

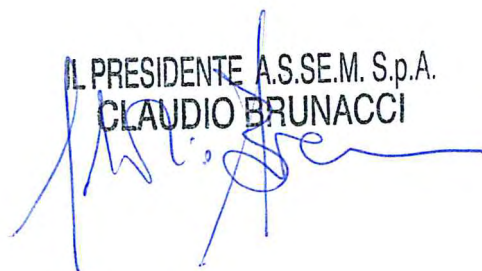
# **Progetto Smart Grid**

**A.S.SE.M. SpA**

## **Cabina Primaria di San Severino Marche (MC)**

RELAZIONE FINALE

IL PRESIDENTE A.S.SE.M. S.p.A.  
CLAUDIO BRUNACCI



## SOMMARIO

1. Descrizione generale del progetto dimostrativo .....	4
1.1 Descrizione sintetica.....	4
1.2 Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione .....	4
1.3 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato .....	5
1.4 Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto.....	6
1.5 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid.....	8
2. Caratteristiche tecniche del progetto pilota .....	9
2.1 La rete di distribuzione interessata dal Progetto .....	9
2.2 Il coinvolgimento degli utenti .....	12
2.3 L'architettura Smart Grid .....	13
2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete .....	27
3. Verifiche e misure in campo.....	33
3.1 Verifiche.....	33
3.2 Misure.....	45
3.3 Generazione intenzionale di eventi in campo.....	50
3.4 Indicatori precedenti e successivi agli interventi di smartizzazione .....	50
4. Analisi critica relativa ai costi del progetto .....	51
4.1 Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata .....	51
4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione .....	51
4.3 Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione. ....	55
4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità .....	56
5. Valutazioni conclusive .....	59
5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto .....	59
5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi).....	60

5.3	Standardizzazione delle soluzioni sperimentate.....	61
5.4	Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità.....	61
5.5	Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire	64
5.6	Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore.....	65
5.7	Accordi in essere con gli Utenti Attivi.....	66
5.8	Conclusioni in merito alla sperimentazione .....	66
6.	Allegati .....	68
	Allegato A. Lettere di adesione alla sperimentazione.....	68
	Allegato B. Bozza di regolamento di esercizio con gli Utenti Attivi coinvolti nel Progetto.....	68
	Allegato C. Pubblicazioni tecniche .....	68
	Allegato D. Scheda sintetica del progetto .....	69

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

Nella presente sezione si fornisce una descrizione sintetica del progetto Smart Grid A.S.SE.M., dei suoi obiettivi e del suo sviluppo temporale.

## **1.1 Descrizione sintetica**

Il progetto Smart Grid A.S.SE.M., presentato nell'ambito della procedura di selezione stabilita dalla 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 ed è finalizzato al miglioramento degli standard di esercizio della rete elettrica attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di minimizzazione dei costi.

Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito, CP) nella titolarità dell'azienda distributrice di energia elettrica A.S.SE.M. SpA di San Severino Marche (MC) e sulla rete ad essa afferente, coinvolgendo gli Utenti Attivi (UA) sottesi, nell'ottica di sviluppare un prototipo di Smart Grid capace di favorire la diffusione e l'efficace sfruttamento della produzione da fonti di energia rinnovabili. A tal fine, il Progetto prevede l'evoluzione verso una gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di comunicazione e controllo in grado di scambiare opportune informazioni con i singoli generatori da fonti rinnovabili (Generazione Diffusa: GD), così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema.

## **1.2 Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione**

La rete di distribuzione elettrica nella titolarità di A.S.SE.M. SpA ha visto negli ultimi anni la connessione di una crescente quantità di GD. Per far fronte, almeno in parte, alle criticità introdotte sulla rete da tale fenomeno, nel 2012, la coppia di trasformatori AT/MT di CP allora in esercizio (trasformatori da 10 MVA) è stata sostituita con due nuove macchine (25 MVA). Inoltre, nel corso del biennio 2012-2013, la rete A.S.SE.M. è stata soggetta a un riassetto volto a massimizzare la capacità della rete medesima ad accogliere nuove connessioni di GD. Il riassetto ha mirato, in particolar modo, a limitare le criticità relative ai profili di tensione lungo le linee (problematica completamente risolta con le nuove funzionalità previste dal Progetto), le congestioni lungo le dorsali di distribuzione, e il numero e la durata delle interruzioni che interessano gli Utenti.

Nel prossimo futuro, è inoltre previsto il passaggio al funzionamento a neutro compensato, mediante messa a terra con bobina di Petersen (attualmente la rete è esercita a neutro isolato). Questa ulteriore evoluzione nelle modalità di esercizio della rete avrà un beneficio diretto sulla

Qualità del Servizio fornito agli Utenti, riducendo l'impatto dei guasti monofase sulla loro continuità di esercizio (aumentando la probabilità di autoestinzione dei guasti monofase, evitandone il riadescamento, riducendo il numero, l'ampiezza e la durata delle sovratensioni e il rischio di arco intermittente). Inoltre, la limitazione della corrente di guasto faciliterà la realizzazione degli impianti di terra e permetterà una sensibile riduzione del pericolo per le persone. In questo nuovo scenario, saranno introdotte tecniche di automazione evolute, basate sulla selezione e l'isolamento del tronco affetto da guasto in modo automatizzato, direttamente attraverso gli organi di manovra lungo le linee della rete; tali tecniche ben si prestano a essere integrate nell'evoluzione della rete di A.S.SE.M.

In un contesto di forte penetrazione da fonti rinnovabili come quello delineato (nel 2014 la GD sottesa la CP Colotto aveva ampiamente superato i 27 MW), risulta evidente la necessità di implementare nuove soluzioni tecniche nella rete di distribuzione, con la finalità di garantirne un efficiente e sicuro funzionamento anche in presenza delle notevoli immissioni della GD, nonché per far fronte alle nuove esigenze del sistema elettrico, anche di Alta Tensione, che richiedono una sempre maggiore controllabilità delle unità di generazione diffusa.

### **1.3 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato**

Nella presente sezione si illustrano gli obiettivi funzionali e gestionali del Progetto Smart Grid A.S.SE.M. e l'impatto atteso nella gestione della rete di distribuzione e degli Utenti ad essi sottesa.

Il Progetto si è posto l'obiettivo di implementare le seguenti funzionalità.

1. Teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa mediante segnale inviato da remoto dalle protezioni di linea al Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) della generazione, con la finalità di prevenire fenomeni indesiderati, quali l'isola non intenzionale, e migliorare la continuità del servizio (evitare scatti intempestivi della GD).
2. Selettività logica tra le protezioni in Cabina Primaria e le protezioni nei Centri Satellite del Distributore (Cabina Smistamento Contro), volta al miglioramento degli indici di continuità del servizio degli Utenti.
3. Telecomando delle Cabine Secondarie con sistema di comunicazione always-on. Il telecomando delle Cabine Secondarie lungo-linea ha l'obiettivo di migliorare la continuità di esercizio degli Utenti e l'efficienza di gestione della rete.
4. Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD sulla base di una logica centralizzata. La regolazione della tensione

permetterà di incrementare la producibilità da fonti rinnovabili, di migliorare la qualità della tensione e l'efficienza della rete di distribuzione MT.

5. Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete da ciascuna unità di GD, finalizzata a ridurre l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico, sia a livello AT che a livello MT, durante particolari criticità di rete.
6. Monitoraggio delle iniezioni della GD, con scambio di segnali verso Terna. Il sistema di monitoraggio delle iniezioni della GD consente una più efficiente conduzione della rete elettrica da parte del personale A.S.SE.M. (ad es., al fine di gestire condizioni di contingenza che richiedono il riassetto della rete). Inoltre, l'architettura permette l'invio di dati a Terna (soddisfacendo i disposti dell'Allegato A70 al Codice di Rete) ed il teledistacco della generazione secondo i disposti dell'Allegato A72, nel verso di una migliore conduzione della rete di trasmissione.
7. Realizzazione di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione conforme alla Del. ARG/elt 198/11, in grado di effettuare la classificazione degli eventi in base all'origine (AT, MT, buco fittizio) sulla base delle informazioni raccolte, mediante protocollo IEC 61850, dai relè di protezione in CP.

Non si rilevano scostamenti significativi tra gli obiettivi inizialmente delineati e quanto effettivamente realizzato, se non un adattamento/ampliamento delle funzionalità previste per far fronte alle evoluzioni tecnico-regolatorie succedutesi nel corso della sperimentazione. Ciò ha riguardato, in primis, il sistema di monitoraggio dei buchi di tensione MT, non previsto in fase di istanza incentivante in quanto inserito in regolazione solo successivamente (Del. ARG/elt 198/11). Inoltre, altre funzionalità (telescatto, limitazione/modulazione in emergenza della GD) sono state armonizzate ai recenti sviluppi normativi-regolatorii, al fine di preservarne, o addirittura migliorarne, la valenza sperimentale.

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

Il Progetto era stato originariamente concepito per articolarsi su un arco temporale complessivo di 33 mesi, dal 1° aprile 2011 al 31 dicembre 2013.

La natura sperimentale del Progetto, le recenti evoluzioni tecnico-normative (Del. AEEGSI 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna), nonché la necessità di interfacciarsi presso gli Utenti Attivi ad apparati esistenti, ha determinato uno slittamento delle tempistiche inizialmente ipotizzate.

In particolare, in riferimento alle problematiche di interfaccia con gli Utenti Attivi, queste sono imputabili alla necessità di sviluppare soluzioni di volta in volta differenti, specifiche per il caso in esame, impattando sulle tempistiche richieste per il coinvolgimento degli UA nell'architettura Smart Grid. L'implementazione delle logiche di controllo sugli inverter esistenti è risultata particolarmente critica, in quanto per essa è stato necessario lo sviluppo di logiche firmware ad hoc da parte del Costruttore dell'apparecchiatura in campo (senza possibilità per A.S.SE.M. di garantire il rispetto delle tempistiche prefissate in fase di istanza).

Si sottolinea tuttavia che, in uno scenario prospettico in cui l'architettura Smart Grid del Progetto sia estesa agli impianti di nuova connessione, la soluzione proposta per l'interfacciamento agli Utenti Attivi sarà standardizzata e dunque di facile replicabilità: l'unica interfaccia tra i sistemi del Distributore e l'UA sarà costituita dal canale di comunicazione IEC 61850. La profilazione protocollare potrà essere unificata e quindi applicabile senza richiedere customizzazioni per le nuove connessioni. In questo scenario futuro, la predisposizione degli apparati presso l'impianto di utenza sarà a carico dell'UA, il quale non sarà vincolato a una particolare architettura dei propri impianti, a patto di rendere disponibili al Distributore i margini di regolazione e le informazioni concordate.

Sempre in merito ai ritardi della sperimentazione, si osserva inoltre come l'integrazione dell'architettura Smart Grid e del sistema di comunicazione sia un elemento che ha fortemente inciso sulle tempistiche realizzative del Progetto, specie nei casi di vettore di comunicazione condiviso con altre applicazioni e gestito da un operatore terzo (ad es., rete mobile). In quanto, per il corretto funzionamento della Smart Grid, la rete di comunicazione richiede personalizzazioni, che rendono indispensabili opportuni accordi tra l'operatore di telecomunicazioni ed il system integrator.

