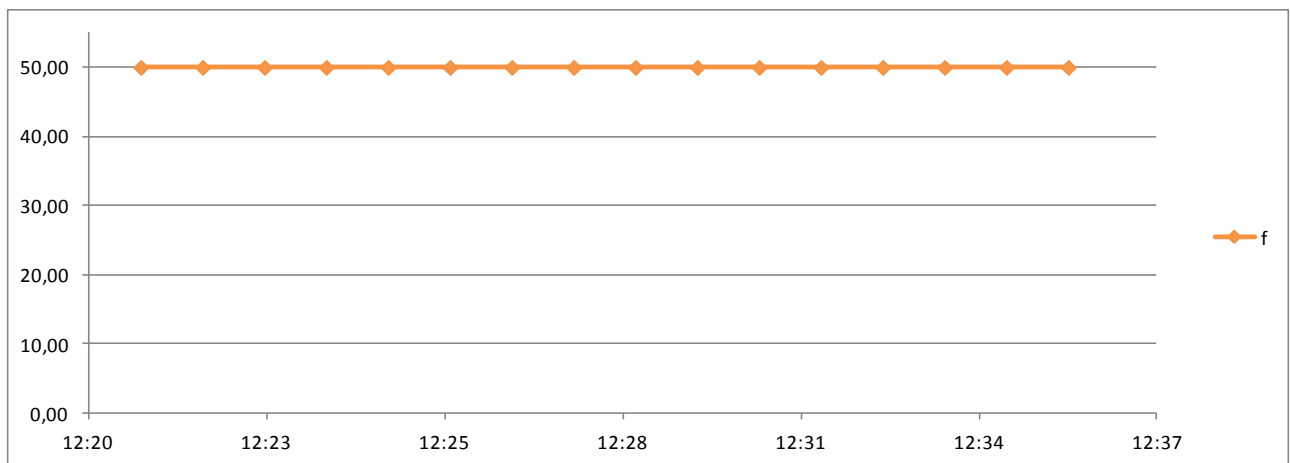


**Figura 22 Potenza attiva erogata dallo storage durante le prove di black-start a regime.**

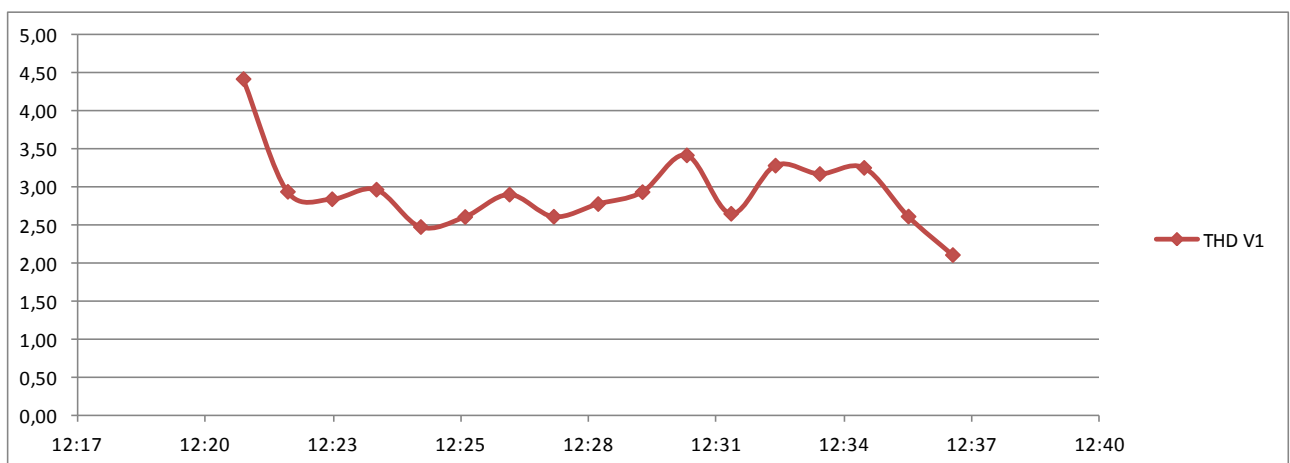




**Figura 23 Potenza reattiva erogata dallo storage durante le prove di black-start a regime.**



**Figura 24 Frequenza dello storage durante le prove di black-start a regime.**



**Figura 25 THD della tensione erogata dallo storage durante le prove di black-start a regime.**

## Verifiche e misure in campo

Scopo di questa sezione è quello di:

- descrivere i test effettuati per verificare se il sistema risponde correttamente rispetto a quanto previsto a livello di progetto
- riportare le misure effettuate durante l'esercizio e fornire il confronto dei principali indicatori di prestazione rispetto alla situazione precedente al progetto.

### 3. VERIFICHE E MISURE IN CAMPO

#### 3.1 Verifiche

##### 3.1.1 Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva dei generatori

Il comando di dispacciamento della potenza attiva si attua abilitando la funzione di “limitazione della potenza attiva”. Il comando viene richiesto a livello di punto di consegna dell'impianto MT (definito “impianto MT” a livello di SCADA). Il valore della limitazione (set-point) viene inviato dallo SCADA al dispositivo IRE, installato presso l'impianto del cliente produttore; questo attua il comando sui singoli componenti regolabili (generatori, storage, carichi, ecc.) per raggiungere la limitazione richiesta al punto di consegna. In tale condizione l'impianto può funzionare, in termini di potenza attiva, al di sotto della limitazione senza alcun vincolo.

La Figura 26 indica un esempio della pagina dello SCADA, che permette di attivare la funzione di limitazione della potenza attiva. L'impianto MT dell'esempio contiene generatori regolabili e non, storage e carichi regolabili e non.

È importante sottolineare che il dispacciamento della potenza attiva è una funzione importante sia per l'esercizio della rete (limitazione delle iniezioni in caso di emergenza), sia per evitare, in certi casi, di disperdere energia rinnovabile. Si consideri, ad esempio, un impianto idroelettrico ad acqua fluente con vasca di carico<sup>1</sup>. In caso di esercizio in condizioni di emergenza potrebbe essere richiesto il distacco completo dell'impianto, azione che comporterebbe il rapido riempimento della vasca di carico e lo sfioro della stessa, con conseguente perdita di energia potenziale. Invece, potendo limitare la potenza generata, si può comunque generare quel minimo di energia necessaria per evitare lo sfioro. La capacità di accumulo diventa ancor più utile se alla vasca di carico è associato un canale derivatore di lunghezza elevata, come accade, ad esempio, per l'impianto di Carpino 1.

Un funzionamento analogo si potrebbe ottenere installando in prossimità dell'impianto un sistema di accumulo elettrico che immagazzina l'energia in eccesso per poi restituirla quando possibile.

---

<sup>1</sup> Impianti di questo tipo, regolati tramite IRE nell'ambito del progetto Isernia, sono: Energia Verde, S.N.I.E., Carpino 1 e Carpino 2. Questi ultimi due costituiscono un'asta idraulica.

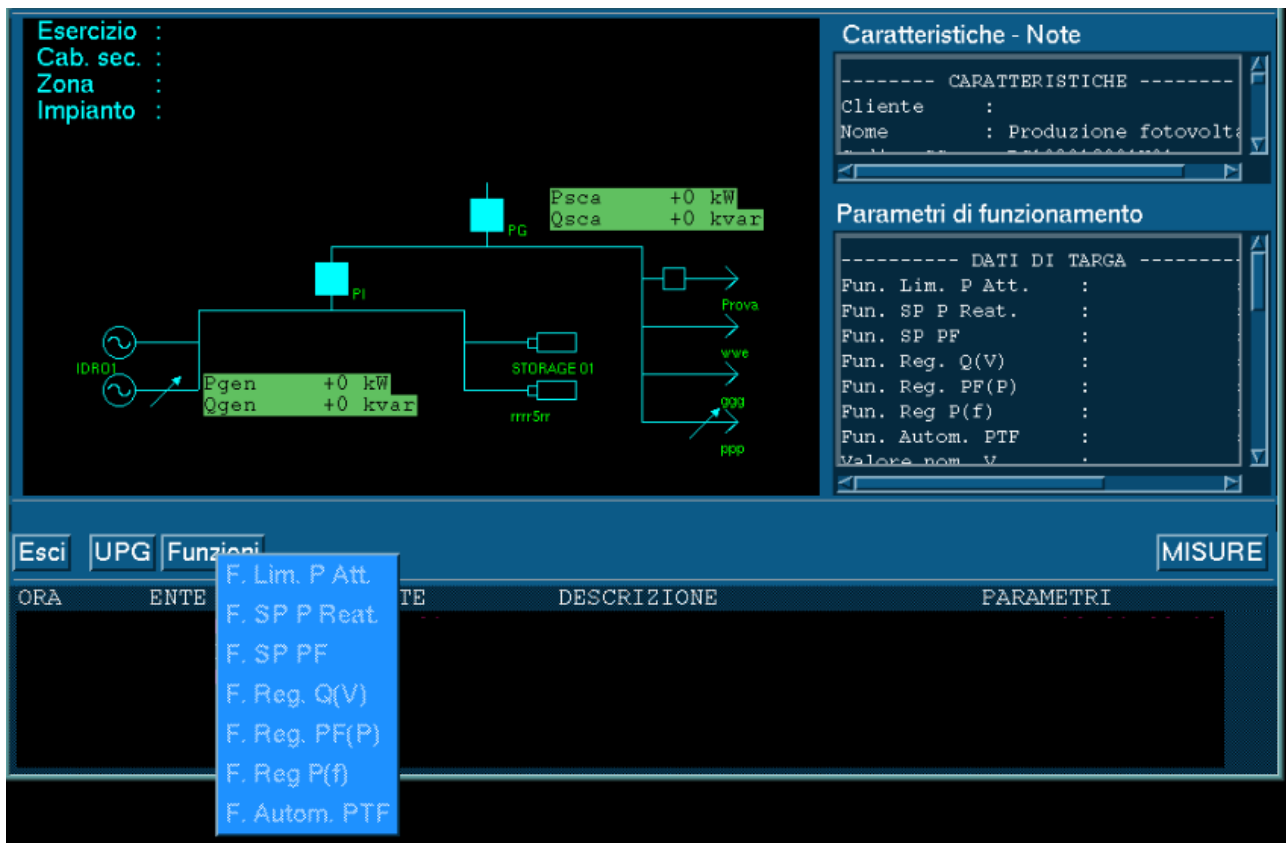


Figura 26. Attivazione della funzione di limitazione della potenza attiva da SCADA.

### 3.1.2 Verifica da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva dei generatori finalizzati al controllo della tensione

La potenza reattiva degli impianti MT viene regolata, al punto di consegna, per il controllo della tensione. Tale regolazione può avvenire:

- Automaticamente a seguito dell'intervento della funzione di "mutuo soccorso" tra impianti di generazione. Questa funzione interviene quando un impianto MT in allarme di tensione (la regolazione locale da RGDM non è riuscita a riportare la tensione entro i limiti), invia una richiesta di soccorso al sistema Centrale. Questo utilizzando una "tabella di sensitivity" calcolata in base all'assetto reale della rete, invia i set-point di potenza reattiva agli impianti "soccorritori" nelle vicinanze. Questa tipologia di regolazione è prioritaria rispetto alle altre, qui sotto elencate. I generatori vengono comandati ad assorbire potenza reattiva, in caso di tensioni più alte del normale, o ad erogare potenza reattiva, in caso di tensioni più basse;
- tramite automatismo locale, attivando da telecomando la funzione Q(V). La funzione si attiva attraverso il menu di Figura 26.
- manualmente, attraverso set-point da telecomando. Questo set-point viene inviato all'IRE di competenza tramite la pagina dello SCADA di Figura 27.

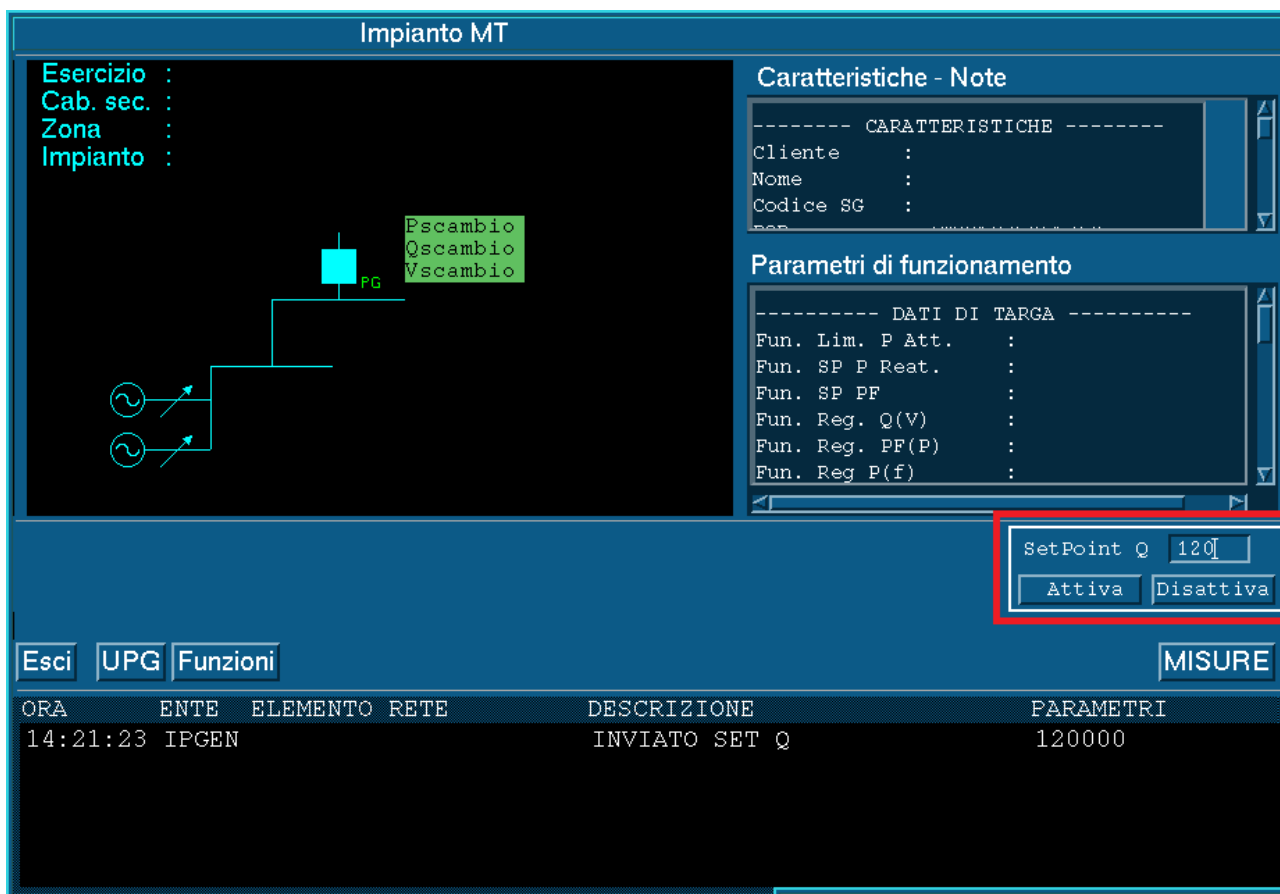


Figura 27. Invio manuale del set-point di potenza reattiva.