Ad oggi la quasi totalità delle apparecchiature è stata installata in campo e l'architettura Smart Grid è, seppur parzialmente, attiva. Permangono dei punti che richiedono lo svolgimento di attività di installazione, e soprattutto setup, a completamento del progetto sperimentale:

- interventi di installazione, setup e test relativi al vettore di comunicazione 3G;
- completamento degli interventi su alcuni Utenti Attivi, essenzialmente legati all'aggiornamento degli inverter per l'implementazione della regolazione di tensione e la modulazione in tempo reale della potenza attiva;
- setup dell'algoritmo di regolazione centralizzata della tensione;
- prosecuzione dell'acquisizione dei dati e dello svolgimento delle prove sull'architettura sperimentale.

### **1.5 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid**

Sulla rete A.S.SE.M. non sono attualmente in corso altre iniziative finanziate da soggetti terzi aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid.



## 2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA

Scopo di questa sezione è di fornire i necessari dettagli tecnici sulle principali caratteristiche del Progetto.

### 2.1 La rete di distribuzione interessata dal Progetto

#### 2.1.1 Caratteristiche principali

Il Progetto è realizzato sulla rete di distribuzione in Media Tensione afferente alla CP Colotto (coincidente con la totalità della rete di distribuzione MT nella titolarità dell'azienda A.S.SE.M. SpA). La rete, esercita a una tensione nominale di 20 kV, ha una estensione complessiva di 181,17 km (Tabella 1), di cui 109,46 km sottesi alla semisbarra Rossa e 71,71 km sottesi alla Verde. Ulteriori informazioni di dettaglio, riguardo all'estensione e alla composizione delle diverse linee che compongono il sistema di distribuzione, sono riportate in Tabella 2 e Tabella 3.

Linee MT	Cavo	Conduttori nudi	Totale
<b>TOTALE RETE A.S.SE.M. SPA</b>	<b>45,62</b>	<b>138,070</b>	<b>180,69</b>

Tabella 1. Consistenza della rete A.S.SE.M. SpA [km].

Linee MT	Cavo aereo	Cavo interrato	Conduttori nudi	Totale linea
<b>L1R – Agr. Rocch. Cannucc</b>	0,120	2,95	1,94	4,89
<b>L2R – Taccoli-Cesolo</b>	0,26	5,64	41,79	47,69
<b>L3R – Parolito-Cusiano</b>	0	1,22	17,18	18,40
<b>L4R – Feeder - Contro</b>	1,18	9,85	26,19	37,22
<b>L5R – Sede ASSEM</b>	0,07	0,23	0,66	0,96
<b>TOTALE SEMISBARRA ROSSA</b>	<b>21,40</b>		<b>87,76</b>	<b>109,16</b>

Tabella 2. Consistenza della rete A.S.SE.M. SpA sottesa alla semisbarra Rossa di CP [km].

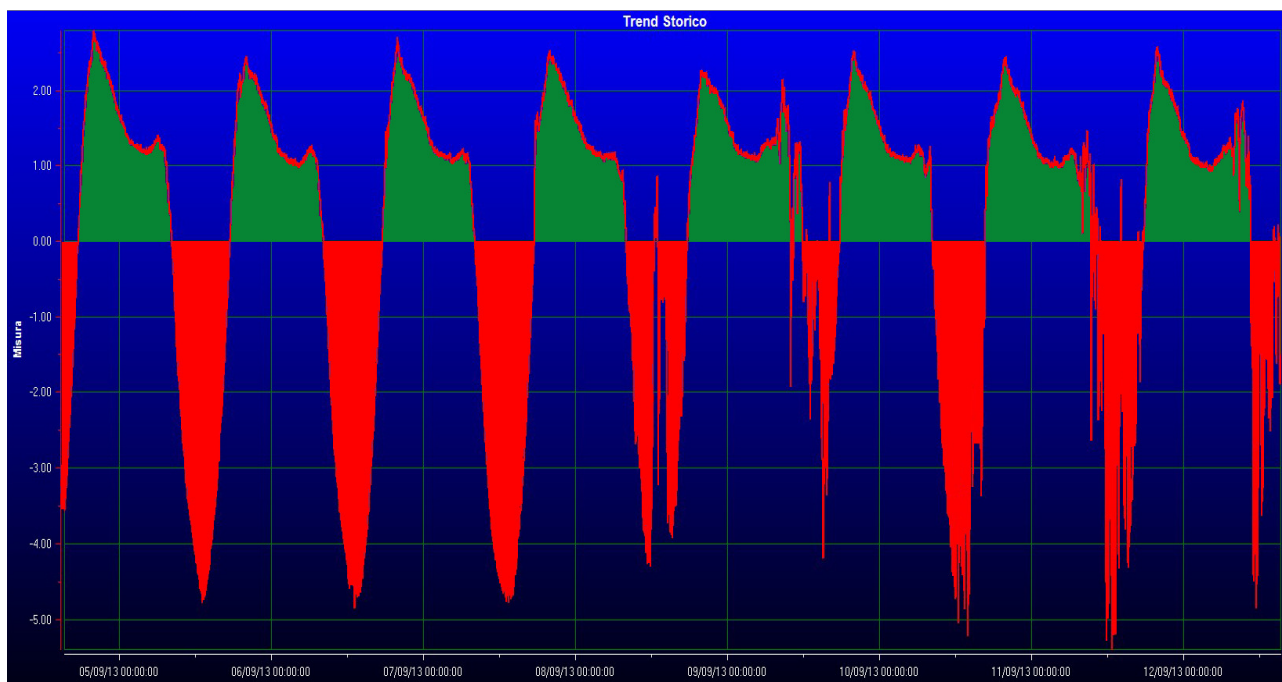
Linee MT	Cavo aereo	Cavo interrato	Conduttori nudi	Totale linea
<b>L1V – Caruccio-Cannucciario</b>	1,25	5,99	17,48	24,72
<b>L2V – San Bartolomeo-Città</b>	0	6,88	3,41	10,29
<b>L3V – Silga-S. Paolo</b>	0,57	0,06	19,23	19,86
<b>L4V – Z.I. 2-Palafitte</b>	0,09	8,71	2,12	10,92
<b>L5V – Z.I. 1-Marziario</b>	0,15	4,12	2,20	6,47
<b>TOTALE SEMISBARRA VERDE</b>	<b>27,82</b>		<b>44,44</b>	<b>72,26</b>

Tabella 3. Consistenza della rete A.S.SE.M. SpA sottesa alla semisbarra Verde di CP [km].

La rete di distribuzione sottesa alla CP Colotto è afferente ad un ambito a media concentrazione. La rete è infatti demandata ad alimentare le utenze del comune di San Severino Marche (circa 13 mila abitanti) compresa la relativa zona rurale (su una superficie totale di circa 193 chilometri quadrati). Il territorio è prevalentemente collinare, con ovvie implicazioni sulla raggiungibilità dei siti attraverso il sistema di comunicazione.

Nel 2014 la rete ha servito 8160 utenti per una potenza passiva totale di 43,55 MW. La GD ammontava a 370 unità (da fonte solare, idroelettrica ad acqua fluente, ed eolica), per una potenza di 27,6 MW.

Come evidenziato dalla Figura 1, la rete distribuzione nel periodo estivo opera stabilmente in controflusso.



**Figura 1. Profilo di scambio misurato in corrispondenza di un trasformatore AT/MT di CP a settembre 2013  
(in rosso il controflusso verso la RTN).**

### ***2.1.2 Caratteristiche tecniche delle cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal Progetto***

La rete di distribuzione A.S.SE.M. è connessa alla RTN a una tensione nominale di 132 kV (tensione di esercizio 120 kV) attraverso il nodo di San Severino, mediante uno schema di inserimento in antenna realizzato con la Linea Belforte – San Severino (Figura 2).

I sistemi di protezione AT attualmente presenti sono coordinati con quelli di Terna, sono monitorati per permettere l'accertamento del comportamento e la ricostruzione dei disservizi di rete, e

contribuiscono alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio.

La misura dell'energia scambiata nel punto di consegna è assicurata in accordo alle disposizioni di legge in materia e ne è garantita la disponibilità sia a Terna, sia al Distributore.

La sezione in Media Tensione è alimentata a 20 kV e suddivisa su due semisbarre (semisbarra Rossa e Verde), ciascuna sottesa a un trasformatore AT/MT da 25 MVA. Dalla semisbarra Rossa si dipartono i feeder L1R, L2R, L3R, L4R e L5R e un montante predisposto per un futuro impianto di rifasamento; a quella Verde sono invece connessi i feeder L1V, L2V, L3V, L4V, L5V, il banco di rifasamento di CP e i servizi ausiliari di CP (trasformatore MT/BT da 100 kVA).

Ciascun montante MT è protetto mediante un interruttore automatico, pilotato da un relè di protezione su cui sono attivate protezioni di massima corrente di fase (50/51) e direzionale di terra (67N). Sono inoltre abilitate procedure di richiusura automatica (richiusura rapida + 1 rich. lenta).

Sul lato MT dei trasformatori di CP sono presenti dei relè che implementano le funzioni di protezione di massima corrente di fase (50/51) e massima tensione omopolare (59N).

Il lato AT dei trasformatori medesimi è invece equipaggiato con protezioni di massima corrente di fase (50/51).

Infine, in arrivo alla linea AT, è presente una protezione atta a garantire il distacco dell'Utente (A.S.SE.M. SpA) dalla RTN, in presenza di guasto sulla rete medesima. A tale scopo, la protezione implementa funzioni di massima e minima tensione di fase (59/27), di massima tensione omopolare (59N) e di massima/minima frequenza (81).

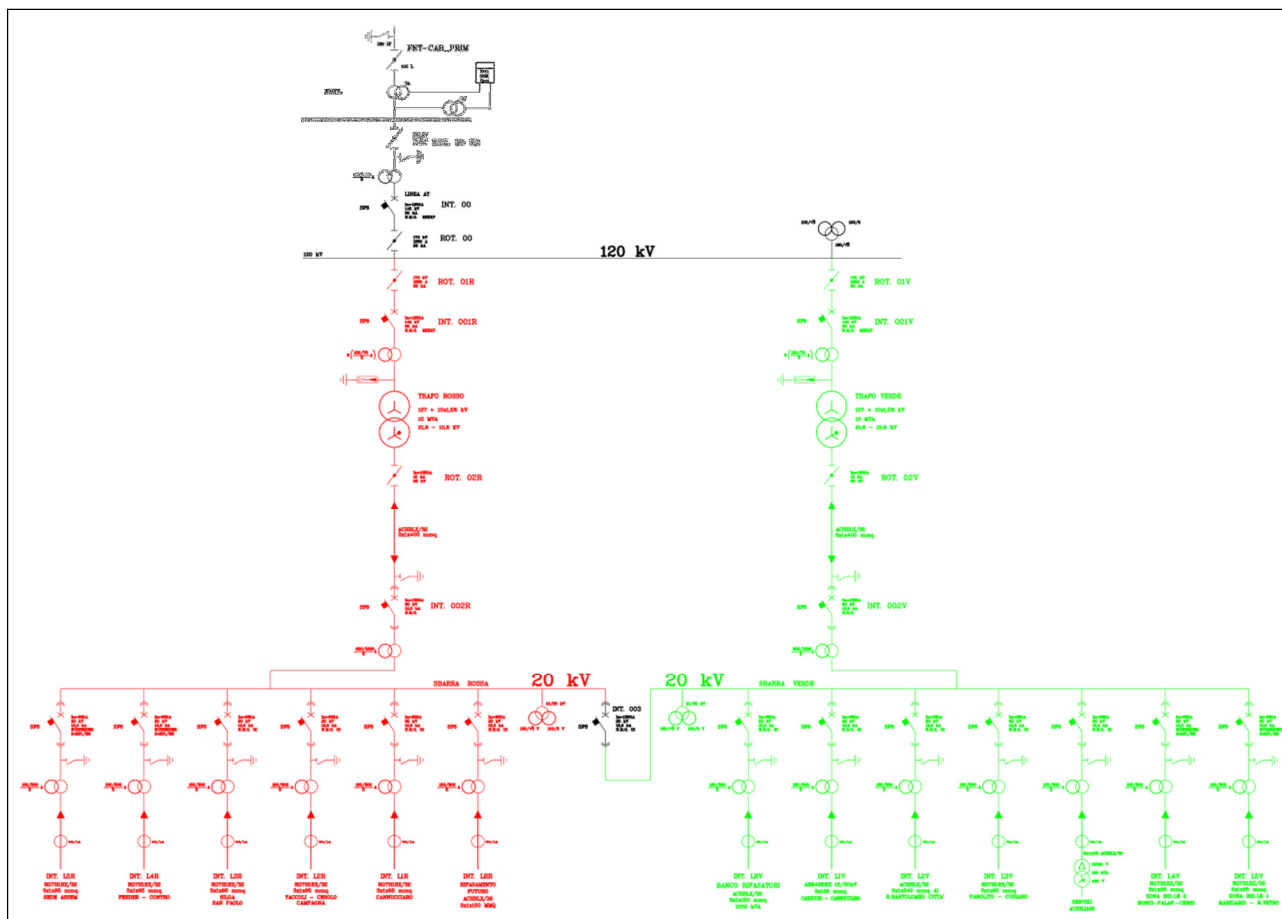


Figura 2. Cabina Primaria di San Severino Marche – Semisbarra Rossa e Verde.

## 2.2 Il coinvolgimento degli utenti

### 2.2.1 Caratteristiche delle utenze attive e passive coinvolte nel Progetto

La Tabella 4 riporta un quadro riassuntivo degli Utenti coinvolti nella sperimentazione, delle relative caratteristiche (fonte primaria, potenza contrattuale) e del feeder di connessione alla rete. In tabella è inoltre riportato il codice identificativo dell'UA che verrà impiegato, per ragioni di riservatezza, nel prosieguo del rapporto.

UA	Utente	Tipologia	Tensione	Feeder	Potenza contrattuale [kW]
1	A.S.SE.M. Patrimonio srl	Idroelettrico	MT	L1V	860
2	S.I.S. srl	Idroelettrico	MT	L4R	330
3	Novapower L2 srl	Fotovoltaico	MT	L1V	2320
4	Silo System Srl	Fotovoltaico	MT	L5R	1700
5	Promozioni Immobiliari Srl	Fotovoltaico	MT	L1R	900
6	Forestale Chiaravalle Soc. Agr. a r.l.	Fotovoltaico	MT	L1R	900
7	Agricola Rocchetta Soc. Agricola a r.l.	Fotovoltaico	MT	L1R	900
8	FaberEnergy Srl	Fotovoltaico	MT	L1R	900
9	Le Origini Soc. Agricola srl	Fotovoltaico	MT	L1V	850
10	Sostenibilità 3 Soc. Agricola srl	Fotovoltaico	MT	L1V	850
11	Impresa individuale Baccifava Lina	Fotovoltaico	BT	L1V	99

**Tabella 4. Impianti di generazione coinvolti nel Progetto.**

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

Nel progetto Smart Grid A.S.SE.M. non sono impiegate comunicazioni bidirezionali con gli utenti per la sperimentazione di strategie di demand response.

## **2.3 L'architettura Smart Grid**

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

Il Progetto è sviluppato nei seguenti siti nella titolarità di A.S.SE.M.:

- Centro di controllo A.S.SE.M.;
- Cabina Primaria Colotto;
- Cabina Smistamento Contro;
- Cabine Secondarie
  - A500;
  - AT5000;
  - T4080;
  - T4110;
  - T3040;
  - T4070.

### 2.3.2 Funzioni previste dall'architettura Smart Grid

Si illustrano le funzionalità innovative previste nel Progetto. Si evidenzia come, rispetto a quanto specificato inizialmente in fase di istanza progettuale, alcune delle funzioni abbiano richiesto integrazioni e/o parziali revisioni, al fine di consentirne il pieno coordinamento con i disposti degli ultimi aggiornamenti tecnico-normativi (Del. AEEGSI 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna).

#### 2.3.2.1 Funzionamento innovativo del SPI: telescatto

Nel Progetto è previsto l'invio, in caso di intervento di un Sistema di Protezione di Linea (SPL; sia esso ubicato in CP o nella Cabina Smistamento del Distributore), per tramite del Router di CP, o di CSM, del sistema di telecomunicazione (fibra ottica, Wi-Fi o rete mobile) e del Router di Utente Attivo, di un segnale di telescatto alle protezioni di interfaccia della GD sottesa (SPI), scongiurando il rischio che i generatori possano continuare ad alimentare la porzione di rete rimasta in isola (vedi Figura 3).

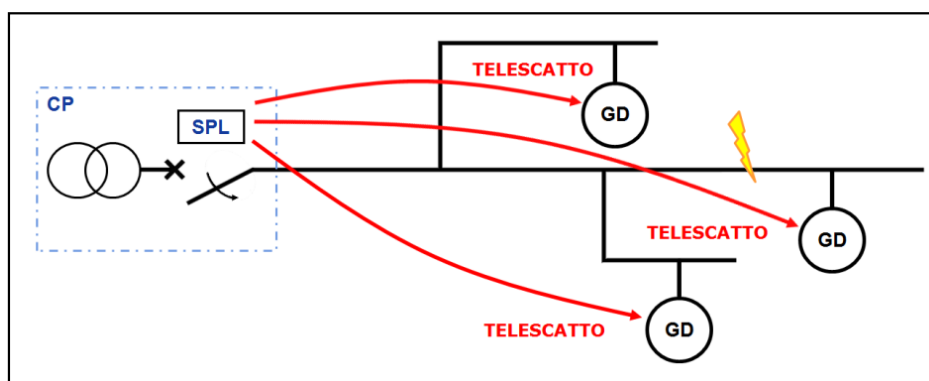
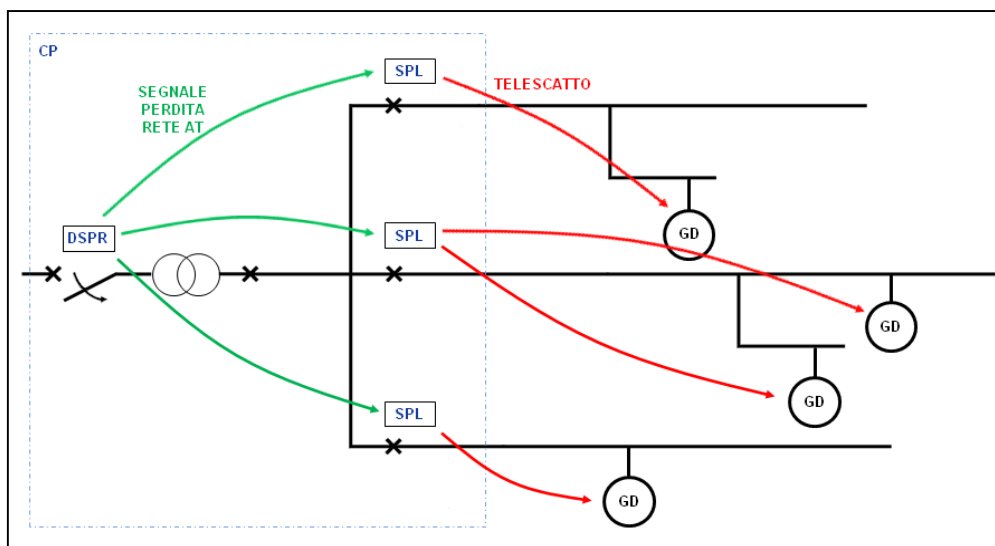


Figura 3. Invio del segnale di telescatto dai sistemi di Protezione di Linea (SPL) in CP alla GD sottesa.

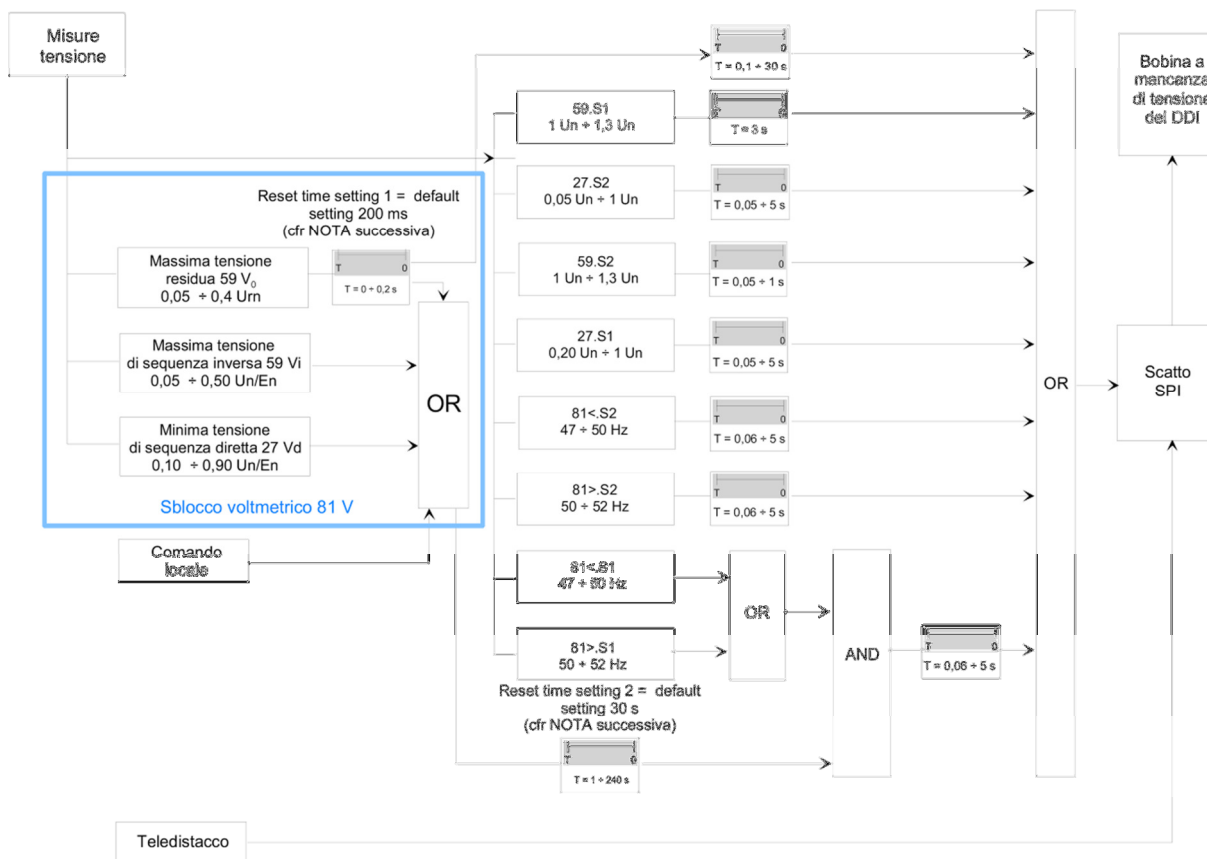
Inoltre, per consentire un sicuro esercizio della rete, l'interfaccia AT/MT di CP è dotata di opportune logiche, atte a rilevare l'eventuale separazione della rete di distribuzione dalla RTN (Dispositivo di Segnalamento Perdita Rete, DSPR). L'introduzione di questi dispositivi si rende necessaria al fine di evitare che, durante uno degli eventi AT appena citati, la mancata disconnessione della GD da parte dei SPI possa causare l'accidentale funzionamento in isola della porzione di rete sottesa alla CP. Al DSPR è quindi demandato il compito, nel caso di avvenuta separazione dalla RTN, di inviare il segnale di telescatto alla totalità della GD connessa alla rete (Figura 4).