3.1.3 Verifica da SCADA delle modalità di gestione e di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza attiva prodotta/assorbita dai sistemi di accumulo e monitoraggio del loro stato di carica

I parametri della potenza del sistema di storage possono essere impostati da remoto attraverso l'interfaccia di Figura 28.

In particolare è possibile inserire nella finestra "impostazione set point" la potenza attiva (in erogazione o in assorbimento) e reattiva (induttiva o capacitiva) che il dispositivo offrirà nel punto di connessione alla rete.

Nella stessa finestra è possibile imporre i valori di tensione che il sistema regolerà nel punto di connessione. E' possibile imporre oltre a valore di tensione anche quello della potenza attiva: il reattivo verrà regolato di conseguenza.

Lo stato di carica insieme agli altri stati e segnali di interesse possono essere rilevati dalla finestra "Parametri di funzionamento".

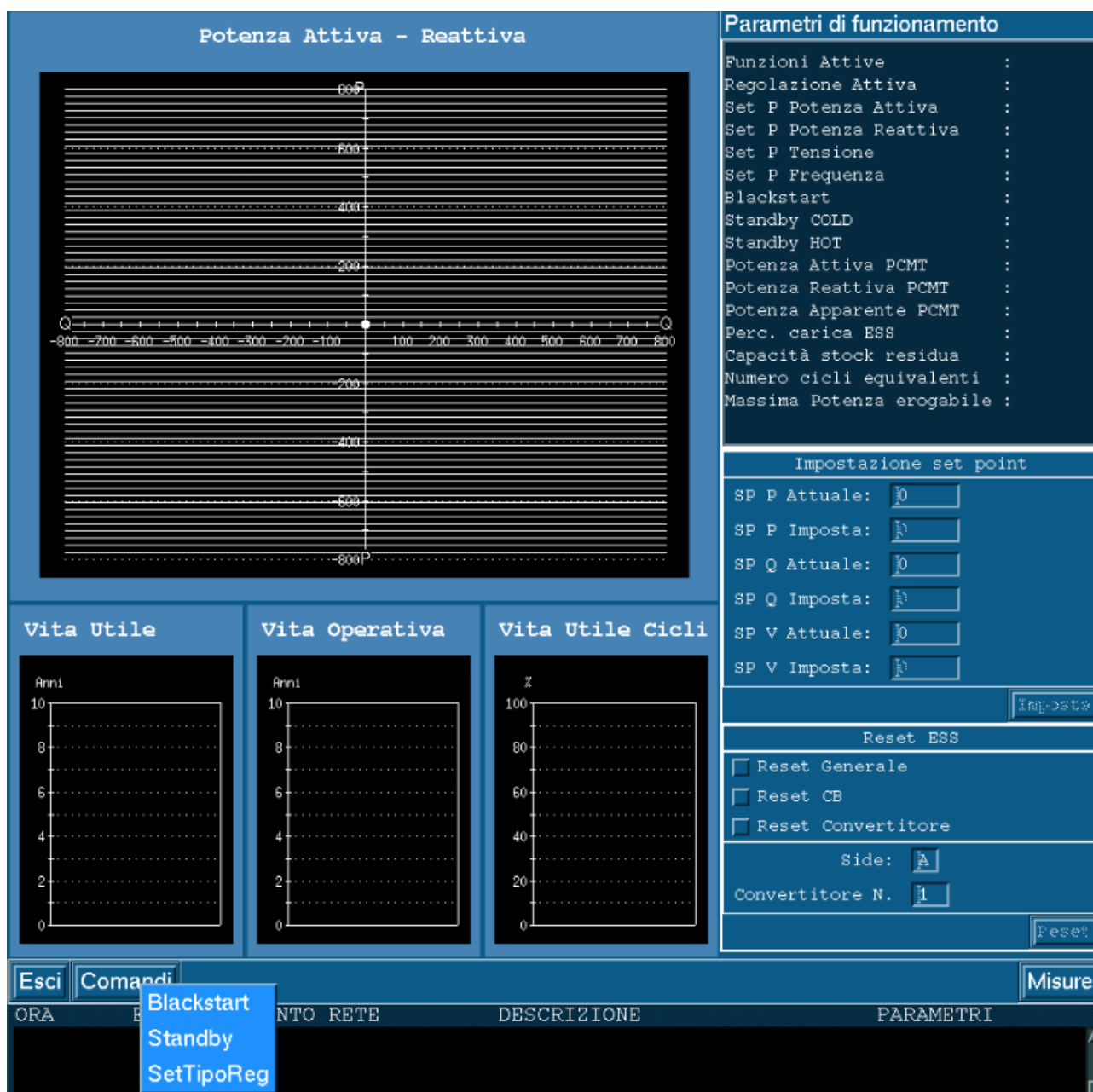


Figura 28. Pagina relativa alle funzioni di regolazione dello storage, alle misure ed al punto di lavoro.

### 3.1.4 Verifica da SCADA del corretto funzionamento del VSC in CP

Per il controllo ottimo della tensione di sbarra MT di CP, i pannelli regolatori DV7500 della CP Carpinone (visibili in Figura 29) devono essere impostati sul programma P3. In tale condizione, il set-point ottimo di tensione, calcolato dal sistema Centrale DMS, viene veicolato in CP tramite la RTU di cabina (TPT2020) ed inviata al pannello DV7500 di competenza; quest'ultimo attua il set-point tramite la manovra del VSC e confronto con la tensione misurata in CP.

L'impostazione del programma P3 avviene da telecomando, via SCADA. La finestra dello SCADA per impostare il programma di regolazione si presenta come in Figura 30.



Figura 29. Pannelli DV7500 (rosso e verde) della CP Carpinone.

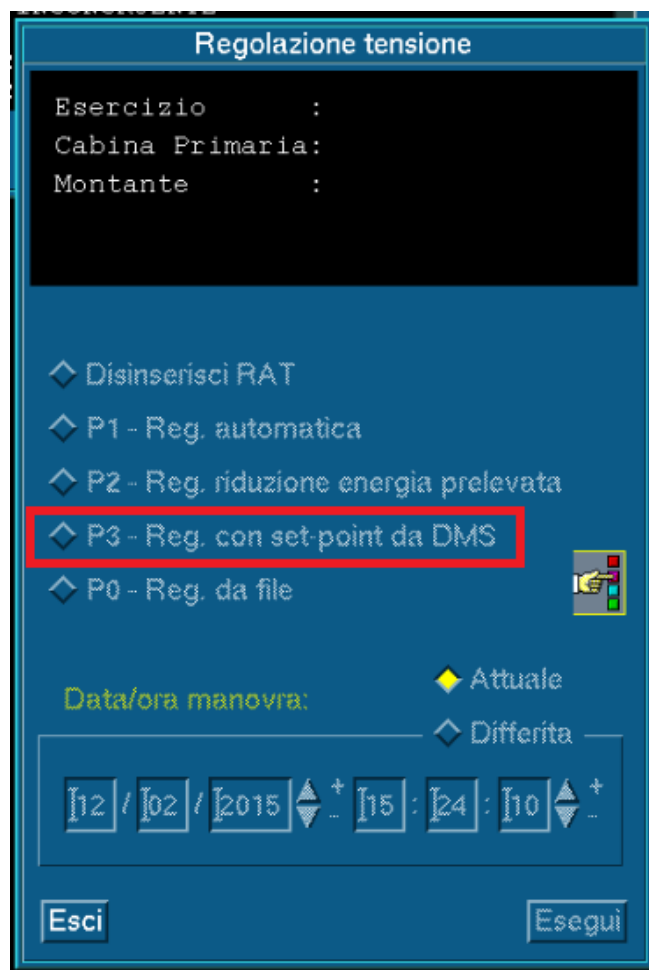


Figura 30. Selezione del programma di regolazione della tensione di sbarra MT.

La Figura 31 indica l'evento, sul protocollo di servizio, dell'impostazione del programma P3 per la sbarra verde della CP Carpinone (evento evidenziato nel rettangolo rosso).

21	10/02/2015 07:25:10	Z4	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	PORTOCANNO	GUGLIONESI	UPTA	Municipio M:CS029014/		FUORI SCANSIONE	
22	10/02/2015 07:25:14	Z4	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	PORTOCANNO	GUGLIONESI	UPTA	Municipio M:CS029014/		IN SCANSIONE	
23	10/02/2015 07:26:20	Z4	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	PORTOCANNO	GUGLIONESI	UPTA	Municipio M:CS029014/		FUORI SCANSIONE	
24	10/02/2015 07:26:23	Z4	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	PORTOCANNO	GUGLIONESI	UPTA	Municipio M:CS029014/		IN SCANSIONE	
25	10/02/2015 07:28:50	UE2	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	PORTOCANNO	GUGLIONESI	UPTA	Municipio M:CS029014/		PARAMETRI RUGATI	
26	10/02/2015 08:01:52	Z1	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	TR2 VERDE	SECVN			TC PROG REG 3 POS	10/02/2015 08:01:44.628
27	10/02/2015 08:03:22		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARDOVILLI	FORTECURELLI	MISCV			RIENTRO FUORI LIMITE ALTO	
28	10/02/2015 08:40:00	UE2	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CAMPOBASSO	S. POLO	MISCP			RIENTRO F.L. ALTO TENSIONE	155.6 160
29	10/02/2015 08:50:01	UE2	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	LARINO	380 LAR	MISCP			RIENTRO F.L. ALTO TENSIONE	155.4 160
30	10/02/2015 08:50:01	UE2	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	PIETRACATELLI	CASALVECCH	MISCP			RIENTRO F.L. ALTO TENSIONE	155.7 160
31	10/02/2015 08:59:38		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE		CPAT			RIP ERRORE COERENZA	
32	10/02/2015 09:04:12	UE2	DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	TERMOLETTI	FUSCO	IMS01	D.Giudice M:CS078177/DR078177/		TELECOMANDO CH POSITIVO FSN	10/02/2015 09:04:09...

Figura 31. Impostazione del programma di regolazione P3 per la sbarra verde della CP Carpinone. Estrazione dal protocollo di esercizio.

Quando il programma di regolazione della tensione viene impostato su P3, sullo schema di CP dello SCADA, a fianco del trasformatore AT/MT di competenza, viene riportata questa informazione. La Figura 32 indica lo schema della CP Carpinone, con la sbarra rossa esercita in P1 (regolazione di tensione tradizionale, con compound di corrente) e la sbarra verde esercita in P3.



Il set-point ottimo di tensione di sbarra ha una granularità temporale di 10 minuti. L'attuazione del set-point, ogni 10 minuti, è tracciata sul protocollo di servizio (sezione archivio eventi), come mostrato in Figura 33.

Nella colonna "Parametri" è indicata la misura di tensione (valore di sinistra, in Volt) ed il valore di set-point (valore di destra, in Volt). La differenza tra misura e tensione dipende dal numero di prese del VSC e dalla taratura della banda di insensibilità del pannello regolatore DV7500. Più questa banda è stretta, più la misura si avvicina al set-point. Tuttavia è preferibile evitare di stringere tale banda per evitare eccessive manovre del VSC.

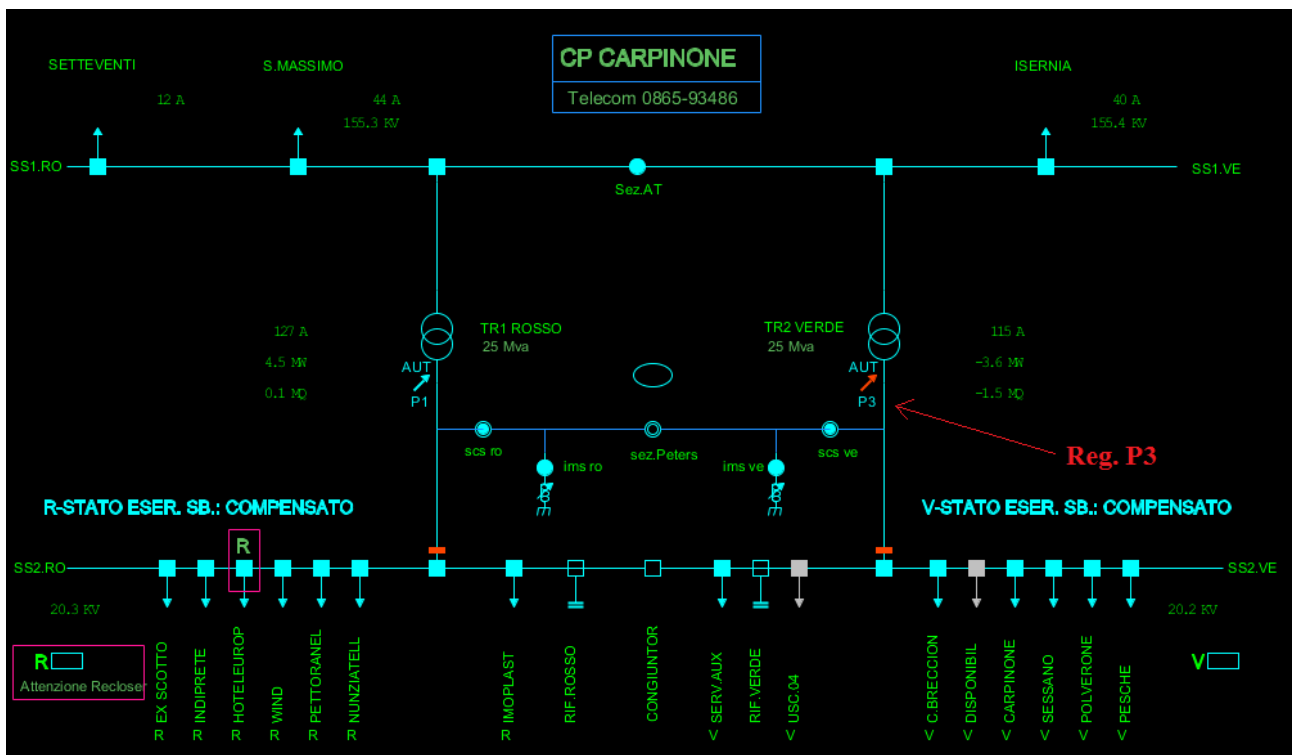


Figura 32. Schema della CP Carpinone, con sbarra verde in regolazione P3 (set-point ottimo da DMS).



Ricerche da Archivi Eventi

Personalizzazione Attiva: LAYOUT ENEL STANDARD

Visualizzazione Eventi

Filtro

CO

TUTTI

...

Num. Protocollo

Da

TUTTI

A

Nodo

TUTTI

...

Matricola

TUTTI

Competenza

TUTTE

...

Nome Cab. Prim.

CARPINONE\$

...

SB MT

TUTTI

...

Cod. Gest. Ente

TUTTI

...

Montante CP

SS2.VE

...

Montante CP in SN

TUTTI

...

Ente

TUTTI

...

Categorie

...

Elemento

TUTTI

...

Descrizione

AZIONE V ATTUATA

...

F

TUTTI

...

Parametri

TUTTI

Data e ora da Sistema

Inizio

10/02/2015

08

00

00

Fine

11/02/2015

08

00

32

Data e ora da Apparato

Inizio

16/02/2015

00

00

00

Fine

16/02/2015

14

40

32

Val. Ora App.