**Figura 4. Invio del segnale di teleseccato alla GD in caso di intervento delle protezioni AT.**

La logica di funzionamento del SPI prevista nell'ambito del Progetto opera sulla base sia di logiche locali che di segnali provenienti da remoto, ed è stata sviluppata in accordo alle più recenti evoluzioni tecnico-normative (CEI 0-16; CEI 0-21; Figura 5).

In particolare, quando in CP si ha l'apertura dell'interruttore MT della linea di connessione oppure la perdita della connessione alla rete AT, in presenza di comunicazione, il sistema agirà in funzione delle informazioni provenienti da remoto (LCP) finalizzate allo scatto diretto del SPI (teleseccato). Il sistema dovrà però presentare anche un corretto funzionamento in assenza di comunicazione, implementando soluzioni tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione. A questo fine, in assenza del segnale di keep-alive del vettore di comunicazione verrà abilitata la logica di sblocco voltmetrico per il passaggio alle soglie restrittive (49,7 – 50,3 Hz) in luogo di quelle permissive (47,5 – 51,5 Hz). Per i generatori idroelettrici, maggiormente sensibili a richiusure in controfase, in assenza di segnale di keep-alive è invece comandato il passaggio al funzionamento a soglie restrittive.



**Figura 5. Schema della logica funzionale del SPI (CEI 0-16 ed. III).**

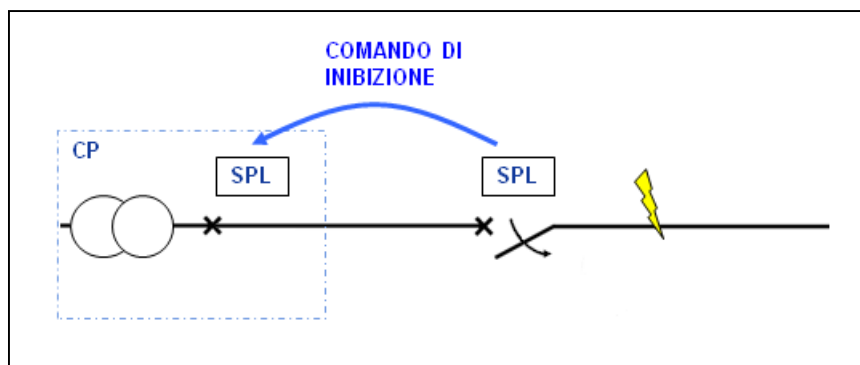
### 2.3.2.2 Selettività logica con i dispositivi di protezione in Cabina Smistamento

Il Progetto propone l'implementazione della selettività logica tra le protezioni di linea poste in CP e le protezioni nella Cabina Smistamento (CSM) Contro: l'obiettivo è l'isolamento della sola porzione di rete affetta da guasto, evitando lo scatto dell'interruttore MT in testa al feeder (anche nel caso di cortocircuiti ad elevata corrente).

L'attuale gestione dei cortocircuiti prevede la selezione del tronco guasto tramite le limitate prestazioni dettate dalla selettività cronometrica con le protezioni in CP; l'uso della selettività logica garantisce invece l'incremento di tali prestazioni, sia in termini di selezione del tronco guasto, che di rapidità di estinzione del cortocircuito.

La funzione di selettività logica, in caso di cortocircuito, opera nel modo seguente: il SPL, in corrispondenza del guasto, rileva una sovracorrente ed invia un messaggio di inibizione all'omologo SPL posto in CP (Figura 6).





**Figura 6. Selettività logica tra Cabina Primaria e Cabina Smistamento.**

Il SPL, attivato da una corrente di guasto, che non riceve il messaggio di inibizione entro un tempo prefissato, comanda l'apertura dell'interruttore cui è associato. Nell'evenienza in cui una protezione risulti isolata a causa di problemi sul canale di comunicazione, essa tornerà ad operare con la cosiddetta "configurazione locale", cioè con le logiche attuali (selettività cronometrica).

Secondo le modalità appena esposte, la selezione del tronco guasto avviene con una sola manovra, senza allungare i tempi di permanenza del cortocircuito ed isolando solo la parte di rete interessata dal malfunzionamento. Inoltre, la procedura di richiusura è attuata direttamente dal SPL che ha isolato il tronco guasto, evitando perturbazioni sul tratto sano a monte e separando dalla rete solo la GD a valle della protezione intervenuta.

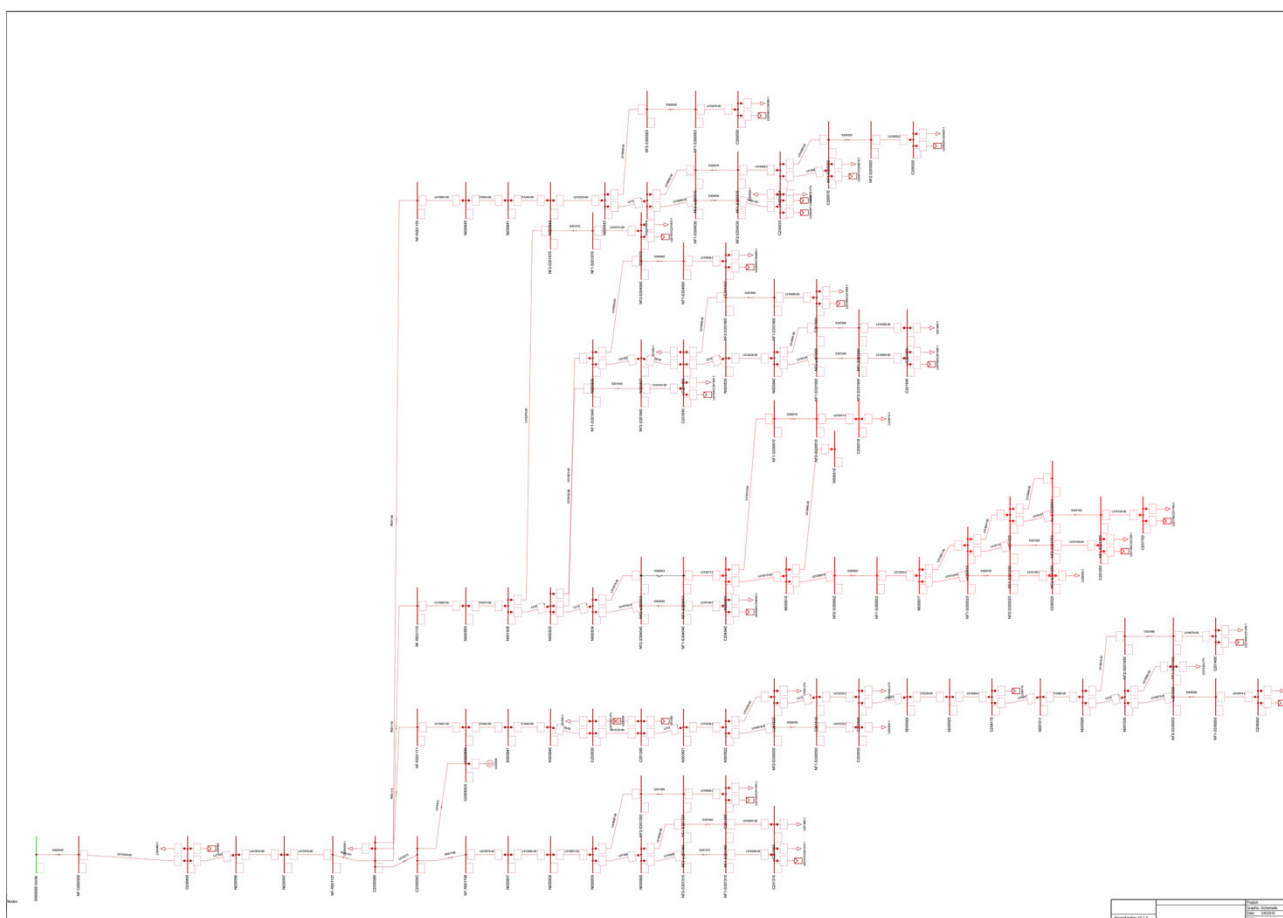
### *2.3.2.3 Regolazione della tensione MT con logica centralizzata*

Le immissioni della GD causano l'innalzamento dei profili di tensione lungo le linee di distribuzione. In scenari di rete marcatamente attiva, come nel caso della rete della CP Colotto, in periodi di forte produzione ciò potrebbe causare il superamento dei limiti di tensione tollerabili, pari al 110% del valore nominale (inteso come media del valore efficace della tensione su 10 minuti). Al fine di evitare tale problematica senza ricorrere alla realizzazione di nuove infrastrutture, si rende necessario agire sulle iniezioni reattive delle unità di GD.

Nel Progetto si è optato per attuare una regolazione centralizzata dei flussi reattivi immessi in rete dalla GD. La scelta è ricaduta su tale modalità di regolazione per via delle prestazioni ottimali che essa è in grado di garantire in scenari applicativi reali: oltre all'efficace coordinamento tra i generatori, e tra i generatori e le ulteriori risorse di regolazione presenti in rete (Variatore Sotto Carico del trasformatore AT/MT di CP; banchi di condensatori), essa consente l'implementazione di logiche di ottimizzazione dei profili di tensione, del numero di manovre del VSC, nonché di riduzione delle perdite, ecc.

Modalità di regolazione della tensione sulla base di logica locale, ad esempio in accordo alla caratteristica  $Q = f(V)$  della norma CEI 0-16, benché inizialmente ipotizzate, non sono state implementate in ragione delle possibili perdite di produzione che avrebbero potuto comportare per gli Utenti Attivi.

La regolazione è effettuata per mezzo di un algoritmo implementato sullo SCADA/DMS A.S.SE.M. mediante il software di calcolo DigSilent (Figura 7). Le informazioni tra il software e il campo sono scambiate attraverso il database Oracle, dal quale sono acquisite le informazioni relative al campo (potenze e tensioni) e sui cui sono successivamente scritti in appositi campi i setpoint da implementare sui generatori.



**Figura 7. Modello DigSilent della rete di distribuzione MT A.S.SE.M. sottesa alla semisbarra Verde.**

#### *2.3.2.4 Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva*

Nel Progetto è prevista la possibilità di limitare la potenza attiva prodotta dalla GD, secondo un comando di limitazione trasmesso da remoto dal DSO, per far fronte a particolari condizioni della rete MT, ad es. legate a valori di tensione elevati o a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea di distribuzione cui la GD è sottesa. In presenza del sistema di comunicazione, la limitazione della potenza attiva è attuata su comando esterno proveniente dal DSO impostando un

limite superiore di produzione (espresso come percentuale della potenza nominale per gli impianti fotovoltaici o in valore assoluto per gli idroelettrici) fino alla completa disconnessione del generatore.

Inoltre, è possibile il distacco da remoto della generazione ai sensi della Del. 421/2014/R/eel e dell'Allegato A.72 al Codice di Rete Terna. Il sistema di comunicazione sperimentale (fibra ottica e Wi-Fi) è impiegato quale back-up al vettore GSM: qualora la GD non dovesse essere correttamente distaccata a seguito dell'invio dell'apposito SMS (automatico da Terna), l'operatore da centro di controllo, rilevato il problema, può comandarne manualmente la disconnessione via protocollo IEC 61850 (messaggio GOOSE al SPI dell'utente).

#### *2.3.2.5 Monitoraggio in tempo reale delle iniezioni della Generazione Diffusa*

La possibilità di comunicare con i produttori per i fini già esaminati consente anche l'acquisizione delle misure di produzione di ciascuna unità di GD. I dati di produzione, opportunamente aggregati per linea di alimentazione MT e, successivamente, per trasformatore AT/MT, entreranno a far parte delle informazioni che il Distributore trasmette ciclicamente al TSO per il controllo della RTN, monitorando in tempo reale alcuni parametri caratteristici dalla GD connessa alla rete di distribuzione. Con questo strumento A.S.SE.M. è in condizione di gestire efficacemente la rete anche in presenza di un'elevata penetrazione di GD.

La possibilità di effettuare il monitoraggio della GD sottesa alla CP A.S.SE.M. è congruente con quanto richiesto dall'Allegato A70 di Terna, cap. 6, dove si specifica che il controllo della RTN presuppone la fedele conoscenza della GD in MT e BT, sia in fase pianificazione che in tempo reale, e che pertanto risultano necessari al Gestore di rete, per ogni CP (attraverso lo SCADA), sia i dati previsionali sia le telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziata per aggregato (carico, generazione differenziata per fonte, totale di cabina).

#### *2.3.2.6 Monitoraggio dei buchi di tensione ai sensi della Del. ARG/elt 198/11*

Il compito del sistema innovativo per il monitoraggio della tensione per reti MT implementato nel Progetto è di effettuare l'acquisizione, la rielaborazione e la refertazione dei buchi di tensione ai sensi della Del. ARG/elt 198/11, sfruttando le potenzialità dell'ICT al fine di mettere in comunicazione gli apparati di protezione con i sistemi di monitoraggio del Distributore.

Il sistema è composto da:

- apparecchiature per il monitoraggio della tensione distribuite, ciascuna delle quali afferente ad una semisbarra MT della CP Colotto, atte a campionare le tensioni (e le correnti) MT al presentarsi di buchi di tensione in rete;

- un sistema centrale di monitoraggio per la raccolta, la rielaborazione e la refertazione dei dati all'Autorità ubicato nel centro di controllo A.S.SE.M.

I sistemi di protezione in Cabina Primaria sono anch'essi monitorati, sfruttando il canale di comunicazione in protocollo IEC 61850, in modo da acquisirne gli avviamenti delle soglie di protezione che avvengono contestualmente ai buchi di tensione. Nel dettaglio, sono acquisite le informazioni relative alle seguenti protezioni:

- protezioni delle linee MT (massima corrente di fase, direzionali di terra);
- protezione lato MT del trasformatore AT/MT e di sbarra MT (massima corrente di fase, massima tensione omopolare);
- protezioni lato AT del trasformatore AT/MT (massima corrente di fase).

Le informazioni raccolte in Cabina Primaria dalle apparecchiature di monitoraggio (qualimetri) e dalle protezioni MT sono inviate al server centrale, dove i dati sono rielaborati allo scopo di definire l'origine (AT/MT/buco fittizio) dell'evento.

### ***2.3.3 Caratteristiche dell'architettura di automazione presso i siti della sperimentazione***

Nel seguito si dettagliano gli apparati installati presso la Cabina Primaria, le Cabine Secondarie e gli Utenti Attivi con indicazione delle principali funzionalità assolute.

#### ***2.3.3.1 Centro di controllo A.S.SE.M.***

Il centro di controllo A.S.SE.M. è equipaggiato con:

- un'unità SCADA/DMS (ridondata a caldo su due elaboratori) con funzionalità innovative che implementano la LCP (Logica di Cabina Primaria) e soddisfano i requisiti richiesti dalla sperimentazione (sull'unità SCADA/DMS è installato il software di calcolo DigSilent Power Factory, che computa nel tempo reale l'algoritmo di regolazione centralizzata della tensione);
- un elaboratore atto alla raccolta e rielaborazione dei dati sulla qualità della tensione;
- una RTU predisposta allo scambio dati con Terna;
- apparati di comunicazione.

#### ***2.3.3.2 Cabina Primaria Colotto***

La Figura 8 illustra l'architettura Smart Grid realizzata presso la CP Colotto, al fine di implementare le funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio richieste dalla sperimentazione.

- Sistema di Protezione Linea (SPL)

È rappresentato dai nuovi relè di protezione multifunzione delle linee, funzionanti in protocollo IEC 61850. Il nuovo relè multifunzione è un relè di tipo commerciale, innovativo in quanto integra le funzioni di protezione di linea native con la possibilità di emettere segnali di telescatto e di selettività logica via protocollo IEC 61850. È inoltre in grado di scambiare segnali con lo SCADA/DMS utili alla diagnostica e monitoraggio dell'apparato (ad es. ai fini della attuazione della logica per il riconoscimento dei buchi di tensione).

- Sistema di Protezione AT (SP)

Le protezioni AT, anch'esse integrate nella LAN di stazione e in grado di gestire il protocollo IEC 61850, sono monitorate al fine di comandare il distacco della GD in caso di apertura delle protezioni AT a monte.

- Regolatore Automatico di Tensione (RAT)

È un dispositivo evoluto per la regolazione automatica del rapporto di trasformazione del trasformatore AT/MT di CP (un apparato per ciascun trasformatore), in grado di recepire messaggi di setpoint in protocollo IEC 61850 (ad es. per mantenere la tensione sul lato MT il più costante possibile al variare della tensione sul lato AT) e/o profili di regolazione giornalieri (ad es. allo scopo di inseguire la variazione del carico e/o della generazione della rete). I setpoint di regolazione sono trasmessi direttamente dallo SCADA/DMS sulla base delle elaborazioni dell'algoritmo di regolazione di tensione e/o dalle indicazioni dell'operatore.

- Apparato di controllo BCU installato presso la CP

È rappresentato da un apparato Selta funzionante in protocollo IEC 61850 appositamente progettato per il controllo delle stazioni elettriche. L'apparato interfaccia in modalità filata l'I/O degli apparati in CP che non supportano la comunicazione protocollare.

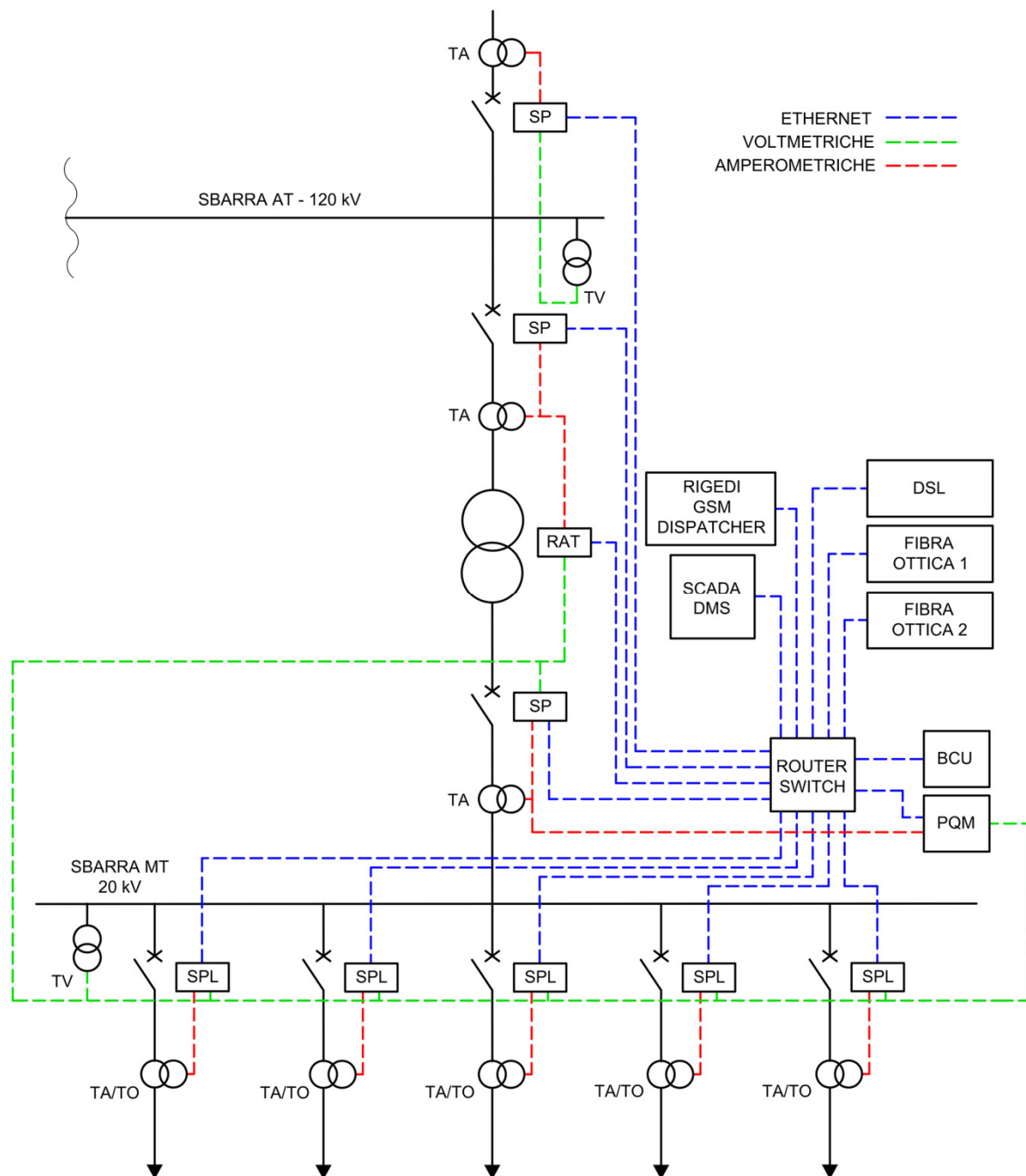
- Qualimetri (Power Quality Monitor, PQM)

Ciascuna semisbarra MT di stazione è equipaggiata con apparato per il monitoraggio della qualità della tensione a livello di rete MT (qualimetro General Electric EPM9900). Ciascun dispositivo è connesso alla LAN di stazione tramite interfaccia Ethernet e consente il download dei dati ed il setting dei diversi parametri da remoto (da postazione in centro di controllo A.S.SE.M. adibita alla voltage quality).