Tutti

Cerca

Ripristino

Nascondi

Elenco Eventi

SERVIZIO (Filtro Attivo)

SISTEMA

TUTTI (Filtro Attivo)

Eventi da 1 a 144 di 144

1

di 1

N.Pr...	*Data Ora da Sist.	Nodo	CO	*Cab. Primaria	*Mont...	Ente	...	F	*Descrizione Evento	Parametri
0	10/02/2015 08:00:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20150
0	10/02/2015 08:10:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20216
0	10/02/2015 08:20:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20238
0	10/02/2015 08:30:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20000 20259
0	10/02/2015 08:40:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20000 20272
0	10/02/2015 08:50:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20285
0	10/02/2015 09:00:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20298
0	10/02/2015 09:10:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20153
0	10/02/2015 09:20:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20156
0	10/02/2015 09:30:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20159
0	10/02/2015 09:40:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20158
0	10/02/2015 10:00:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20265
0	10/02/2015 10:10:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20261
0	10/02/2015 10:20:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20300 20258
0	10/02/2015 10:30:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20300 20254
0	10/02/2015 10:40:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20252
0	10/02/2015 10:50:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20249
0	10/02/2015 11:00:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20248
0	10/02/2015 11:10:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20500 20100
0	10/02/2015 11:20:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20000 20098
0	10/02/2015 11:30:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20000 20095
0	10/02/2015 11:40:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20085
0	10/02/2015 11:50:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20000 20075
0	10/02/2015 12:00:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20000 20065
0	10/02/2015 12:10:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20201
0	10/02/2015 12:20:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20184
0	10/02/2015 12:30:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20167
0	10/02/2015 12:40:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20160
0	10/02/2015 12:50:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20153
0	10/02/2015 13:00:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20145
0	10/02/2015 13:10:00		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20147
0	10/02/2015 13:20:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20100 20153
0	10/02/2015 13:30:01		DM60-Campobasso/60-CAMPOBASSO	CARPINONE	SS2.VE	SBCP			REGOLAZIONE V ATTUATA	20200 20159

Figura 33. Attuazione del set-point ottimo di tensione alla sbarra verde della CP Carpinone. Valore di misura e set-point nella colonna “Parametri”.

### 3.1.5 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni e degli interruttori in CP e lungo linea

Tali funzionalità era già incluse nel set standard del sistema SCADA: non stati introdotte varianti di rilievo.

### 3.1.6 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni lato utente in risposta ad un segnale inviato dal DNO

La Figura 34 indica un esempio della pagina dello SCADA, che permette di attivare la funzione di tele scatto sui dispositivi del cliente passivo e/o attivo.

Nella figura tramite l'apposita finestra è possibile aprire il dispositivo Generale attraverso la catena di comando che dal sistema centrale arriva fino all'interfaccia DV7300 e quindi alla protezione generale del cliente (PG).

La stessa interfaccia è utilizzata anche nel caso di un generatore e della relativa protezione di Interfaccia (PI).

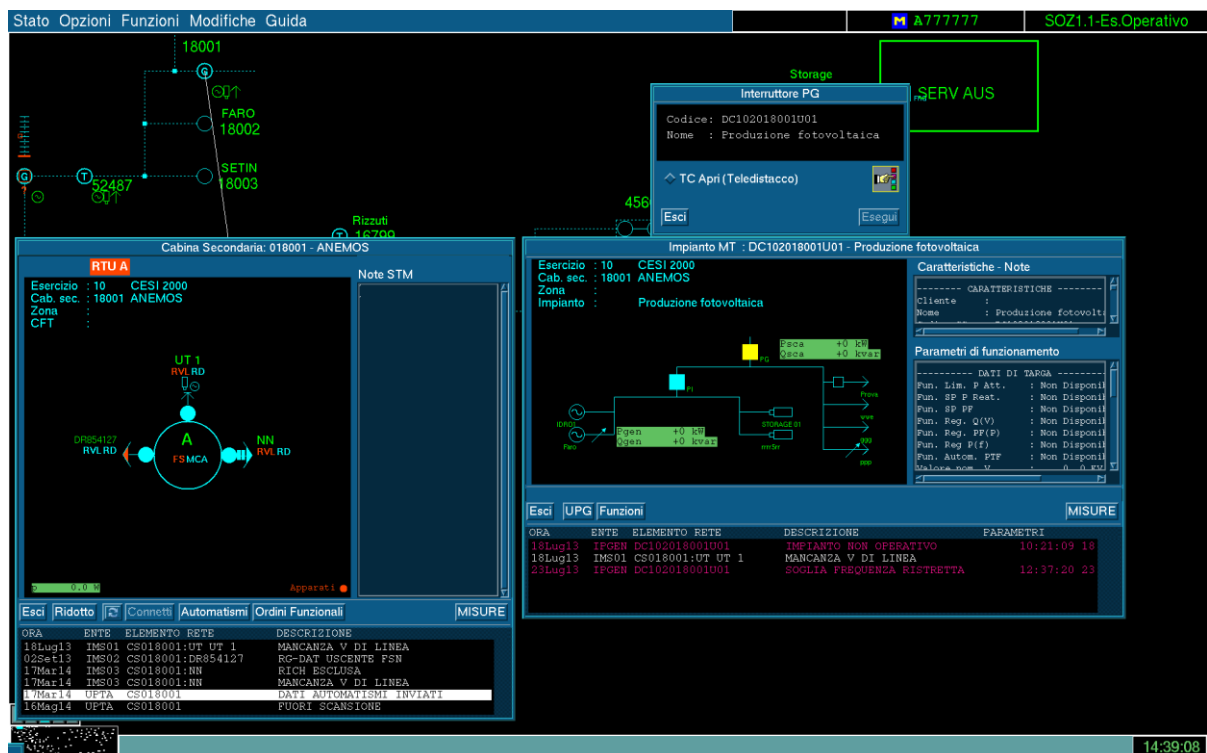


Figura 34: Maschera per l'effettuazione dei comandi di tele distacco Clienti tramite Dispositivo generale e/o di Interfaccia

### 3.1.7 Verifica dei tempi di latenza dei segnali

I tempi di latenza sono variabili a seconda del sistema di comunicazione impiegato e dipendono dallo stato di utilizzo dell'infrastruttura pubblica/privata implementata.

Il piano di misure implica tempi di osservazione medio lunghi e non è stato ancora completato.

### 3.1.8 Test Applicazione smart info

#### Impatto sui consumi

Per valutare l'impatto sui consumi sono stati analizzati i dati di consumo delle utenze coinvolte, registrati durante la sperimentazione e nello stesso periodo dell'anno precedente. Sono stati presi in esame i consumi mensili totali dei clienti passivi per individuarne le variazioni.

I risultati ottenuti sono stati comparati con l'andamento medio delle utenze del territorio (gruppo di controllo) 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 stato svolto in collaborazione con un'azienda specializzata in analisi di mercato (TNS Italia) ed è stato strutturato in quattro fasi:

1. Indagine conoscitiva del territorio per l'individuazione del campione rappresentativo dei partecipanti al progetto;
2. Intervista cartacea effettuata al momento della consegna del kit (scheda di profilazione);
3. Indagine telefonica iniziale a circa due mesi dall'ingresso in sperimentazione;
4. Indagine telefonica finale dopo almeno 6 mesi dalla prima intervista.

- Valutazioni di performance e di processi/procedure a supporto del servizio

È stato possibile valutare l'efficacia della procedura di attivazione degli smart info da sistema centrale di tele gestione (commissioning). Inoltre è stato possibile valutare l'impatto sulle prestazioni della comunicazione tra sistema di tele gestione e contatori elettronici dell'installazione degli smart info.

Ulteriori indagini sono state svolte nell'ambito del progetto Europeo ADVANCED, con interviste svolte di persona a 15 clienti domestici e 7 attività commerciali in sperimentazione.

### 3.1.9 Test utilizzo furgoni elettrici, stazioni di ricarica e pensilina fotovoltaica

Sono a disposizione misure relative a:

- km percorsi dai furgoni;
- numero di ricariche mensili e kWh erogati;
- autonomia dei furgoni rilevata;
- kWh prodotti e osservazione profili di produzione;

ed indicazioni relative a problemi di utilizzo, guasti, stato batterie, etc..

## 3.2 Misure

### 3.2.1 Misura della tensione nei nodi attivi e in CP e registrazione dei relativi interventi del sistema di regolazione di tensione

Le misure rilevate ai nodi attivi della rete in esame sono sempre disponibili, grazie alla connessione always-on con le cabine, e vengono archiviate all'interno dei database di Enel Distribuzione (archivi TMESX).

Le misure di tensione e di potenza (attiva e reattiva) sono mediate su un periodo di 10 minuti. Il sistema di controllo della tensione della sbarra MT, qualora il programma sia impostato su P3, è sempre attivo, e gli eventi vengono registrati come in Figura 33.

La Figura 35 indica la misura della tensione della sbarra verde della CP Carpinone in un giorno di regolazione in programma P1, cioè tradizionale (compound di corrente). La Figura 36, invece, indica la misura della tensione della stessa sbarra in un altro giorno assimilabile al primo, ma con programma di regolazione P3 (set-point ottimo da DMS). Entrambi i grafici sono ottenuti dagli archivi misure di Enel Distribuzione.

In Figura 37 è rappresentato il confronto tra le due curve precedenti. Come si può notare, la tensione con la regolazione P3 è mediamente più bassa di quella con regolazione P1, a beneficio:

- della Hosting Capacity della rete, in quanto si sfrutta maggiormente la possibilità di allacciare nuova generazione, potenzialmente limitata dalle alte tensioni di esercizio;
- dell'esercizio, in quanto si abbassa il rischio di distacco della generazione per tensione alta;
- delle perdite di rete, in quanto diminuiscono le perdite a vuoto dei trasformatori e quelle per effetto Joule sulle linee, a causa della riduzione della corrente assorbita dai carichi<sup>2</sup>.

La riduzione di tensione della sbarra verde della CP Carpinone è qui sotto riportata:

- durante le ore di massima produzione (ore diurne<sup>3</sup>), con il programma P3 la tensione di sbarra è mediamente inferiore, rispetto alla regolazione P1, di 140 V;
- durante le ore di minima produzione (ore notturne), con il programma P3 la tensione di sbarra è mediamente inferiore, rispetto alla regolazione P1, di 70 V;
- la tensione media giornaliera di sbarra, in regolazione P3, è inferiore di circa 100 V rispetto alla tensione media giornaliera rilevata in programma P1.

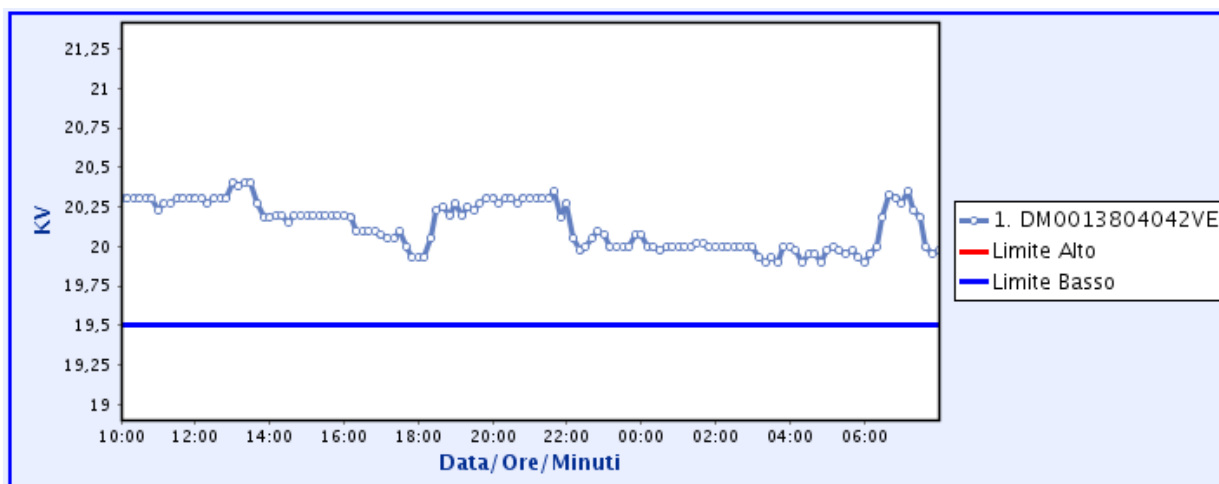
Questi dati medi sono stati impiegati nei calcoli di Hosting Capacity della rete, presentati nel seguito.

In termini di massimo scostamento di tensione, durante le ore diurne si è osservata una differenza di tensione, tra la regolazione P3 e P1, pari a 400 V a favore della regolazione P3.

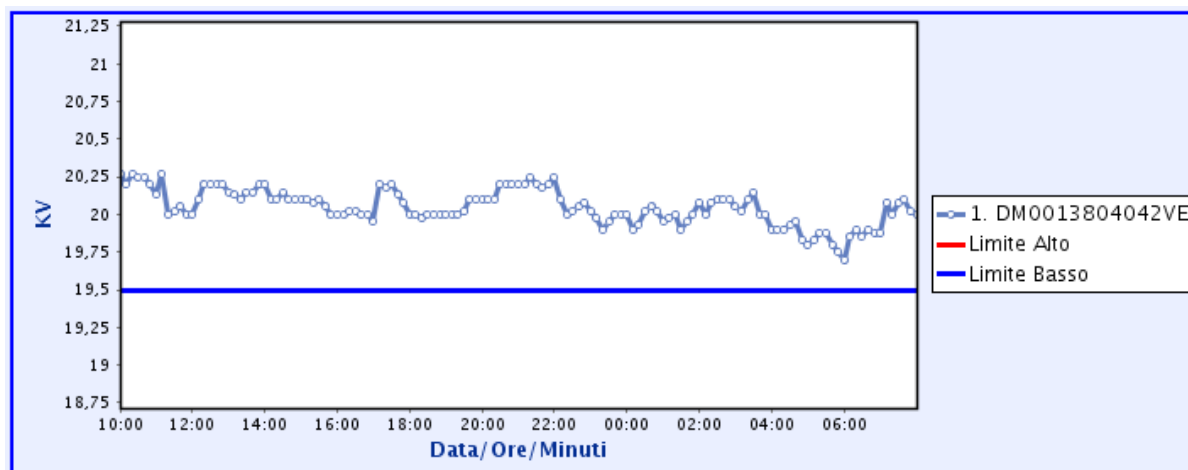
---

<sup>2</sup> Questo accade tipicamente in reti non industriali, dove i carichi non sono “a potenza costante”.