- RIGEDI GSM Dispatcher

Questo apparato, installato presso il centro di controllo A.S.SE.M., adempie alle prescrizioni dell'Allegato A72 Terna in merito al teledistacco degli impianti di GD su comando di Terna.

Completano l'architettura Smart Grid in Cabina Primaria gli apparati di comunicazione: router, switch, media converter, atti a consentire l'interfacciamento alla LAN di stazione in fibra ottica.



**Figura 8. Architettura Smart Grid in CP Colotto.**

### 2.3.3.3 Cabina Smistamento Contro

Presso la Cabina Smistamento Contro è installato un sottoinsieme delle apparecchiature previste in CP. In particolare, trovano alloggio presso il Centro Satellite:

- Sistemi di Protezione di Linea

Sono relè di protezione analoghi agli apparati installati in partenza alle linee MT in CP Colotto. All'avviamento di una soglia di protezione, tali relè inviano un segnale di inibizione all'omologa protezione presente in CP Colotto, in modo da realizzare la selettività logica tra i due dispositivi.

- **Apparato di controllo BCU**

È rappresentato da un apparato di telecontrollo Selta funzionante in protocollo IEC 61850, appositamente progettato per il controllo delle stazioni elettriche. L'apparato interfaccia in modalità filata l'I/O di impianto necessario per l'esecuzione delle funzioni prescritte.

Anche in CSM Contro sono presenti appositi apparati di comunicazione: router, switch, ecc. La LAN in CSM Contro è realizzata in fibra ottica e rappresenta un'estensione della LAN di CP Colotto. Sono inoltre presente appositi apparati di comunicazione verso gli UA (antenne Wi-Fi).

In Figura 9 è riportata l'architettura Smart Grid predisposta presso gli Utenti Attivi e le Cabine Secondarie.

- **Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)**

È implementato attraverso i relè di protezione innovativi in protocollo IEC 61850. Il nuovo relè si occupa di eseguire la funzione di distacco della generazione a seguito della ricezione del segnale di teleseccato da parte del SPL presente in CP o in CSM.

- **Unità Periferica (Figura 10)**

È rappresentata da un apparato di telecontrollo in protocollo IEC 61850 capace di implementare logiche (ad es. per effettuare la regolazione di tensione/potenza) e di interfacciare le varie apparecchiature presso la Cabina Secondaria e l'Utente Attivo al fine di monitorarne lo stato ed inviare comandi.

- **Misuratore nel Punto di Scambio (MPS)**

È un analizzatore di rete atto a misurare le grandezze nel punto di scambio dell'utente con la rete (tensione, corrente, potenza attiva/reattiva). Questo apparato replica il misuratore dell'UA (misuratore M1), in quanto quest'ultimo non è tipicamente in grado di scambiare informazioni in formato protocollare.

- **Controllore GD (CGD)**

A seconda dell'impianto considerato, può essere un apparato a sé stante, od essere integrato nei sistemi di controllo del generatore (ad es. DCS di impianto dei generatori idroelettrici) o anche nell'inverter (generatori fotovoltaici). Da tale apparato sono anche acquisite le informazioni relative alla produzione in tempo reale del generatore.

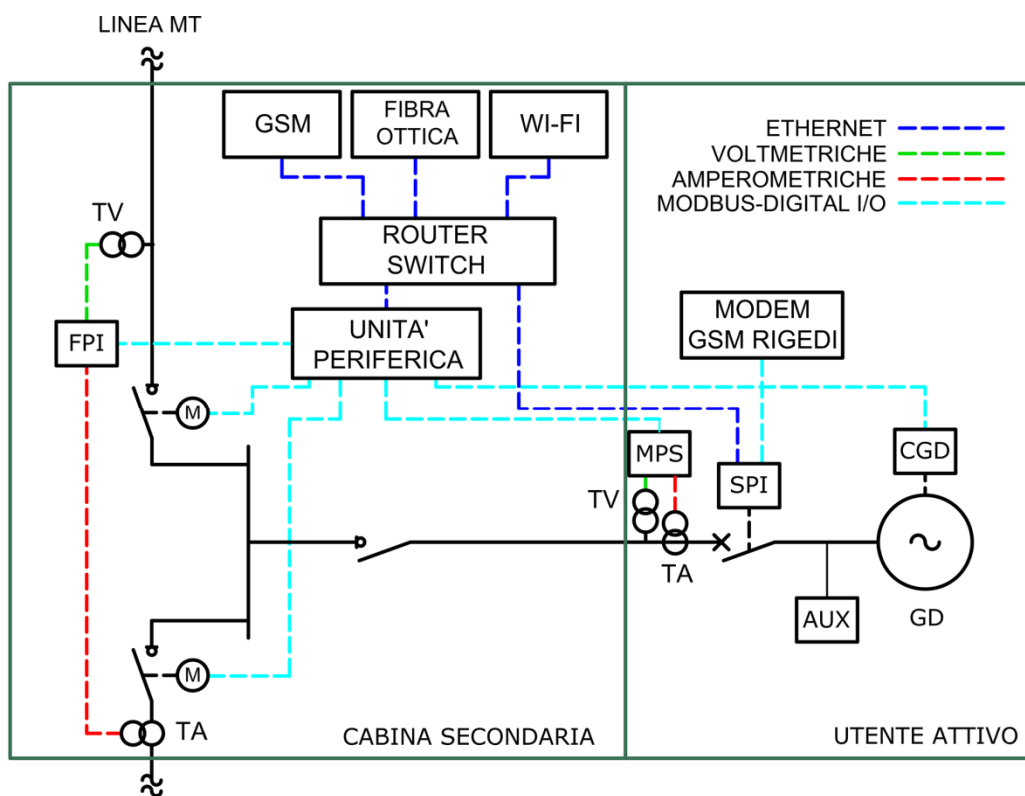
- **Fault Passage Indicator (FPI)**

La Cabina Secondaria è equipaggiata con Fault Passage Indicator, che supportano l'operatore nel centro di controllo nelle operazioni di individuazione del tronco di linea guasta e nel successivo ripristino del servizio.

- **Modem GSM RIGEDI**

È un modem GSM atto a recepire gli SMS inviati dal centro di controllo A.S.SE.M. e ad attuare il distacco della GD su comando di Terna (Allegato A72 al Codice di Rete), agendo sul SPI dell'UA.

Per l'ottimizzazione dei costi, l'interfaccia verso il sistema di comunicazione è unica per CS e UA (router/switch). Presso alcuni UA i cui impianti sono dotati di inverter frazionati su un numero elevato di moduli (UA4, UA5, UA6, UA7, UA8), si è resa necessaria l'installazione di appositi concentratori per lo smistamento dei segnali (Figura 11).



**Figura 9. Architettura Smart Grid presso le Cabine Secondarie e gli Utenti Attivi.**





**Figura 10. RTU installata presso gli UA.**



**Figura 11. Concentratori installati presso alcuni UA con inverter.**

#### **2.3.3.4 Sincronizzazione degli apparati**

La sincronizzazione degli apparati è realizzata via NTP da un apposito dispositivo collocato presso il centro di supervisione; tramite la rete IP saranno sincronizzati via NTP gli apparati BCU e le protezioni in rete.

#### **2.3.4 Sistema di acquisizione dati (SCADA)**

Il sistema di acquisizione si basa su un sistema eXPert di fornitura Selta. Tale apparato consente la supervisione e gestione della rete di distribuzione, implementando le funzionalità Smart Grid previste dalla sperimentazione. L'apparato è dualizzato a caldo, in modo da garantire un'elevata continuità di funzionamento.

Lo SCADA si appoggia ad un database Oracle, in modo da storicizzare tutti i dati necessari per valutare le prestazioni dell'architettura sperimentale. Tale database opera anche da repository per lo scambio di informazioni tra il campo ed il software DigSilent Power Factory, necessario per l'implementazione dell'algoritmo di regolazione della tensione sulla rete MT.

Il sistema di acquisizione dati supporta, oltre al protocollo IEC 61850, gli altri protocolli di più comune utilizzo nelle sottostazioni elettriche (IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104).

#### **2.3.5 Caratteristiche del sistema di misura e monitoraggio impiegato per la refertazione**

Il sistema di misura è realizzato mediante una serie di punti di misura installati presso i diversi siti della sperimentazione.

Nel dettaglio, la Cabina Primaria è equipaggiata con:

- TV in corrispondenza delle sbarre AT di CP:  $130000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$  V – 75 VA – cl. 0,5;
- TA sul lato AT di ciascun trasformatore AT/MT di CP: 150 / 5 A – 30 VA – cl. 0,2;
- TA sul lato MT di ciascun trasformatore AT/MT di CP: 1200 / 5 A – 30 VA – cl. 0,5;
- TV su ciascuna semisbarra MT:  $20000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$  V – 50 VA – cl. 0,5;
- TA installati in partenza di ciascuna linea MT: 300 / 1 A – 30 VA – cl. 0,5.

Presso la CSM sono presenti i seguenti punti di misura:

- TV in corrispondenza della sbarra MT:  $20000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$  V – 50 VA – cl. 0,5;
- TA sulla linea MT di arrivo alla CSM: 300 / 1 A – 30 VA – cl. 0,5.
- TA in partenza di ciascuna linea MT sottesa: 300 / 1 A – 30 VA – cl. 0,5.

Presso ciascun UA sono presenti i seguenti ulteriori punti di misura:

- TV nel punto di scambio dell'utente con la rete:  $20000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$  V – 25 VA – cl. 0,2;

- TA nel punto di scambio dell'utente con la rete: 10 VA – cl. 0,5.
- misure acquisite dal sistema di controllo di generatore e/o dall'inverter.

L'acquisizione delle grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza attiva/reattiva) è effettuata dallo SCADA con cadenza di una lettura ogni 10 s.

Parallelamente all'acquisizione effettuata dallo SCADA, gli apparati di qualimetria effettuano il monitoraggio delle tensioni alle sbarre MT di Cabina Primaria con granularità dipendente dalla misura considerata. L'andamento della frequenza, ad esempio, è storicizzato con la cadenza di 1 campione/s.