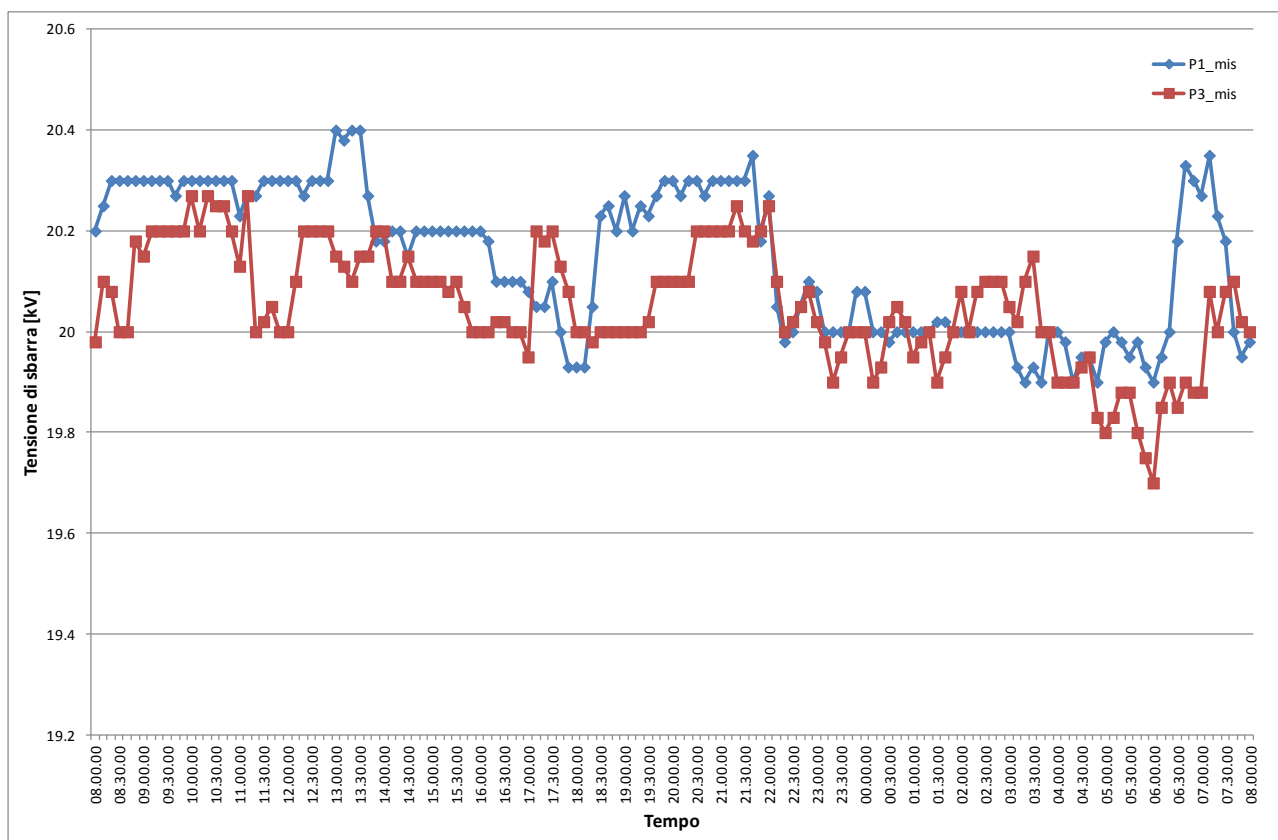
<sup>3</sup> La produzione idraulica e da biogas è circa costante durante le 24 ore; durante il giorno, però, si aggiunge la produzione fotovoltaica. Pertanto le ore di massima produzione sono quelle diurne, mentre quelle di minima produzione sono quelle notturne.



**Figura 35. Misura della tensione di sbarra verde della CP Carpinone, in regolazione P1.**



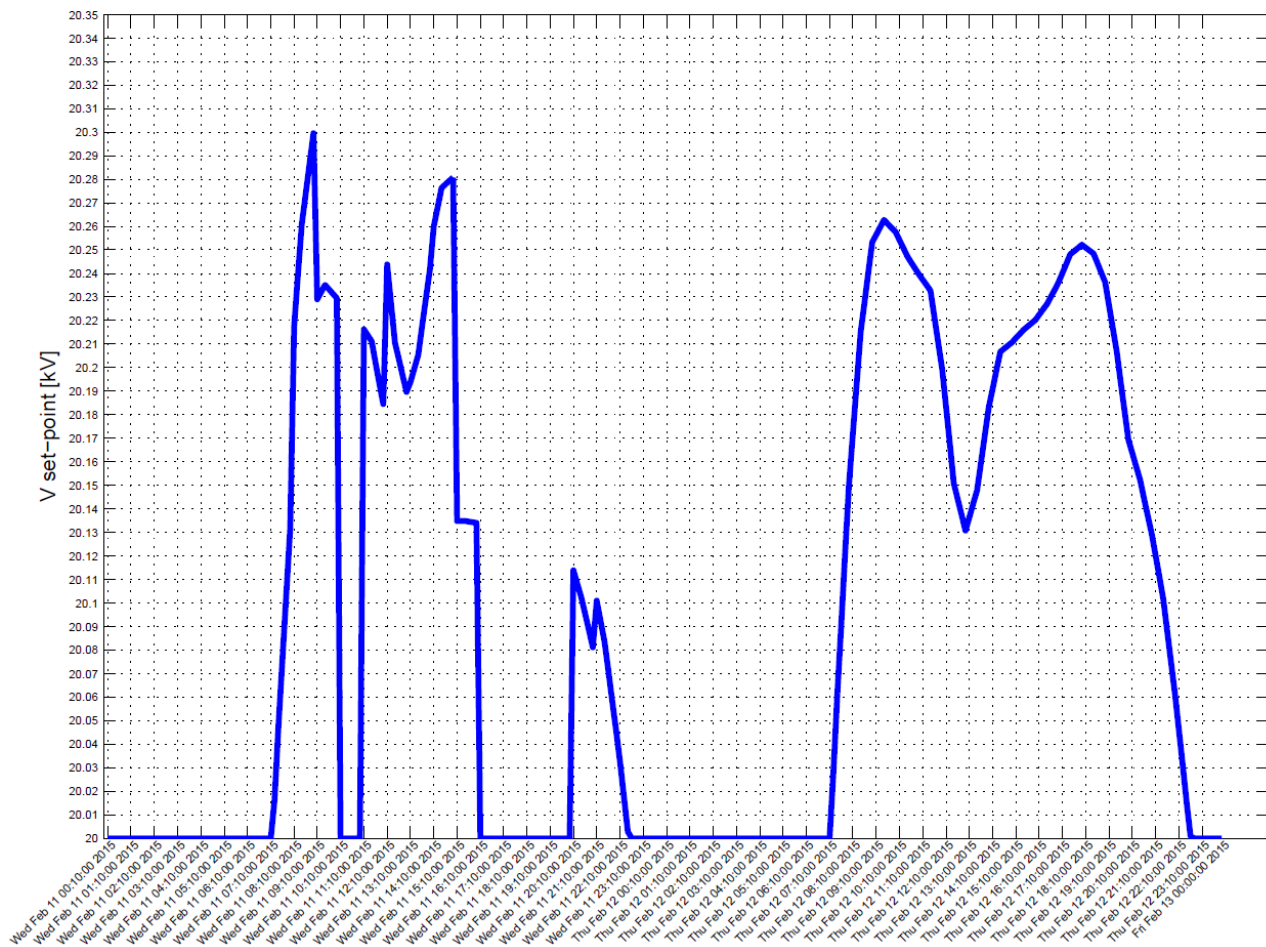
**Figura 36. Misura della tensione di sbarra verde della CP Carpinone, in regolazione P3.**



**Figura 37. Confronto misure della tensione di sbarra verde della CP Carpinone, in regolazione P1 e P3.**

La Figura 38 indica un esempio di andamento del set-point di tensione per il programma P3, calcolato dal DMS, per la sbarra verde della CP Carpinone.

Il grafico di Figura 38 contiene due giorni (48 ore) ed è stato estratto alla scadenza delle 24 ore del primo giorno; pertanto la parte sinistra del grafico (prime 24 ore) indica la tensione obiettivo realmente applicata alla sbarra, mentre la parte destra del grafico (successive 24 ore), indica la tensione obiettivo “previsionale”. Questo previsionale, che viene potenzialmente corretto ad ogni variazione di assetto o di misura dal campo, funge da base di dati nel caso in cui una anomalia dovesse verificarsi a livello di sistema centrale DMS. In altre parole si dispone in ogni caso di un valore di set-point da applicare in campo.

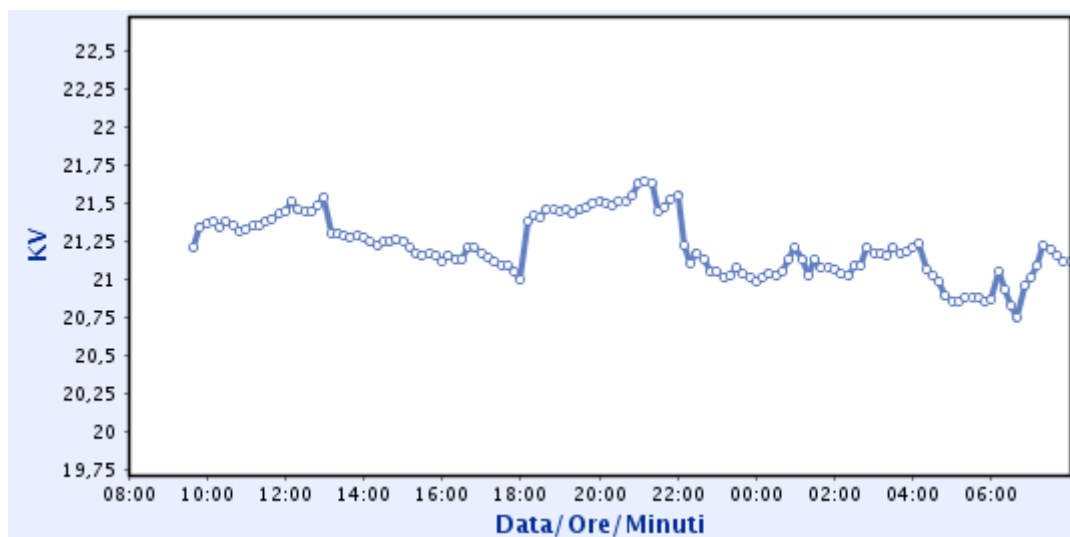


**Figura 38. Set-point di tensione per il programma P3 (tensione obiettivo di sbarra).**

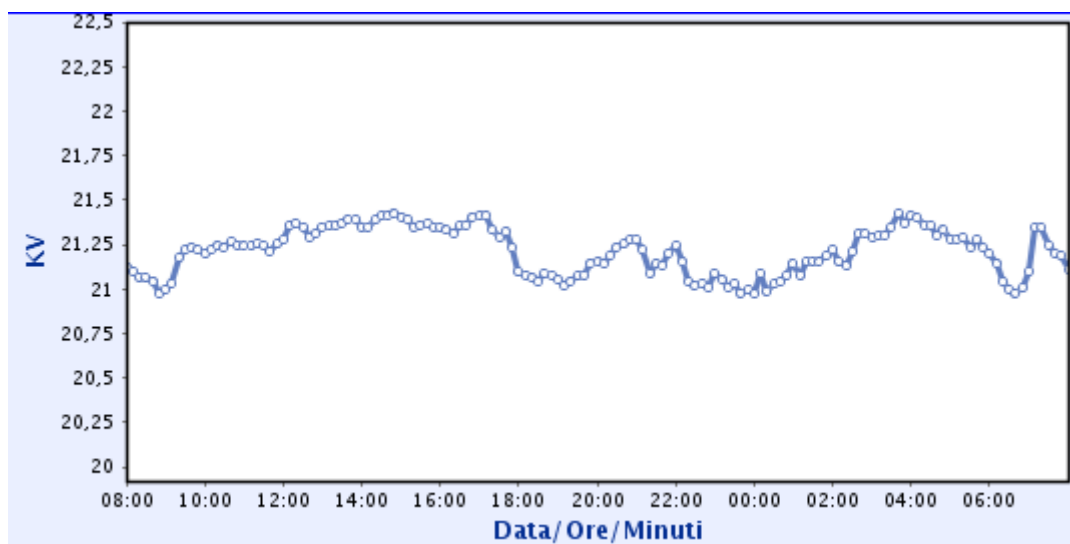
La Figura 39 rappresenta la misura di tensione alla sbarra della CS Fiumarello, acquisita dal dispositivo RGDM (Figura 44), sulla linea S. Maria, ove è presente il produttore idraulico (ad acqua fluente) Energia Verde. Questa cabina è una delle più critiche in termini di tensioni elevate in quanto si trova praticamente alla fine della linea S. Maria, alimentata dal centro satellite Carovilli, come rappresentato nella Figura 41. Inoltre il produttore idraulico Energia Verde, presente nella CS, ha una potenza generata cospicua, come indicato dal profilo di Figura 42. Tale profilo è acquisito dal dispositivo IRE installato presso Energia Verde. Gli apparati IRE e DV7300 sono rappresentati in Figura 43.

Il profilo di tensione di La Figura 39 è stato registrato durante la regolazione in programma P1 della sbarra verde della CP carpinone; invece, in Figura 40 è rappresentato il profilo della stessa sbarra registrato con la sbarra verde della CP Carpinone in programma P3, per un giorno con condizioni meteo simili a quello relativo alla Figura 39. Come si può notare la tensione di Figura 40 è mediamente più bassa di quella di Figura 39, grazie al controllo ottimo di tensione.

Comunque, qualora la tensione della sbarra della CS Fiumarello superasse il valore  $108\%V_n$ , interverrebbe il controllo centralizzato di tensione (“soccorso tra generatori”), implementato sul sistema DMS, il quale modulerebbe la potenza reattiva dell’impianto Energia Verde e degli altri “elettricamente” vicini, in base alla tabella di Sensitivity descritta precedentemente.

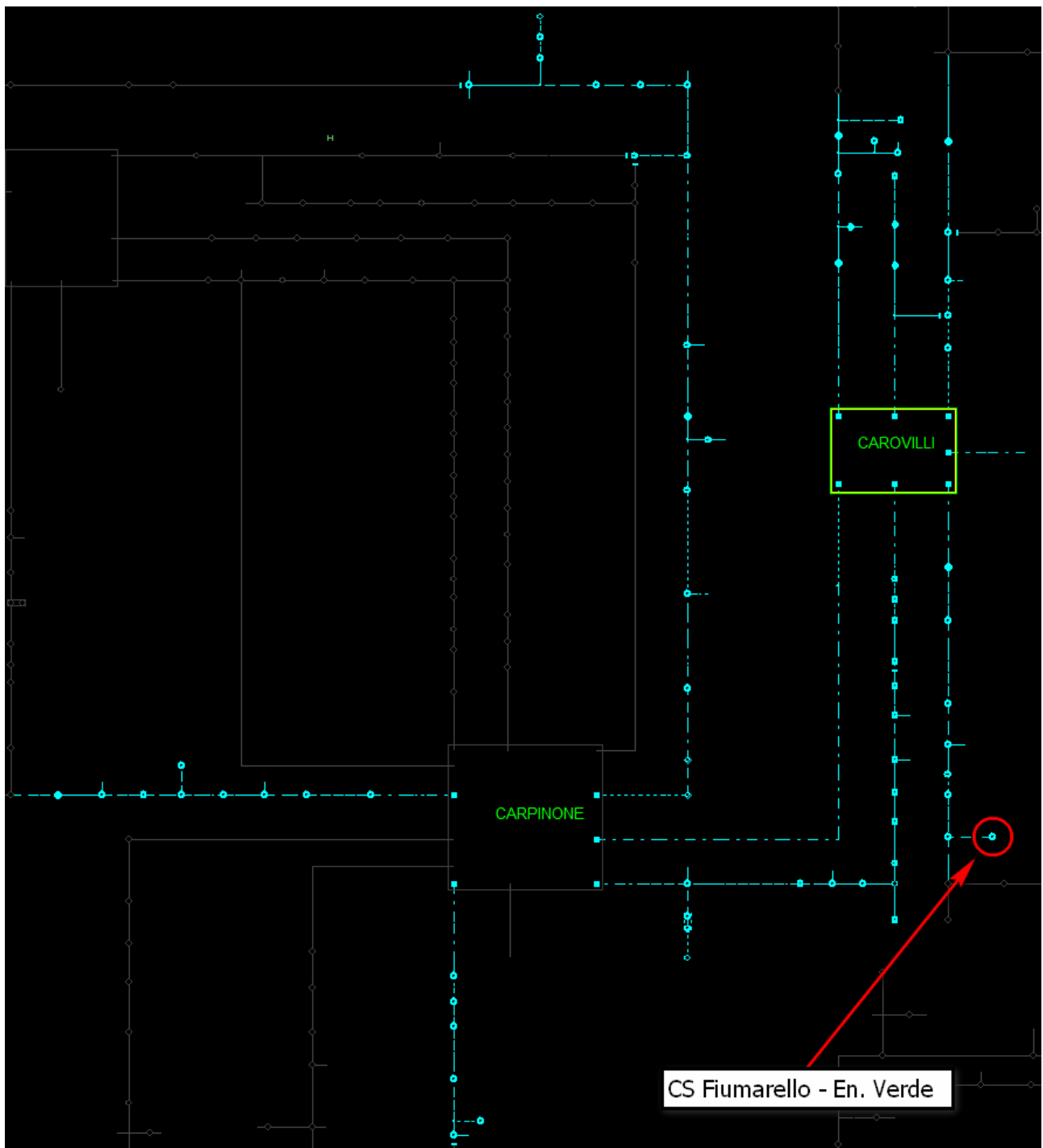


**Figura 39. Misura della tensione di sbarra della CS Fiumarello, produttore idroelettrico Energia Verde; acquisizione tramite RGDM mentre la sbarra della CP Carpinone era regolata in programma P1.**