### **2.3.6 *Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO***

L'interfaccia verso Terna è realizzata mediante una RTU appositamente predisposta nel centro di controllo A.S.S.E.M.

L'attività di configurazione della stessa per lo scambio degli opportuni segnali (dati di potenza prodotta dagli UA, segnale di distacco in conformità all'Allegato A72, ecc.) è tuttora in corso. In tal senso si osserva come l'interfacciamento e la gestione del punto di scambio TSO-DSO sia uno degli elementi che più è stato soggetto a margini di incertezza, almeno fino al 2013, e le cui esigenze sono più mutate nel corso della sperimentazione, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come l'Allegato A70 (approvato dalla Del. AEEGSI 84/12/R/eel) o, appunto, l'Allegato A72 al Codice di Rete.

A regime, l'interfaccia consentirà di ottemperare pienamente ai disposti dell'Allegato A70 e A72 del Codice di Rete.

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

### **2.4.1 *Architettura generale del sistema di comunicazione***

Nel Progetto è prevista la realizzazione di un sistema di comunicazione basato su tre distinti vettori trasmissivi: fibra ottica, Wi-Fi e rete mobile 3G (Figura 12).

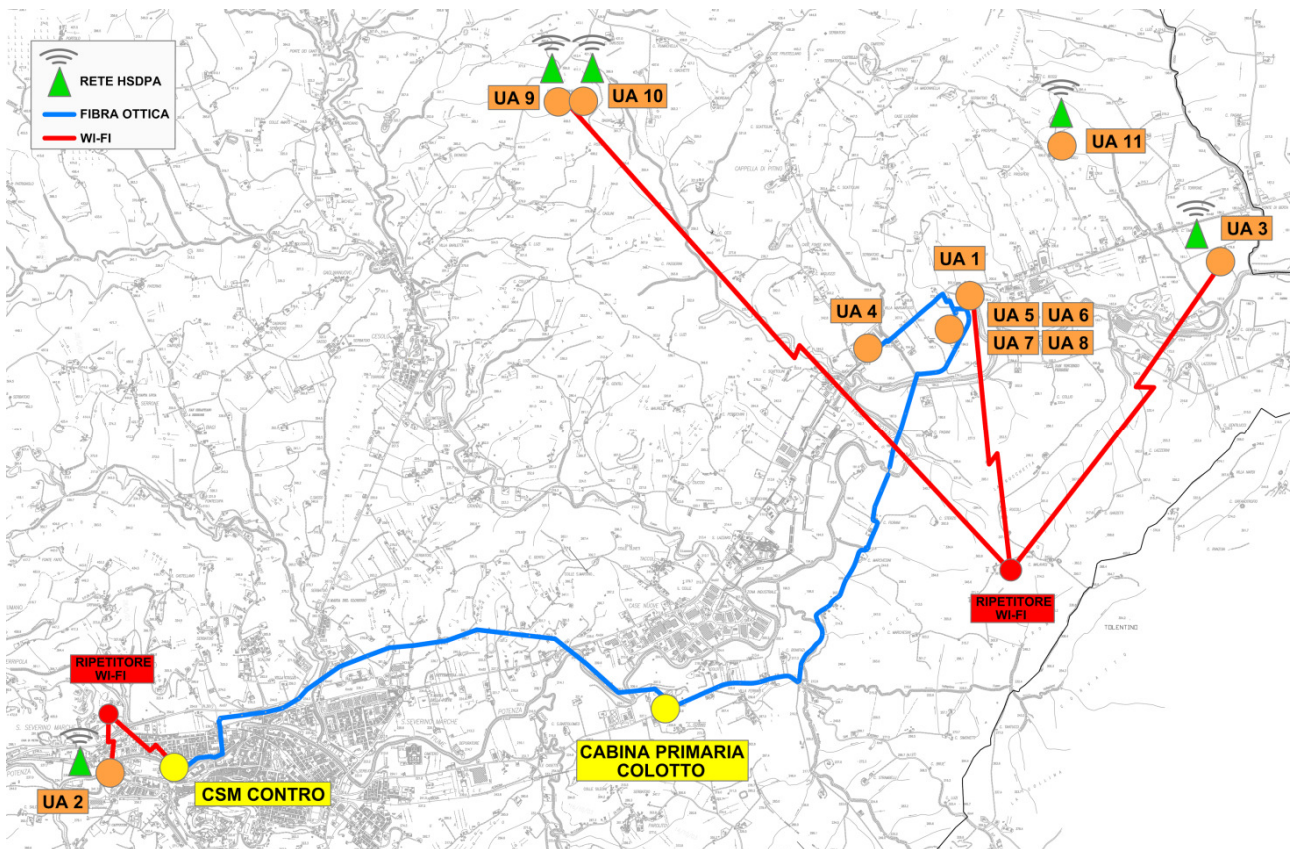
A seguito di una serie di problematiche legate all'integrazione tra architettura Smart Grid e sistema di comunicazione, alla data di stesura della presente relazione, i vettori in fibra ottica e Wi-Fi sono in servizio, mentre per quanto riguarda la realizzazione della rete 3G sono in atto accordi con l'operatore di telecomunicazioni.

Il sistema di comunicazione è composto da un canale di comunicazione in fibra ottica tra la CP e la CSM Contro, con l'obiettivo di implementare la selettività logica tra sistemi di protezione di CP e le

omologhe apparecchiature poste nella CSM. Le analisi svolte hanno infatti evidenziato come le tempistiche estremamente ridotte richieste per lo scambio di informazioni ai fini della selettività logica possano essere difficilmente soddisfatte da vettori di comunicazioni diversi dalla fibra ottica. La tratta CP – CSM Contro è stata realizzata in parte con fibra installata su linee aeree, e in parte con fibra in posa interrata.

È inoltre presente una linea in fibra ottica posata lungo il feeder L1V, verso l'UA1. In questo modo si è abilitato un canale di comunicazione veloce e affidabile tra la CP e i siti nella zona Cannucciaro: UA1, UA4, UA5, UA6, UA7, UA8 e, indirettamente, UA3, UA9 e UA10.

A completamento del sistema di comunicazione, verso gli UA3, UA9, UA10 e UA2 sono stati predisposti dei ponti Wi-Fi in serie alle tratte in fibra ottica che giungono all'UA1 e alla CSM Contro.



**Figura 12. Sistema di comunicazione nella sperimentazione.**



**Figura 13. Antenna Wi-Fi installata presso gli UA9 e UA 10.**

Nella prospettiva della futura predisposizione della rete mobile, la rete 3G potrà essere impiegata come vettore alternativo o di back-up alla comunicazione in fibra ottica e Wi-Fi, tranne per l'utente BT, che per esigenze di ottimizzazione dei costi sarà raggiunto solo mediante 3G. Il doppio vettore di comunicazione consentirà anche di comparare i risultati conseguiti con i diversi mezzi trasmissivi. Per gli Utenti raggiunti dalla connessione in fibra ottica diretta (UA1, UA4, UA5, UA6, UA7, UA8) non sarà invece prevista la predisposizione del vettore di back-up, date le prestazioni di affidabilità e le tempistiche di comunicazione assai ridotte offerte dalla fibra.

La rete mobile sarà basata sulla tecnologia 3G. La copertura 3G è stata accertata su tutti i siti di San Severino Marche interessati dalla sperimentazione, per cui l'unico intervento necessario per la connessione alla rete è l'installazione di un router e di un'antenna direttiva ad alto guadagno (da porre sulla facciata delle Cabine Secondarie, in caso di CS in muratura, o con supporto a pipa, per le CS a palo) per migliorare la qualità della comunicazione, se necessario. È in corso la valutazione dell'architettura da impiegare: MPLS piuttosto che TCP. Il servizio si baserà su un accesso Mobile HSDPA (High-Speed Downlink Packet Access) presso gli UA e le CS ed un accesso su rete fissa presso la Cabina Primaria, che consentirà velocità di trasmissione/ricezione fino a 2 Mbps in down link fino e fino a 2 Mbps in upload, e tempi medi rilevati di RTT intorno ai 100 ms.

In Tabella 5 si riporta una sintesi delle modalità di accesso al sistema di comunicazione nei vari siti della sperimentazione.



<b>Impianto</b>	<b>Tensione</b>	<b>Potenza contrattuale [kW]</b>	<b>Mezzo di comunicazione</b>
UA1	MT	860	Fibra ottica
UA2	MT	900	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
UA3	MT	330	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
UA4	MT	2309	Fibra ottica
UA5	MT	1700	Fibra ottica
UA6	MT	900	Fibra ottica
UA7	MT	900	Fibra ottica
UA8	MT	900	Fibra ottica
UA9	MT	850	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
UA10	MT	850	Rete mobile + Wi-Fi (in serie a fibra ottica)
UA11	BT	99	Rete mobile

**Tabella 5. Impianti di generazione coinvolti nel Progetto e relativo vettore di comunicazione.**

#### **2.4.2 Caratteristiche tecnologiche dei vettori di comunicazione adottati e frequenze radio**

Le caratteristiche dei vettori di comunicazione adottati nella sperimentazione sono di seguito descritte.

- Fibra ottica
  - Fibra ottica per linee aeree
    - Cavo All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) adatto per campate di ampiezza fino a 350 m con doppio rivestimento in polietilene.
    - 24 fibre monomodali, ITU-T G652.D 9/125 µm.
  - Fibra Ottica per posa interrata
    - Cavo All-Dielectric con protezione secondaria a tubetti tamponati e guaina esterna in polietilene.
    - 24 fibre monomodali, ITU-T G652.D 9/125 µm.
- Wi-Fi
  - Layer 2 IEEE 802.11n (banda fino a 300 Mbps).
  - Frequenza di trasmissione: 5.4 Ghz.
  - Alimentazione Power over Ethernet (PoE).
  - Antenne direzionali ad alto guadagno (parabola Ø60 cm; 27 dBi; consumo 10 W).
  - Antenne direzionali ad alto guadagno (pannello 33x29,5 cm; 20 dBi; consumo 10 W).

- Rete mobile (caratteristiche concordate in via preliminare con i Fornitori)
  - Accesso cablato presso sala controllo A.S.S.E.M.
    - Tecnologia Symmetric High-bit rate Digital Subscriber Line (SHDSL).
    - Banda di trasmissione: 2 Mbps.
    - Banda minima garantita: 1 Mbps.
  - Accesso radio presso UA
    - Tecnologia High-Speed Downlink Packet Access (HSDPA).

#### **2.4.3    *Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità***

L'architettura sperimentale è basata primariamente sul protocollo di comunicazione IEC 61850. Si è ricorso a protocolli proprietari (ad es., Modbus) solo dove strettamente necessario, per interfacciare apparecchiature esistenti, specie presso i siti degli UA, o per impossibilità di reperire in commercio e/o sviluppare nell'ambito del Progetto apparati idonei alla comunicazione in protocollo IEC 61850. Nello specifico, i seguenti apparati previsti all'interno del Progetto sfruttano la comunicazione in protocollo IEC 61850:

- relè di protezione di linea MT;
- relè di protezione lato AT/MT trasformatore;
- relè di protezione arrivo linea AT;
- Regolatore Automatico della Tensione dei trasformatori di CP;
- Bay Control Unit presso la CP Colotto/CSM Contro;
- Sistema di Protezione di Interfaccia dell'Utente Attivo;
- Unità Periferica presso CS.