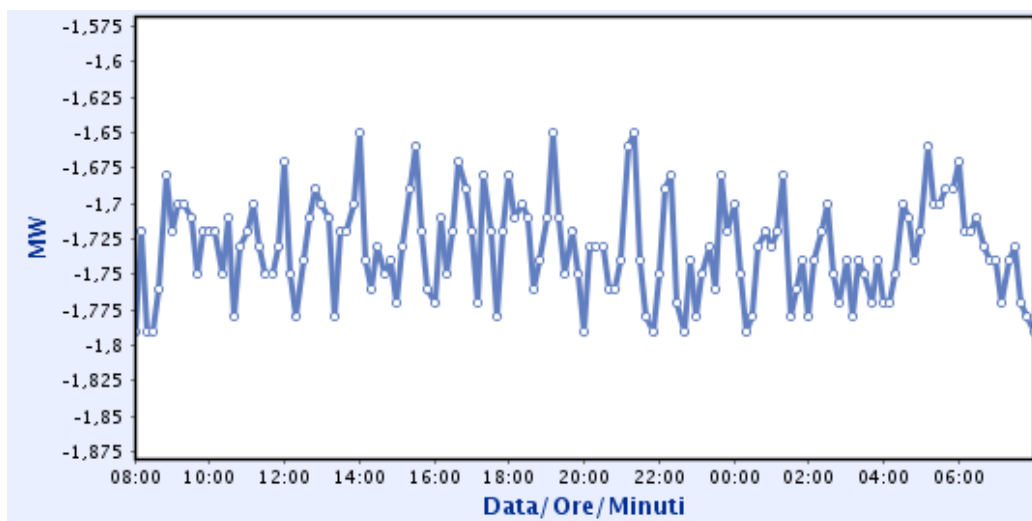


**Figura 40. Misura della tensione di sbarra della CS Fiumarello, produttore idroelettrico Energia Verde; acquisizione tramite RGDM mentre la sbarra della CP Carpinone era regolata in programma P3.**





**Figura 41. Posizione topologica della CS Fiumarello, dove è presente il produttore idraulico Energia Verde.**



**Figura 42. Profilo della potenza attiva di generazione del produttore idraulico Energia Verde. Le misure di generazione sono acquisite dal dispositivo IRE (convenzione degli utilizzatori).**



**Figura 43. Apparati IRE e DV7300 nel quadretto autoproduttore, che contiene anche lo switch, del produttore Energia Verde.**



**Figura 44. Dispositivo RGDM per l'acquisizione delle misure di CS, degli allarmi di tensione, e rilevatore di guasto direzionale.**



**Figura 45. ApparatI IRE e DV7300 nel quadretto autoproduttore, che contiene anche lo switch, del produttore SNIE.**

### 3.2.2 Stima delle perdite di rete sulla base delle misure disponibili

Per la stima delle perdite sulla rete di distribuzione, sono oggi disponibili 2 modalità:

1. Bilancio energetico: presuppone la presenza di contatori elettronici nei punti di scambio rete di trasmissione – rete di distribuzione MT, rete MT – rete BT e rete di distribuzione MT e BT – clientela;
2. Calcolo mediante sistema di analisi certificato: presuppone l’adozione di un sistema di calcolo come ad esempio il DMS adottato da Enel Distribuzione.

Nel caso di Isernia la modalità 1 non è praticabile poiché i Trasformatori MT-bt non sono equipaggiati con contatore elettronico per il bilancio energetico. Pertanto, si è adottata la modalità 2.

Il calcolo delle perdite effettuato mediante il sistema DMS di Enel Distribuzione è stato oggetto di validazione nell’ambito del “Progetto di analisi delle perdite di rete” previsto con deliberazione AEEG 559/2012/R/eel.

### 3.2.3 Registrazione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, nonché dei buchi di tensione, secondo le apparecchiature disponibili.

La registrazione delle le interruzioni lunghe, brevi e transitorie, avviene automaticamente attraverso il sistema di telecontrollo MT che nel caso di Isernia fa capo al Centro Operativo di Campobasso.

Per il progetto Isernia non sono state previste variazioni rispetto a quanto storicamente effettuato nell’esercizio normale della rete di distribuzione. Pertanto, i dati relativi a tali eventi, sono memorizzati negli archivi di sistemi presso il CO di Campobasso ed estraibili su richiesta.

In ogni caso, quanto implementato nella rete Smart grid di Isernia, impatta sulla continuità del servizio trasformando interruzioni più gravi in interruzioni meno gravi. Tuttavia, essendo tali eventi di natura causale, la rilevazione di tali impatti necessita di tempi di osservazioni lunghi (diversi anni).

Con riferimento ai buchi di tensione, in ossequio alla delibera AEEG 198/11, sono stati installati misuratori di Power Quality in corrispondenza delle sbarre MT della cabina Primaria di Carpinone.

I dati sono pertanto estraibili su richiesta dagli archivi centrali del sistema di monitoraggio della Power Quality nazionale. Anche in questo caso è necessario un tempo di osservazione adeguato alla fisica degli eventi monitorati.

Nell'ambito del progetto Isernia non sono stati previsti interventi specifici per il miglioramento degli indici legati ai buchi di tensione.

#### 3.2.4 Registrazione di tutti i cambiamenti di stato del segnale di comunicazione e delle protezioni di interfaccia lato utente anche in relazione ai comandi ricevuti

Registrazioni non disponibile a causa del tempo di osservazione insufficiente.

#### 3.2.5 Registrazione, per ogni utente attivo, del tempo per il quale la comunicazione always-on è stata efficace (keep-alive o segnali equivalenti) rispetto al tempo totale di esercizio del progetto dimostrativo.

Registrazioni non disponibile a causa del tempo di osservazione insufficiente.

### 3.3 Generazione intenzionale di eventi in campo

Con riferimento al tele-distacco dei clienti, ed alla selettività logica, ogni componente della catena di sistema è stato testato mediante prove ad hoc, senza impatti sull'esercizio e sulla continuità del servizio (prove in bianco).

Prove reali di funzionamento (con impatti sulla continuità del servizio) non sono ancora state effettuate, né si sono verificati eventi di guasto.

### 3.4 Indicatori precedenti e successivi agli interventi di smartizzazione

#### 3.4.1 Continuità del servizio

Vedi Cap. 3.2.3

#### 3.4.2 Qualità della tensione

Oggi sulla rete MT di Enel Distribuzione la regolazione di tensione consiste soltanto nel variare la tensione a livello di sbarra MT di Cabina Primaria. Tale regolazione avviene attraverso un regolatore automatico di tensione (RAT) che non è efficace se il flusso di energia nel TR si inverte (risalita).

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.

Con il nuovo sistema proposto si superano alcuni dei suddetti limiti e si rilevano anche le misure reali delle varie grandezze nei punti significativi della rete MT. In particolare l'effetto benefico si

riscontra sul valore dell'ampiezza della tensione fornita sulla rete MT, mantenendolo all'interno della tolleranza prevista dalle norme.

Le misure di cui sopra sono disponibili negli archivi elettronici (TMES-X) del Centro Operativo di Campobasso e dimostrano l'efficacia delle soluzioni implementate, così come illustrato nel cap. 3.2.1.

#### 3.4.3 Hosting capacity della rete MT

Come descritto in precedenza, la regolazione di tensione, composta dal programma P3 di regolazione sbarra, dal "soccorso tra generatori" e dal controllo locale, tende a mantenere la tensione di rete all'interno dei limiti, evitando il distacco della generazione ed assicurando un migliore esercizio della rete.

Un ulteriore beneficio riguarda l'aumento della Hosting Capacity della rete, che viene ora descritto.

I calcoli di Hosting Capacity, effettuati tramite il sistema DMS, hanno permesso di valutare i benefici ottenuti con l'introduzione della Smart Grid in termini di incremento della capacità di ospitare nuovi generatori sulla rete in esame.

Su ciascuna linea della CP Carpinone e del centro satellite Carovilli si sono allacciati dei generatori "sonda" su cui agire per calcolare l'incremento di Hosting Capacity.

I calcoli sono stati svolti confrontando il "caso base", nel quale la tensione di sbarra è regolata con il metodo tradizionale (programma P1) ed i generatori funzionano a fattore di potenza unitario, con i casi "smart", i quali implementano le soluzioni di controllo sbarra e di potenza reattiva della generazione distribuita (soccorso tra generatori e controllo locale di tensione). I suddetti scenari di calcolo sono qui descritti:

- **Regolazione di tensione tradizionale (caso base, con regolazione in programma P1):** calcolo delle Hosting Capacity tenendo conto del valore di sbarra che viene comandato tramite la logica di funzionamento P1 (compound di corrente);
- **Regolazione di tensione con set-point ottimo della tensione di sbarra (caso di regolazione in programma P3):** calcolo delle Hosting Capacity tenendo della sola regolazione di sbarra in programma P3, con valore di sbarra calcolato con la logica di regolazione avanzata (implementata nel DMS), che prevede di variare il VCS in CP al variare della situazione delle rete a valle;
- **Regolazione di tensione tramite "interfaccia di regolazione energia" (caso IRE) e scambio di potenza reattiva da parte della generazione distribuita:** calcolo delle Hosting Capacity che considera, in parallelo alla regolazione considerata nel "caso di regolazione in programma P3", anche la regolazione della potenza reattiva scambiata dalla generazione distribuita, sia tramite logica locale, sia tramite logica centralizzata (soccorso tra generatori): quest'ultima è possibile "teleregolando" gli impianti GD con set-point calcolati dal DMS in tempo reale.

Per svolgere i calcoli di Hosting Capacity sono stati introdotti dei generatori "sonda", attraverso i quali, alzando gradualmente l'iniezione di potenza attiva degli stessi, è stata valutata la Hosting Capacity sia considerando il limite termico che quello sulla tensione.

Per ogni scenario (**caso base, caso set-point ottimo di sbarra o caso IRE**) si è considerato come limite della Hosting Capacity, secondo il limite di tensione, il valore della potenza iniettata che portava al raggiungimento del limite superiore, pari a 22 kV (+10% V<sub>n</sub>);

La saturazione termica si è considerata raggiunta quando superava il 100% su lunghi tratti della linea. Si tenga presente che la modalità di calcolo basata su generatori sonda "concentrati" è



peggiorativa dal punto di vista del calcolo della Hosting Capacity (iniezioni concentrate), soprattutto in riferimento alle saturazioni termiche (in quanto tende ad evidenziarle), ma conservativa dal punto di vista generale.

I risultati del calcolo della Hosting Capacity, per l'intera rete, è riassunto in Tabella 66. Le potenze indicate nelle colonne sono quelle, iniettate in rete tramite generatori sonda, che hanno causato il raggiungimento dei limiti di tensione e/o di corrente lungo le linee indicate nelle righe della medesima tabella.

**Tabella 6. Riassunto dei risultati ottenuti**

	Caso Base		Programma P3			Programma P3 + IRE		
Linea	Limite termico [MW]	Limite tensione [MW]	Limite termico [MW]	Limite tensione [MW]	Aumento rispetto caso base (%)	Limite tensione [MW]	Limite termico [MW]	Aumento rispetto caso base (%)
Carpinone	7.402	-	7.402	-	0%	-	-	0%
Sessano	7.647	-	7.647	-	0%	-	-	0%
Colle Breccione	11.594	-	11.594	-	0%	-	-	0%
Pesche	-	7.258	8.658	8.658	19%	8.658	8.658	19%
Pescolanciano	-	7.624	8.233	8.233	8%	8.233	8.233	8%
Fontecurelli	-	3.296	-	4.406	34%	4.623	4.623	40%
Polverone	-	4.519	-	5.365	19%	5.431	5.431	20%
Pescorvara	4.386	-	4.386	-	0%	-	-	0%
S. Domenico	-	4.164	-	5.023	21%	5.512	5.512	32%
Santa Maria	-	5.049	-	5.232	4%	5.532	5.532	10%
<b>TOTALE [MW]</b>	-	31.91	-	36.917	16%	37.989	-	19%

Si può notare che alcune linee raggiungono il limite termico prima del limite di tensione. Per queste linee, l'incremento della Hosting Capacity dovuto al controllo tensione è nullo. Questo accade anche inserendo il solo controllo sbarra in programma P3.

Per altre linee, invece, il limite di tensione viene raggiunto prima del limite termico: in questi casi il controllo tensione ha come effetto l'incremento di Hosting Capacity; esso può essere così sintetizzato:

- incremento di Hosting Capacity, rispetto al caso base, con la sola regolazione di sbarra in programma P3: +16 %
- incremento di Hosting Capacity, rispetto al caso base, con regolazione di sbarra in programma P3 e controllo della potenza reattiva dei generatori tramite IRE (soccorso tra generatori + controllo locale di tensione): +19 %

Il controllo della potenza reattiva dei generatori tramite IRE ha un effetto maggiore sulle linee lunghe, come ad esempio la Fontecurelli, la S. Domenico e la S. Maria che hanno origine dal Centro Satellite Carovilli.

Si sottolinea che il solo controllo di tensione sbarra in programma P3 è attuabile in larga scala con investimenti circoscritti alla:

- installazione del pannello DV7500 al trasformatore di interesse
- installazione del TPT2020 in Cabina Primaria

essendo la parte software di sistema centrale (DMS-STM) già contenuta nell'attuale release in esercizio in tutti i Centri Operativi nazionali.

Un fattore importante da considerare è che, per le linee che hanno raggiunto il limite termico, la lunghezza delle linee saturate non supera mediamente mai il 40% della lunghezza totale. Inoltre, come già evidenziato, il calcolo mediante singoli generatori sonda è sfavorevole dal punto di vista della saturazione termica; nella realtà, essendo la generazione distribuita nei vari nodi, tali saturazioni termiche potrebbero essere molto inferiori, se non nulle. Tenendo conto di questo, si può affermare che il reale incremento di Hosting Capacity potrebbe essere tranquillamente superiore ai valori sopra esposti.

Sempre dal punto di vista delle saturazioni termiche, è necessario considerare che esse si presentano prima del limite di tensione per linee corte, dove le cadute di tensione “pesano” meno rispetto alle linee lunghe. Questo significa che il controllo di tensione fornisce benefici anche durante l'esercizio ordinario, dove le contro-alimentazioni, in caso rete non in stato normale a causa di guasto, piano di lavoro, ecc., causano un incremento della lunghezza di linea.

Grazie ai calcoli svolti, si è reso evidente come l'implementazione della Smart Grid nella zona di studio apporti rilevanti benefici ed incrementi prestazionali nella rete attuale.

#### 3.4.4 Smart Info

- Impatti sui consumi

È stata svolta un'analisi per identificare gli effetti dell'uso dello smart info sulle abitudini di consumo degli sperimentatori passivi. Si sono analizzati i dati di consumo registrati dalla data di adesione al progetto fino a Dicembre 2014 e confrontati con quelli dello stesso periodo dell'anno precedente (senza smart info). Allo scopo di discriminare il contributo determinato da fattori esterni e non imputabili all'utilizzo del kit, tale variazione è stata confrontata con l'andamento medio dei consumi del territorio nello stesso periodo (gruppo di controllo). I risultati ottenuti da un confronto dei consumi degli sperimentatori (post smart info) con sé stessi (pre smart info) evidenziano che gli utenti domestici hanno ridotto i propri consumi in media del 5%, tale percentuale risulta più alta (8%) in caso di potenze contrattuali superiori a 3 kW. Confrontando queste variazioni con quelle di un gruppo di controllo costituito da utenze domestiche sottese alla CP di Carpinone (che non hanno aderito alla sperimentazione), si evince che la riduzione netta riconducibile all'utilizzo di smart info varia in un intervallo compreso tra il 2% ed il 6%. Si è registrato inoltre uno spostamento medio dei



consumi domestici tra le fasce (dalla fascia F1 alle fasce F2 ed F3) dello 0,4%, il cui valore a netto del gruppo di controllo è di 0,3%<sup>4</sup>. Anche nel caso di utenze afferenti a piccole attività commerciali, piccole e medie imprese, edifici pubblici per amministrazione, istruzione etc. è stata registrata una diminuzione dei consumi, che in media è pari al 8%. Dal confronto con il gruppo di controllo i valori netti di riduzione si attestano in un intervallo compreso tra il 2% e l'6%<sup>5</sup>. È stata effettuata una divisione in cluster dei consumatori sulla base dei dati collezionati tramite le interviste telefoniche svolte nel corso del progetto ad un campione rappresentativo di partecipanti. L'analisi di questi cluster ha evidenziato l'effetto che il livello di informatizzazione e l'istruzione hanno sulla riduzione dei consumi: gli utenti utilizzatori di internet e le famiglie con almeno un componente laureato hanno ridotto i propri consumi di circa 2 punti percentuali in più delle altre. È stato analizzato anche l'impatto che il report di feedback ha avuto sugli sperimentatori, evidenziando un aumento delle riduzioni dei consumi pari al 3% nei mesi successivi alla ricezione di tale report. Questa analisi è stata svolta confrontando l'andamento dei consumi degli sperimentatori (post smart Info vs pre smart Info) nei due mesi successivi alla ricezione del report, con la riduzione media registrata nell'arco di tutta la sperimentazione.

La percentuale di sperimentatori che ha ridotto i propri consumi è pari a circa il 66% del totale, l'11% in più del gruppo di controllo. La percentuale di sperimentatori che ha spostato i propri consumi dalla fascia F1 alle fasce F2 ed F3 è circa il 58%, più alta del 5% del gruppo di controllo. Nelle interviste telefoniche si ritrovano risultati analoghi: circa il 61% degli intervistati ha infatti dichiarato di aver consumato meno grazie all'uso del kit, di aver modificato le abitudini di utilizzo degli elettrodomestici (61%) e di aver sostituito elettrodomestici inefficienti (6%).

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

I risultati dell'indagine in termini di consapevolezza e gradimento sono stati soddisfacenti: un'alta percentuale di sperimentatori ha dichiarato di comprendere meglio i propri consumi e come questi si distribuiscono nelle fasce tariffarie (95%), ha dato un giudizio positivo del kit (95%), ha espresso soddisfazione verso il progetto (89%) dichiarandosi disponibile a ripetere l'esperienza ed ha dichiarato che consiglierebbe la partecipazione ai propri amici e conoscenti (93%). Il 66% degli intervistati ha dichiarato di continuare ad utilizzare il kit almeno una volta la settimana anche dopo 6 mesi dalla sua ricezione. La possibilità visualizzare i consumi in forma grafica, di visualizzarne la ripartizione nelle fasce orarie e di conoscere la potenza istantanea sono risultate le caratteristiche più apprezzate. Molto interesse è stato rivolto anche agli allarmi di superamento soglia.

Nell'ambito dell'indagine telefonica sono stati censiti i motivi che hanno spinto i partecipanti ad aderire alla sperimentazione: i principali sono risultati la curiosità verso l'iniziativa, l'aver visto la possibilità di un risparmio in bolletta ed il passaparola di amici e parenti che vi partecipavano. I risultati delle interviste qualitative condotte di persona nell'ambito del progetto europeo ADVANCED hanno permesso di approfondire ulteriormente questa ricerca, comprendere meglio la visione degli sperimentatori circa l'energia e le motivazioni/barriere alla partecipazione ad Enel Info+. Questo studio ha confermato come la partecipazione al progetto abbia incrementato

---

<sup>4</sup> È opportuno considerare che non tutti i clienti coinvolti sono clienti con tariffe di Maggiore Tutela.

<sup>5</sup> È opportuno notare che gli sperimentatori non residenziali sono poco più di 330.

l'attenzione rivolta all'osservazione e comprensione dei consumi ed alla loro gestione efficace. Essere parte di un'iniziativa finalizzata all'abbassamento dei consumi è stata una delle ragioni che hanno spinto alla partecipazione sia i clienti residenziali (attratti dalla possibilità di incrementare la propria consapevolezza a riguardo) che le piccole attività commerciali (che hanno visto il progetto come uno strumento per migliorare il controllo dell'uso dell'energia per le proprie attività). La principale motivazione per ridurre i propri consumi energetici si è rivelata la possibilità di ridurre di conseguenza i costi, confermando che questa prospettiva ha rappresentato un motivo per aderire all'iniziativa. La tutela dell'ambiente risulta avere meno impatto sul comportamento energetico se non correlata ad opportunità di risparmio. Sebbene interessati al costo dell'energia, gli intervistati residenziali si sono mostrati restii all'idea di modificare in maniera troppo drastica le proprie abitudini di consumo o di perdere comfort. Nel caso delle attività commerciali, invece, garantire che le modifiche dei propri consumi non abbiano impatto sull'attività lavorativa è stato valutato di primaria importanza.

Gli sperimentatori si sono mostrati curiosi riguardo alla soluzione tecnologica ed hanno dichiarato di apprezzare l'idea di usare tecnologie sofisticate per limitare il consumo di energia elettrica. La natura innovativa del kit è stato il fattore fondamentale per la partecipazione all'iniziativa.

E' stata sottolineata l'importanza del passaparola come mezzo di promozione del progetto, e come incentivo alla partecipazione, seguita dagli eventi dedicati (cui hanno partecipato le amministrazioni locali) e dal contatto diretto via posta.

Alcuni risultati interessanti riguardano le barriere alla partecipazione al progetto e le relative soluzioni correttive implementate per il loro superamento. Le principali barriere riportate sono state lo scetticismo riguardo le utility (da cui l'importanza di costruire delle relazioni di fiducia e collaborazione con i partecipanti) ed il timore di incontrare difficoltà nell'installazione ed uso dei dispositivi (da cui si è evinta l'importanza di mantenere la soluzione tecnologica semplice tanto da usare quanto da installare, e di curare l'aspetto formativo, fornendo materiale informativo ed effettuando dimostrazioni d'uso).

Il kit è stato giudicato attraente, moderno, innovativo, intuitivo, facile da installare. La funzionalità di allarme al superamento della potenza contrattuale utile, semplice e pratica. I grafici chiari e semplici da leggere. In alcuni casi gli sperimentatori hanno scoperto mal funzionamenti o anomalie nel proprio uso dell'energia grazie al kit. A seguito dell'utilizzo del kit, gli sperimentatori si sono dichiarati pronti all'uso di soluzioni tecnologiche con funzionalità più avanzate (come ad esempio il controllo ottimizzato dei carichi, anche automatico), confermando l'importanza degli strumenti di feedback come primo passo per l'abilitazione di programmi di demand response. Il supporto telefonico ai clienti è stato gradito perché facile da raggiungere ed efficiente: una gestione tempestiva delle richieste di risoluzione dei problemi ha incrementato la fiducia dei partecipanti.

A fine progetto sono state raccolte in un video le testimonianze di alcuni sperimentatori (principalmente domestici) che, confermando l'utilità del kit Enel Info+, hanno affermato che grazie allo smart info sono riusciti a ridurre i propri consumi elettrici di diversi punti percentuali. Tali dichiarazioni hanno generalmente trovato un riscontro anche nelle analisi dei dati di consumo degli stessi sperimentatori che hanno testimoniato nel video (il video sarà pubblicato sul sito web [enelinfopiu.it](http://enelinfopiu.it)).

Diversi sperimentatori hanno raccontato la propria esperienza in varie occasioni, riportando casi di successo. A titolo di esempio si può citare il proprietario di un negozio che, grazie al kit, ha potuto individuare consumi anomali durante le ore notturne quando l'attività era chiusa. Tale inefficienza, era dovuta all'insegna luminosa del negozio che, una volta sostituita, ha portato a una riduzione dei consumi del 47%. In un altro caso, invece, il presidente di un'associazione culturale ha confermato

la propria esperienza positiva con il kit grazie al quale ha potuto analizzare i consumi energetici della sede e pianificare azioni volte a migliorare l'efficienza dei locali: in particolare la sostituzione delle lampadine con altre ad alta efficienza energetica ha permesso un risparmio complessivo del 15%.

- Valutazioni di performance e di processi/procedure a supporto del servizio

La procedura di commissioning da sistema centrale può richiedere un tempo variabile fino ad alcuni giorni ed è vincolata all'azione da parte del cliente finale di collegare il dispositivo Smart info in una presa elettrica e di mantenerlo collegato nel periodo in cui la procedura è in corso. Tali vincoli non sono percepiti favorevolmente dai clienti. Alcuni clienti hanno rimosso il dispositivo dalla presa prima che la procedura di attivazione fosse andata a buon fine, pregiudicandone il buon esito e rallentando i tempi di attivazione degli altri dispositivi in coda. Per questo motivo si è ritenuto indispensabile sviluppare una modalità di attivazione dello smart info che lo rendesse immediatamente utilizzabile non appena inserito in una presa elettrica associata all'utenza intestataria del contatore elettronico. Infine non sono state riscontrate anomalie del tasso di prestazioni della comunicazione tra sistema di telegestione e contatori elettronici a seguito dell'installazione degli smart info.

#### 3.4.5 Test utilizzo furgoni elettrici, stazioni di ricarica e pensilina fotovoltaica

Gli indicatori sono riportati di seguito.

- Totale km percorsi dai furgoni: 13.555 km
- Media km mensili percorsi da ciascun furgone: 90km
- Numero di ricariche e kWh erogati: 304 ricariche per 3700kWh
- Autonomia dei furgoni percepita: <100km
- kWh prodotti impianto FV: 26.600kWh; (fig. 46 profilo di produzione tipo)

L'utilizzo dei furgoni è stato limitato da diversi fattori che vanno considerati per la diffusione futura:

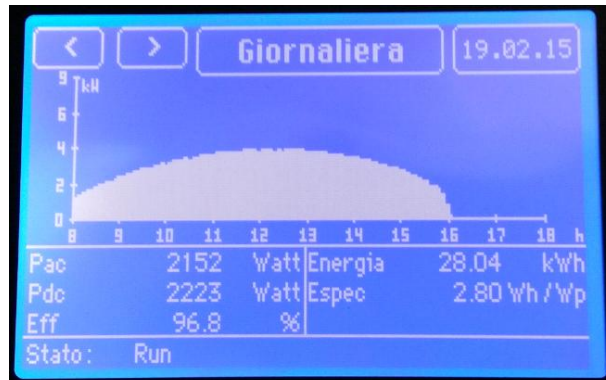
- specificità del territorio montano, caratterizzato da salite con elevata pendenza
- condizioni climatiche invernali rigide:
  - osservata riduzione dell'autonomia delle batterie a causa delle basse temperature
  - necessità di riscaldamento degli autoveicoli e conseguente riduzione dell'autonomia
- "range anxiety" degli utilizzatori: l'assenza di altre infrastrutture di ricarica nel territorio gestito corrispondente ad un'area molto vasta, che richiede interventi di lunga percorrenza;
- Necessità di cambiare le abitudini di utilizzo dei veicoli:
  - rimettere in carica il veicolo al rientro dal servizio
  - adottare preferibilmente il veicolo elettrico al posto del veicolo termico (i furgoni sono in aggiunta ai veicoli a disposizione) e/o programmare gli interventi in funzione dell'autonomia dei veicoli

Inoltre vi sono stati fattori contingenti che hanno limitato l'utilizzo, quali ad esempio l'assenza di pneumatici anti-neve in 4 dei 5 furgoni.

L'analisi delle fasce orarie in cui sono state effettuate le ricariche rivela una prevalenza delle ricariche nelle fasce pomeridiana e notturna. Invece il profilo tipico di produzione osservato rivela una maggiore produzione nella fascia oraria 11-14 (Tabella 7). Pertanto, si ritiene che l'integrazione

con un sistema di storage sia indispensabile per garantire che l'energia utilizzata per la ricarica provenga da fonti rinnovabili.

**Figura 46**



**Tabella 7**

Fascia oraria di ricarica	Numero di letture al quarto d'ora in fase di ricarica
fascia 19-24	2492
fascia 15-18	2662
fascia 11-14	1702
fascia 0-10	2643
<b>Totale complessivo</b>	<b>9499</b>

### 3.4.6 Perdite di rete

Si è calcolato che inserendo il sistema di controllo della tensione, le perdite tecniche di rete diminuiscono.

Il sistema di controllo della tensione di sbarra in programma P3, infatti, tende a mantenere “il più basso possibile” il valore della tensione di sbarra, compatibilmente con la tensione minima al nodo critico nel caso di mancanza della generazione distribuita.

Mantenendo la tensione di sbarra “bassa” si hanno i seguenti effetti in rete:

- diminuiscono le perdite a vuoto di tutti i trasformatori MT/BT
- diminuiscono le perdite a vuoto del trasformatore AT/MT. Tali macchine sono equipaggiate con un variatore sotto carico (VSC) sul lato AT del trasformatore; per ridurre la tensione di sbarra lato MT, il variatore incrementa la presa sul lato AT, inserendo più spire. Questo

equivale, agli effetti delle perdite a vuoto, ad una riduzione della tensione AT. le perdite a vuoto, pertanto, diminuiscono.

- per la parte di rete che alimenta carichi che si comportano come impedenze, le perdite lungo le linee diminuiscono (perdite serie per effetto Joule) in quanto la corrente diminuisce al diminuire della tensione.

Nell'ambito del Progetto Isernia sono state calcolate, tramite il sistema DMS, le perdite di energia, relativa alla sbarra verde della CP Carpinone (trasformatore AT/MT incluso) per l'anno 2014, prima impostando la sbarra MT ad una tensione suggerita dal programma P1, e poi ad una tensione suggerita dal programma P3.

Si è riscontrato che, con il programma P3, le perdite di rete diminuiscono di circa 25 MWh/anno.

#### 3.4.7 Connettività

Il periodo di osservazione è stato insufficiente per l'esecuzione di tali registrazioni. Questo tipo di monitoraggio verrà eseguito nei mesi a venire.

### 4. ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO

Scopo di questa sezione è quello di fornire un quadro dei costi del progetto e valutazioni sulla sostenibilità dei costi in caso di estensione su larga scala

#### 4.1 Peculiarità del progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata

Le problematiche che è opportuno evidenziare sono espresse nei punti che seguono.

- Connettività wireless: la fornitura del servizio di connettività delle cabine secondarie e di consegna verso i produttori (si tratta di circa 60 impianti) è stata aggiudicata attraverso una gara pubblica, invitando i maggiori provider sul territorio italiano. La criticità consiste nello scarso interesse mostrato dagli offerenti pubblici interpellati. In pratica è stata ricevuta una sola offerta che, peraltro, ha esposto prezzi molto superiori a quelli preventivati, dando luogo ad una trattativa più lunga del previsto. 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).
- 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 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 stati costretti ad estendere la progettazione delle apparecchiature a logiche legate al sistema di comunicazione che non erano originariamente previste. In particolare, durante le vari fasi del progetto e in collaborazione con alcuni produttori di apparati e istituti di ricerca (CESI, PoliMi, etc.) sono stati specificati 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).

- 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. Inoltre, la struttura regolatoria attuale, che non permette ai Distributori di dotarsi di impianti di produzione propri, ha comportato ulteriori ritardi dovuti al completo re inquadramento delle pratiche di connessione impianto.

In generale, il volume dei dispositivi previsti nel progetto non ha consentito economie di scala ma è opportuno evidenziare che il costo delle soluzioni implementate dipende oltre che dal numero degli oggetti richiesti al mercato, anche dalla standardizzazione degli stessi.

Ad esempio qualora il profilo di comunicazione all’interfaccia Distributore-Cliente produttore, secondo protocollo IEC61850, fosse standardizzato, le funzioni previste negli apparati DV7300 e IRE potrebbero essere facilmente integrate all’interno degli apparati di mercato attualmente utilizzati negli impianti di produzione distribuita (Protezione di interfaccia, data logger di impianto).

In tal modo le funzioni previste avrebbero un costo per il produttore praticamente irrilevante.

#### 4.2 Investimenti ammessi all’incentivazione.

Nella tabella che segue sono riportati i costi previsti e quelli effettivi sostenuti da inizio progetto.

Attività/materiali		QTÀ	Costo previsto (k€)	Costo Effettivo a DIC 2014 (k€)	Scostamento %
Installazioni attivazione nodi elettrici	Adeg. STM di CB	1	10,00	0,00	-100%
	Adeg. DMS di CB	1	10,00	0,00	-100%
	Adeg. CP Carpinone	1	159,60	345,05	116%
	Adeg. CSAT Carovilli	1	46,70	104,50	124%
	Pred. Produttori	10	355,00	127,99	-64%
	Pred. Cli passivi	7	171,50	160,46	-6%
	Pred. TC telecontrollate	27	256,50	497,52	94%
	Pred. CS "Centro sq M"	1	10,00	0,00	-100%
Sistema di comunicazione in fibra ADSS	Collegamento in Fibra ADSS CP Carpinone-Produttore "Enel Green Power" su Linea "Sessano"	4km + 100 m scavo	44,90	41,80	-8%
	Collegamento in Fibra ADDSS CP Carpinone-CSAT Carovilli	17km + 200 m scavo	174,35	146,82	
	Raccordi in FO alternativi alla connettività rete mobile LTE (cab. F.te Leone / Fiumarello)		0,00	13,21	
Stazione di ricarica ottimizzata	Stazione di ricarica ottimizzata (colonnine di ricarica, fotovoltaico, ecc) escluso storage.	1	394,00	11,96	-97%
	Dispositivo di Storage completo di Inverter e controllo.	1	1.080,00	1.257,90	16%
Sistema Smart Info (*)	Sviluppo Smart Info	1	800,00	173,27	-78%
	Sviluppo SW su AMM	1	400,00	289,00	-28%
	Costo apparato (Clienti CP Carpinone)	8500 SI + 8200 Display	425,00	903,25	113%
Intefaccia verso TERNA	Sistema centrale di gestione dati versi TERNA (HW +SW)	1	630,00	1.159,67	84%
Sviluppi ad hoc	Sviluppo IEC 61850 e Protezione differenziale di Linea per Protezione Centralizzata	1	265,00	385,32	45%
	Studio rete di comunicazione	1	200,00	1.042,64	421%
	Studio proposta di regolazione + servizio di dispacciamento	1	100,00	0,00	-100%
	Sviluppo sistema di controllo energetico stazione di ricarica	1	200,00	479,13	140%
	Sviluppo interfacce Generatore biomasse	1	220,00	243,92	-45%
	Sviluppo interfacce Generatore idroelettrico	1	220,00		
	Project management	1	567,80	5,78	-99%
<b>COSTI TOTALI DEL PROGETTO PILOTA [k€]</b>			<b>6.740,35</b>	<b>7.389,19</b>	<b>10%</b>

(\*) Costi progettazione SI e display non a carico del progetto

**Tabella 8: Costi progetto Isernia**

I maggiori costi sostenuti sono pari a circa 648 M€ (10% in più del previsto); gli scostamenti più significativi sono relativi a:

- Rete di Comunicazione (+421%);
- MAGO e interfaccia verso TERNA (+84%).
- Dispositivi di Storage (+16%).

I costi di sviluppo del dispositivo smart info e del display, non sono stati imputati al progetto.

#### 4.3 Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.

I costi operativi a livello di **sistema di Telecontrollo ed apparati periferici** sono riconducibili a:

- a. aumento dei costi di manutenzione correttiva del sistema centrale di telecontrollo legati alla gestione delle nuove funzionalità introdotte con il progetto (servizi a cura di fornitori esterni);
- b. aumento dei costi del personale ENEL in quanto, a causa della maggiore complessità del sistema, è necessario l'impiego di figure professionali con profili più specialistici per la configurazione del sistema centrale e degli apparati in campo;
- c. Aumento dei costi legati alla formazione ed al training del personale ENEL;
- d. Aumento dei costi relativi alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli apparati di telecontrollo di proprietà Enel presso tutte le cabine primarie, secondarie e le cabine di consegna utente;
- e. Introduzione dei costi legati alla manutenzione correttiva del dispositivo di Storage;
- f. Introduzione dei costi di manutenzione ordinaria dell'infrastruttura di ricarica e dell'impianto fotovoltaico installato sulla pensilina;

I costi operativi per la **rete di Telecomunicazione** sono riconducibili a:

- a. servizi offerti dai fornitori esterni, in particolare canoni di connettività e manutenzione di apparati;
- b. servizi offerti da fornitori interni all'azienda Enel e quindi i costi di gestione della infrastruttura di rete da parte delle strutture di operation "centrali" e "territoriali".

I costi di "connettività" da riconoscere al carrier per la copertura wireless e wired degli impianti Enel coinvolti nel progetto, secondo quanto già definito come SAP (Service Access Point) al paragrafo "Modello di business adottato" nella costruzione della rete di Telecomunicazione ammontano a circa 134 k€/anno.

I costi di manutenzione, con approccio di tipo "swap repair" oppure "on-site", nel caso di impianti più critici (HUB e CP), di tutti gli apparati di Telecomunicazione installati presso gli impianti Enel, sono riconosciuti ai fornitori degli stessi materiali e ammontano complessivamente a circa 25 k€/anno.

I costi del personale interno Enel sono necessari:

- alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli apparati di comunicazione di proprietà Enel presso tutte le CS e i locali dei clienti, per cui si stimano non meno di 80 gg. uomo/anno
- alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli apparati di comunicazione di proprietà Enel presso la CP di Carpinone ed il Centro Satellite di Carovilli, per cui si stimano non meno di 10 gg. uomo/anno
- al monitoraggio h24 7x7 della rete di Telecomunicazione da parte del Centro di Gestione Enel dedicato al management delle network di processo, per un valore di circa 70 k€/anno



Il dettaglio dei costi unitari è contenuto nella tabella che segue.

Servizio	Descrizione	Quantità	Importo unitario [€/anno o gg/uomo/anno]	Totale [€/anno o gg/uomo/anno]
<b>Canone annuo di connettività da riconoscere al carrier TLC</b>				<b>€ 133.600</b>
	Collegamenti di raccolta 2 x 1 Gbit Eth su Hub	1	€ 100.000	€ 100.000
	Copertura LTE della CS con CPE on-site	59	€ 400	€ 23.600
	CDN 2 Mb/s in CP	1	€ 10.000	€ 10.000
<b>Canoni di manutenzione per cavo in fibra ottica</b>	Costo a km	23km (5 tratte)	?	?
<b>Contratti di manutenzione on-site e/o swap repair di apparati TLC Enel presso tutti gli impianti, periferici e centrali</b>				<b>€ 22.000</b>
	Manutenzione on-site apparati CP Carpinone	1	€ 2.300	€ 2.300
	Manutenzione on-site apparati C. Sat. Carovilli	1	€ 1.500	€ 1.500
	Manutenzione on-site ASR di HUB	1	€ 7.600	€ 7.600
	Manutenzione "swap repair" switch per clienti attivi e passivi	12	€ 300	€ 3.600
	Manutenzione "swap repair" per router di CS	70	€ 100	€ 7.000
<b>Costi di manutenzione da parte delle strutture territoriali di Enel</b>				<b>82 gg/uomo</b>
	Manutenzione ordinaria in CS	61	1 g./uomo	61 g./uomo
	Manutenzione ordinaria presso locali utente (clienti attivi e passivi)	5	1 g./uomo	5 g./uomo
	Manutenzione ordinaria presso CP Carpinone e Carovilli	2	2 g./uomo	4 g./uomo
	Manutenzione straordinaria per la totalità degli impianti periferici (interventi on-site + attività di backoffice)	12	1 g./uomo	12 g./uomo
<b>canone annuo per la gestione h24 7x7 della rete TLC</b>			€ 70.000	<b>€ 70.000</b>

**Tabella 9: riassunto costi operativi (OPEX) rete di comunicazione**

#### 4.3.1 Smart Info

Tra i costi di gestione necessari alla diffusione di una soluzione analoga al kit Enel Info+ occorre considerare:

- Costi di distribuzione dei dispositivi
- Costi di assistenza al cliente
- Costi di comunicazione

Nel progetto tali costi ammontano all'incirca a 600k€, ovvero 100€ a kit. È opportuno notare che circa il 40% di questi costi sono attribuibili alle iniziative di comunicazione, che in parte non variano in funzione del numero di partecipanti. L'esperienza del progetto pilota ha permesso di individuare margini di miglioramento che possono ridurre i costi gestione:

- Selezione dei mezzi di comunicazione efficace (es. email vs cartacea, contatto diretto e personalizzato tramite lettera/email, giornali locali poco efficaci vs diffusione notizia attraverso accordi con associazioni/ordini professionali)
- Gestione online e semplificazione dei processi di consegna, commissioning e assistenza al cliente (che riducono il numero di ore uomo necessarie alla gestione)
- Riduzione del numero di problematiche dovute al commissioning (circa il 50% delle problematiche riscontrate e gestite), grazie alla soluzione plug&play

Tuttavia occorre considerare che una soluzione accessibile da remoto richiede costi di gestione di un database web.

#### 4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità

##### 4.4.1 Economie di scala

Il progetto ha permesso lo sviluppo e la messa a punto dei nuovi apparati e sistemi descritti nella presente relazione. L'approccio seguito da Enel Distribuzione è quello di standardizzare soluzioni replicabili e scalabili nell'ambito della propria rete: le esperienze messe a punto con il progetto Isernia hanno portato, nell'ambito di progetti analoghi, a replicare, sia pur con gli adeguamenti necessari, quanto qui realizzato.

L'esito delle nuove gare di acquisizione di apparati e servizi ha già evidenziato che il trend dei prezzi delle nuove tecnologie è in netta diminuzione.

La variazione più significativa è stata registrata nei costi per punto (Cabina secondaria e/o cliente MT) per i servizi di connessione a banda larga con tecnologia LTE, che sono stati approvvigionati a prezzi inferiori fino ad un ordine di grandezza rispetto ai costi sostenuti nel cluster di Isernia. Va evidenziato che le condizioni al contorno (ad esempio ubicazione geografica e densità di popolazione) tra l'area di Isernia e le aree interessate dai nuovi progetti sono certamente diverse, ma la variazione è tuttavia tale da poter essere considerata comunque significativa. I prezzi dei dispositivi di routing e networking sono pure in diminuzione, grazie anche alle dinamiche di mercato e alla diffusione di dispositivi rugged per applicazioni industriali. Resta ad oggi vincolante la compatibilità con gli standard utilizzati in ambito smart grid (ad es. IEC 61850), non sempre disponibile sugli apparati a listino dei più importanti fornitori.

I prezzi dei dispositivi RGDM si sono ad oggi dimezzati, mentre gli smart termination (sensori MT di corrente e tensione di fase) sono stati acquisiti a un prezzo tre volte inferiore, grazie alle quantità ordinate.

Le periferiche di cabina primaria TPT2020 sono state approvvigionate come evoluzione funzionale delle periferiche TPT2000 di precedente generazione, in quanto gli sviluppi necessari per l'evoluzione dell'apparato sono ormai disponibili e quindi l'incremento di prezzo è da ritenersi marginale.

I costi dei dispositivi DV7300 e della protezione centralizzata non hanno subito ad oggi particolari variazioni in quanto le acquisizioni successive al progetto sono state trascurabili.

Restano pure pressoché invariati i costi per i dispositivi IRE, in quanto legati alle necessarie personalizzazioni, dovute alle caratteristiche peculiari di ciascun impianto utente.

#### Smart info

Economie di scala sono possibili sul costo dello smart info e del display. In particolare si stima sia possibile conseguire un abbattimento del costo del dispositivo smart info superiore al 50% per produzioni dell'ordine del milione di pezzi e di almeno il 30% sui display.

#### 4.4.2 Accordi quadro

#### 4.4.3 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile

#### 4.4.4 Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni

#### Smart info

Relativamente allo smart info, è opportuno notare che tale soluzione è immediatamente disponibile (fatto salvo i tempi di produzione dei dispositivi) per la diffusione su tutta la rete di Enel Distribuzione. Per le aree gestite da altri distributori con contatori di tecnologia Enel, Enel Distribuzione potrebbe mettere a disposizione Smart Info in un tempo inferiore a 12 mesi.

Per i distributori che hanno installato contatori di tecnologia non Enel, Enel Distribuzione potrebbe supportare lo sviluppo di un dispositivo smart info compatibile con tali contatori.

### **5. VALUTAZIONI CONCLUSIVE**

Scopo di questa sezione è quello di fornire le valutazioni conclusive della impresa distributrice sui risultati del progetto rispetto alle aspettative

#### 5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali)

Il progetto Isernia ha consentito il conseguimento degli obiettivi previsti in partenza, in particolare consentito di mettere a punto alcune funzionalità base nel contesto delle Smart Grids.

L'esperienza fatta nel corso della sperimentazione ha permesso di:

- dimostrare la fattibilità pratica di quanto teoricamente ipotizzato;
- verificare la corretta impostazione dell'architettura progettuale;
- affinare le specifiche funzionali dei nuovi componenti e dei sistemi adottati;
- integrare i vari componenti sia dal punto di vista funzionale che di interfaccia;
- fornire input agli organismi di normazione per una standardizzazione a livello nazionale e internazionale;
- disporre di una rete già equipaggiata per ulteriori valutazioni ed evoluzioni future.

## 5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi verso effettivi)

Sulla base di quanto riportato nella Determina 7/10, i benefici attesi dai progetti pilota sono divisi in quattro ambiti di valutazione. Con riferimento a tali ambiti possiamo affermare che:

- La “Dimensione” del progetto è conforme a quanto atteso sia per quanto riguarda il numero di impianti coinvolti sia per i transiti di energia in gioco;
- La componente “Innovazione” si è concretizzata nella completa implementazione della infrastruttura tecnologica prevista, includendo gli apparati per il coinvolgimento della GD e dell'utenza in genere, l'evoluzione dello SCADA, gli apparati abilitanti la demand response ed il sistema di Storage;
- La componente “Fattibilità” ha dimostrato criticità per quanto riguarda i tempi di attuazione del progetto che, a causa di ritardi non prevedibili, non hanno permesso di effettuare un congruo periodo di osservazione in esercizio reale. A tale mancanza si potrà porre rimedio estendendo il periodo di osservazione e test oltre la deadline inizialmente prevista;
- La “Replicabilità” è conforme a quanto attesa sia in termini di estendibilità su larga scala delle soluzioni implementate che di impiego di protocolli standard. I costi si sono rivelati più alti di quanto stimato ma possono essere ridotti attraverso le economie di scala che il progetto Isernia non poteva comportare.

Particolare menzione meritano i benefici attesi dalla distribuzione del kit Enel info+ presso i clienti BT alimentati dalla CP Carpinone che sono:

- riduzione complessiva dei consumi delle utenze
- maggiore consapevolezza relativamente all'utilizzo dell'energia elettrica
- valutazione del gradimento e delle modalità di utilizzo di tali tecnologie e servizi, per sviluppi ulteriori.

I risultati delle interviste e dell'analisi dei dati di consumo hanno dimostrato gli effettivi benefici derivanti dall'utilizzo dello Smart Info in termini di riduzione dei consumi ed uso consapevole dell'energia elettrica. Peraltro il tasso di adesione alla sperimentazione è risultato piuttosto elevato, pur trattandosi di una zona con età media molto avanzata e scarsa informatizzazione.

Il feedback degli sperimentatori ha fornito gli spunti attesi per una revisione della soluzione tecnologica e degli aspetti organizzativi del progetto in ottica di una gestione efficiente anche su larga scala e di un alto livello di coinvolgimento dei partecipanti.

### 5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate

Tutte le soluzioni tecniche applicate da Enel Distribuzione all'ambito del progetto Isernia sono standardizzate (ed unificate), a livello aziendale, sia per la parte hardware che software.

Con riferimento alla standardizzazione a livello europeo e internazionale, laddove possibile si sono adottati apparati e protocolli standard e /o di mercato. Le criticità più importati sono già evidenziate nel cap. 4.1.

Relativamente al dispositivo di regolazione dell'energia (IRE), da installare all'interno dell'impianto del produttore privato, si evidenzia che il protocollo utilizzato per lo scambio informativo con il sistema di controllo del Distributore è conforme allo standard IEC 61850.

Tuttavia per una completa interoperabilità di tale apparato al variare dei costruttori e delle diverse architetture di impianto, è auspicabile definire e unificare un Profilo standard da impiegare in tutti gli impianti e per tutti gli apparati (multivendor). Su tale fronte Enel è attiva sia mediante tavoli bilaterali con i costruttori che attraverso gli organismi di normazione nazionale ed internazionale.

#### Smart info

Come riportato nel documento "Osservazioni di Enel SpA al documento per la consultazione 232/2014/r/com 22 maggio 2014": "Lo Smart Info è compatibile con tutti i contatori di tecnologia Enel diffusi sul territorio nazionale, ad eccezione dei contatori di ACEA Distribuzione e di qualche piccolo distributore. Per i contatori di tecnologia Enel installati da altri distributori, Enel Distribuzione potrebbe mettere a disposizione lo Smart Info. In tutti gli altri casi, l'Autorità potrebbe richiedere ai distributori - entro un adeguato arco temporale - di rendere disponibile un'opportuna interfaccia per far sì che i clienti che lo desiderino abbiano accesso ai loro dati di consumo. Enel Distribuzione è disponibile a sviluppare congiuntamente agli altri distributori tali soluzioni."

In un contesto regolatorio che preveda la diffusione di smart info a tutti i clienti finali, il protocollo di comunicazione tra lo smart info e i dispositivi di visualizzazione dei dati sarebbe reso disponibile pubblicamente, così da permettere a soggetti terzi di sviluppare applicazioni e/o dispositivi associabili a smart info e/o di fornire servizi a valore aggiunto.

### 5.4 Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità

In aggiunta a quanto già segnalato al capitolo 4.1 si evidenzia quanto segue.

Con riferimento ai sistemi di telecomunicazione wireless adottabili, la scelta non può che indirizzarsi sulla rete LTE pubblica. In tal caso il tema critico per le Utility è quello dell'"asservimento" a un Provider, dato che è impensabile sostituire le SIM disperse sul territorio. Sarebbe sicuramente opportuna una effettiva "intercambiabilità" del PROVIDER, ad esempio avvalendosi di SIM HW (SIM on-chip) tele caricabili in base al provider aggiudicatario del servizio.

L'impiego della fibra ottica ADSS per quanto più economico di quella interrata è comunque costoso (10-11k€/km) va quindi valutata la possibilità di un uso condiviso dell'infrastruttura con un provider pubblico di servizi TLC

A livello di sistemi centrali di controllo, le funzionalità implementate sono immediatamente estendibili al territorio nazionali; occorre soltanto un potenziamento dei front-end di gestione delle periferiche connesse in always-on. Infatti, rispetto alle attuali connessioni on demand (GSM) il carico elaborativo risulta notevolmente superiore.

Tra le funzioni immediatamente replicabili si segnala quella che fornisce i dati di forecasting relativi alla generazione distribuita al gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA).

In relazione al quadro regolatorio attuale, ad oggi le soluzioni tecniche che prevedono il “controllo” dei clienti produttori, messe a punto nel progetto non possono essere applicate nella realtà. Nel caso in cui si voglia effettivamente applicare tali soluzioni su vasta scala è necessario normare e/o remunerare i servizi che si richiedono ai clienti privati.

Inoltre è necessario aggiornare le regole di connessione (es. norme CEI 0-16 e CEI 0-21) in modo da includere gli apparati di controllo identificati nel progetto nelle normali dotazioni obbligatorie per l'allaccio alla rete del distributore.

L'utilizzo dei sistemi di accumulo da parte del Distributore non dispone di un quadro normativo completo analogo agli altri componenti di rete. Ad oggi non è ancora ben definibile il rapporto costi/benefici dell'applicazione di tali sistemi sulle reti elettriche.

### Smart info

Sulla base dell'esperienza di Isernia, sono stati individuati gli aspetti chiave per estendere Enel Info+ da una dimensione sperimentale ad un vero e proprio servizio su larga scala.

In vista della consegna di smart info ai cittadini coinvolti in altri progetti italiani per la realizzazione di “smart city”, è stato progettato un portale (accessibile dal sito ufficiale di Enel Distribuzione) per dare informazioni sull'iniziativa e per garantire la gestione automatica online semplificata delle richieste di adesione, della configurazione, delle consegne e dell'assistenza tecnica. Una gestione efficiente e tempestiva di questi aspetti, infatti, si è rivelata di fondamentale importanza per mantenere alto il livello di partecipazione degli utenti ed instaurare con loro un rapporto di fiducia e collaborazione.

Inoltre, diversi sono stati gli spunti di miglioramento della soluzione tecnologica: rendere lo smart info completamente Plug&Play, abilitarne la connettività wireless e rilasciare una nuova application suite software di visualizzazione dei dati sia in locale che in remoto. Questi interventi sono stati concepiti sia in ottica di una diffusione di smart info su larga scala che per mantenere alto l'interesse degli utilizzatori.

A Maggio 2014 l'AEEGSI ha pubblicato un documento di consultazione per la ricognizione delle diverse tecnologie per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza a tutti i clienti finali dotati di misuratore elettronico, in un'ottica di maggiore diffusione dell'efficienza energetica e della customer awareness. Enel smart info è stata una delle soluzioni tecnologiche valutate ed, ad avviso di Enel, l'unica che permette di cogliere gli obiettivi di efficienza energetica e maggiore consapevolezza alle condizioni più convenienti per gli utenti finali. Come riportato nel documento “Osservazioni di Enel spa al documento per la consultazione 232/2014/r/com 22 maggio 2014”: “Ad avviso di Enel, al fine di agevolare la diffusione dello Smart Info, andrebbe previsto che tutti i clienti finali - sia sul mercato libero che sul mercato della maggior tutela - possano richiedere tale dispositivo agevolmente e a condizioni non discriminatorie. A tal fine dovrebbe essere data la possibilità a tutti i clienti finali di richiedere il dispositivo Smart Info al proprio venditore che, a sua volta, procederà ad inoltrare la richiesta all'impresa distributrice competente, come già oggi avviene per tutte le prestazioni commerciali erogate dal distributore. Tale procedura dovrebbe riguardare lo Smart Info ed eventualmente su richiesta del cliente anche un kit base di monitoraggio dei consumi che potrebbero essere forniti dal distributore alle società di vendita ad un prezzo regolato, uguale per tutti e non discriminatorio. Il suddetto processo non

esclude la possibilità per i venditori e per altri soggetti terzi, che abbiano sviluppato applicazioni e dispositivi abbinabili con lo Smart Info, di poter fornire servizi a valore aggiunto più avanzati. A tal fine, il protocollo di comunicazione con lo Smart Info sarebbe reso disponibile pubblicamente. Chiaramente la disponibilità dello Smart Info non esclude che i venditori del mercato libero possano anche offrire ai propri clienti, su richiesta, prodotti basati su tecnologie diverse”

### Mobilità elettrica

A seguito dell'esperienza maturata ad Isernia, è stato avviato un progetto di elettrificazione della flotta aziendale che prevede la sostituzione di 234 termici tradizionali con altrettanti veicoli elettrici (100 Renault Kangoo di nuova generazione, 134 Renault Zoe) e l'installazione di adeguata infrastruttura di ricarica presso le sedi di zona interessate. Le zone prescelte sono prevalentemente urbane. Inoltre saranno intraprese iniziative di formazione rivolte al cambiamento delle abitudini di utilizzo per mitigare i fattori limitanti citati nei capitoli precedenti.

## 5.5 Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire

Le principali funzionalità introdotte con l'evoluzione della rete MT nell'ambito del progetto Isernia sono:

- Telecontrollo MT su rete IP
- Regolazione della tensione MT dei nodi e controllo dei flussi di potenza attiva e reattiva
- Selettività logica per la ricerca del tronco guasto
- Teledistacco della generazione distribuita per evitare il fenomeno di “islanding”

Tutte queste nuove funzionalità devono essere supportate dai seguenti macrorquisiti per l'infrastruttura di comunicazione:

- Nuovi percorsi di comunicazione tra le sottostazioni (CS-CS e CS-CP)
- Comunicazione real-time
- Elevata banda trasmissiva disponibile
- Tempo di trasmissione tra impianti periferici (CS-CS e CP-CS) inferiore a 100 ms
- Sicurezza nel trasferimento e trattamento delle informazioni

Uno dei macrorquisiti che ha avuto maggiori impatti nella progettazione e realizzazione della soluzione della rete di Telecomunicazione è quello relativo alla velocità nel trasferimento dell'informazione tra impianti periferici, come risultato dell'effetto combinato dell'utilizzo di mezzi trasmissivi a bassa latenza ed elevata capacità.

La richiesta di mantenere il tempo di trasmissione del dato inferiore ad un valore di 100 ms è riconducibile in particolare alla necessità di implementare la funzionalità Smart Grid di Selettività Logica. Il dimensionamento della banda di accesso delle stazioni è fortemente dipendente dai requisiti di latenza richiesti, dalla topologia della rete in termini di massimo numero di IED coinvolti da un guasto sulla rete, dalla dimensione dei messaggi e da valutazioni probabilistiche sul traffico. Tenendo conto di questi elementi, l'analisi in fase di progetto ha condotto a ritenere necessaria una banda di accesso pari ad almeno 2Mb/s per ogni singolo impianto periferico (CP e CS). Pertanto, considerando gli stretti vincoli sulla latenza di trasmissione e sulla banda, nonché la necessità di coprire vaste aree di territorio, è stato previsto fin dalla fase progettuale l'utilizzo di

connettività LTE, scegliendo di utilizzare le proposte offerte dagli Operatori TLC presenti sul mercato nazionale.

I primi risultati sperimentali in campo hanno confermato la bontà della scelta effettuata in fase di progetto: dai primi campioni della campagna di misura delle performance di rete, utilizzando pacchetti di 400byte, cioè con dimensione equivalente ai messaggi GOOSE 61850, si evidenzia che il valore di RTT tra due sottostazioni raggiunge al massimo gli 80 ms (40 ms one-way), ben al di sotto della soglia stabilita.

Segue una tabella di sintesi con le diverse funzionalità di controllo ed automazione da implementare nel progetto “Smart Grid”, i requisiti caratteristici attesi dal punto di vista della comunicazione e le prestazioni.

<b>Funzionalità</b>	<b>Requisiti prestazionali della rete (progetto)</b>	<b>Prestazioni</b>	<b>Adeguatezza del vettore</b>
Telecontrollo della rete MT su rete IP (IEC 60870-5-104)	Connettività always on. Traffico di entità limitata e non particolarmente sensibile alla latenza	Connessione always on tra RTU di sottostazione e SCADA già in esercizio su tutti gli impianti.	SI
Regolazione della tensione MT dei nodi e controllo dei flussi di potenza attiva e reattiva (IEC 61850 MMS)	Banda di accesso 2 Mb/s, comunicazione real-time tra CP e CS con traffico non particolarmente sensibile alla latenza	Comunicazione real time, banda di accesso di CP e CS circa 2 Mb/s	SI
Selettività logica per la ricerca del tronco guasto (IEC 61850 GOOSE)	Comunicazione real-time, latenza di trasmissione tra sottostazioni 100ms (GOOSE on WAN), banda 2 Mb/s, trasmissione multi cast	Comunicazione real-time, latenza di trasmissione 40 ms, banda circa 2 Mb/s	SI
Teledistacco (IEC61850 GOOSE e MMS)	Comunicazione real-time, latenza di trasmissione 600ms (GOOSE on WAN), banda 2 Mb/s, trasmissione multi cast	Comunicazione real-time, latenza di trasmissione 40 ms, banda circa 2 Mb/s	SI

**Tabella 10: Matrice requisiti/prestazioni sistema di telecomunicazione**



## **6. ALLEGATI**

Si allega la seguente documentazione utile per la disseminazione e la comprensione di dettaglio dell'esperienza dell'utente attivo.

- Pubblicazioni tecniche:
  - Articolo CIRED 2014 - Paper 0261 “ Telecommunication Infrastructure fo Enel MV Smart Grids”
  - Articolo CIRED 2014 - Paper 0392 “Enel Smart Info after one year on field: lessons learned, evolution and results of the pilot”
- Scheda sintetica del progetto