Le profilazione protocollare IEC 61850 è stata sviluppata ad hoc per il Progetto, in mancanza di uno standard di comunicazione condiviso.

Altri apparati utilizzano la comunicazione in protocolli Modbus (ad es., Controllore della GD, concentratori, ecc.) oppure Digital I/O con interfacce cablate.

La comunicazione verso Terna è realizzata in protocollo IEC 60870-5-104.

#### **2.4.4    *Modello di business adottato (proprietà/gestione infrastruttura dati)***

Per l'acquisto/gestione delle infrastrutture dati si sono adottati i seguenti modelli di business.

- Fibra ottica: installata e gestita da A.S.S.E.M. SpA
- Wi-Fi: installato e gestito da A.S.S.E.M. SpA

- Rete mobile: servizio in corso di contrattualizzazione con un operatore di telecomunicazioni; è in corso di definizione se l'hardware necessario (es. modem/router) sarà di proprietà A.S.SE.M. oppure oggetto di comodato d'uso.

#### ***2.4.5 Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati***

Nell'ambito del Progetto, si è ritenuta la comunicazione diretta in fibra ottica in grado di garantire livelli di affidabilità e sicurezza idonei agli scopi sperimentali.

I vettori di comunicazione Wi-Fi e 3G è invece previsto che operino in mutuo back-up, in modo da garantire la necessaria resilienza del canale di comunicazione nei confronti di eventi esterni.



### 3. VERIFICHE E MISURE IN CAMPO

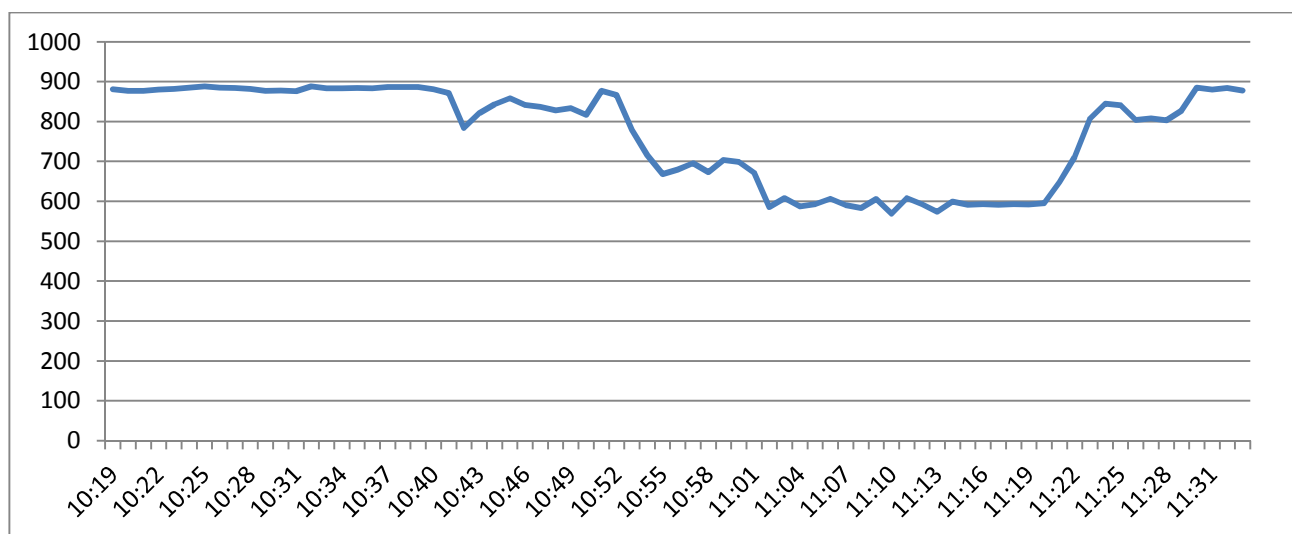
Nella presente sezione si riportano i test effettuati al fine di verificare la risposta del sistema rispetto a quanto previsto in fase di istanza progettuale. Allo scopo di fornire un riscontro circa le verifiche svolte, ed alla funzionalità degli apparati, si riportano i risultati di alcune delle prove realizzate in campo.

#### 3.1 Verifiche

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

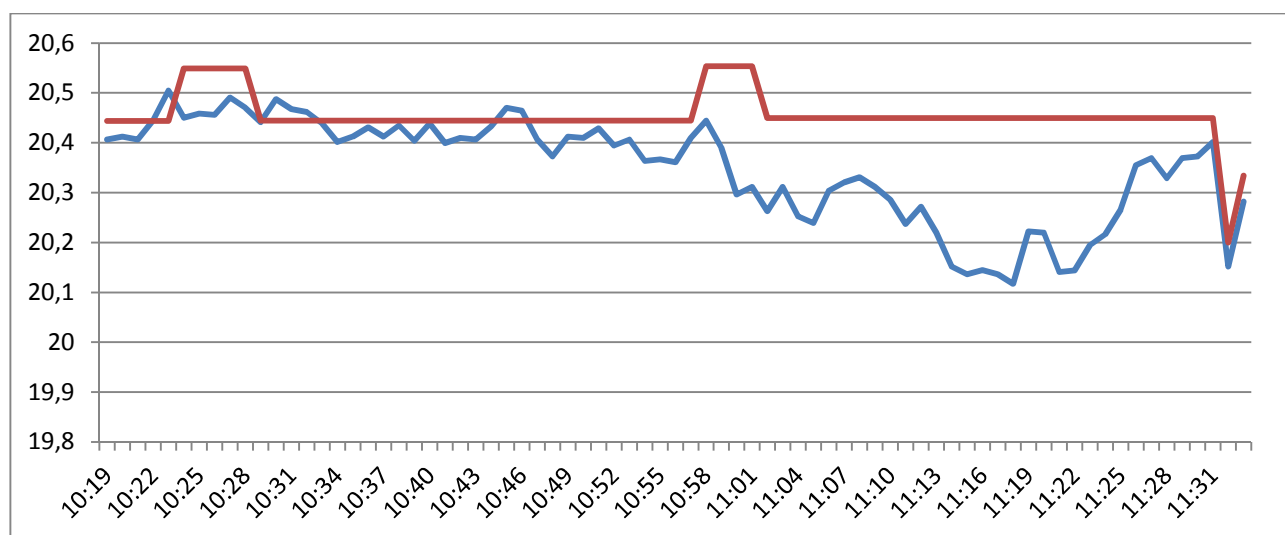
La presente sezione mira ad illustrare le prove svolte relativamente all'attuazione dei comandi di dispacciamento da remoto sugli impianti coinvolti nel Progetto. I profili di produzione riportati nel seguito si riferiscono agli impianti sui quali, alla data di stesura della relazione finale, è stata abilitata la funzione di modulazione della potenza attiva mediante comando da remoto.

In particolare, la Figura 14 fa riferimento alle prove eseguite sulla centrale idroelettrica dell'UA1. L'invio di un primo comando di modulazione è inoltrato alle 10.48, impostando una limitazione di produzione a 700 kW. Tale valore è raggiunto dall'impianto indicativamente alle 10.55, in conformità con le dinamiche di regolazione del generatore idroelettrico (turbina Kaplan accoppiata ad una macchina sincrona). Alle 10.58 è trasmesso un secondo comando di limitazione ad una potenza di 600 kW: tale valore è raggiunto alle 11.02 circa. Il comando di riabilitazione al funzionamento a piena potenza è inoltrato alle 11.18: la centrale alle 11.25-11.30 torna quindi ad operare alla massima potenza consentita (nel grafico si osservano variazioni della produzione dovute al transitorio di rientro, dipendenti dalla logica di gestione locale del generatore).



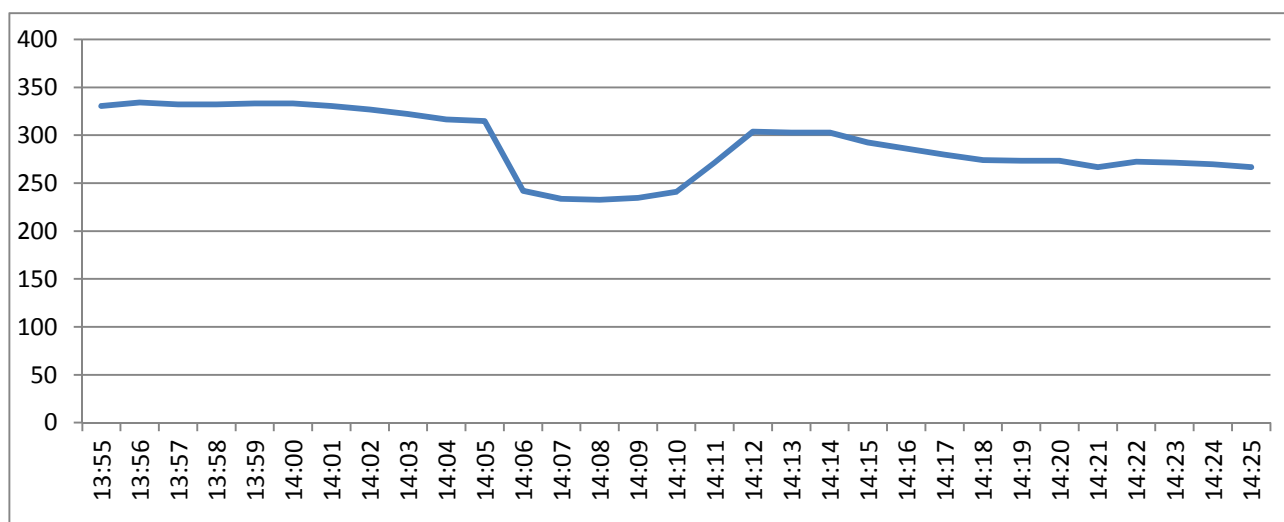
**Figura 14. Profilo di produzione dell'UA1 a seguito di un comando remoto di modulazione.**

La Figura 15 riporta il profilo di tensione misurato in corrispondenza del punto di connessione dell'UA1 alla rete MT (in blu) e della tensione misurata in corrispondenza della semisbarra di CP (in rosso). Si rileva come la modulazione di potenza attiva abbia effetti significativi sulla tensione misurata in rete (per lo svolgimento di questa prova, la rete A.S.SE.M. è stata oggetto di un riassetto, che ha previsto la connessione dell'impianto ad una linea MT con carico limitato e ridotta potenza di cortocircuito, così da fornire un riscontro evidente dell'impatto della regolazione sui profili di tensione). Al ridursi della potenza prodotta dall'impianto, infatti, si riduce la tensione nel punto di connessione (la tensione passa da oltre 20,4 a 20,15 kV circa): ciò in quanto, aumentando l'energia prelevata dalla rete AT, si riduce l'effetto di compensazione della generazione, ed aumentano dunque le correnti in linea e le cadute di tensione.



**Figura 15. Profilo di tensione in corrispondenza del punto di connessione dell'UA1 alla rete MT (blu) e della tensione in CP Colotto (rosso).**

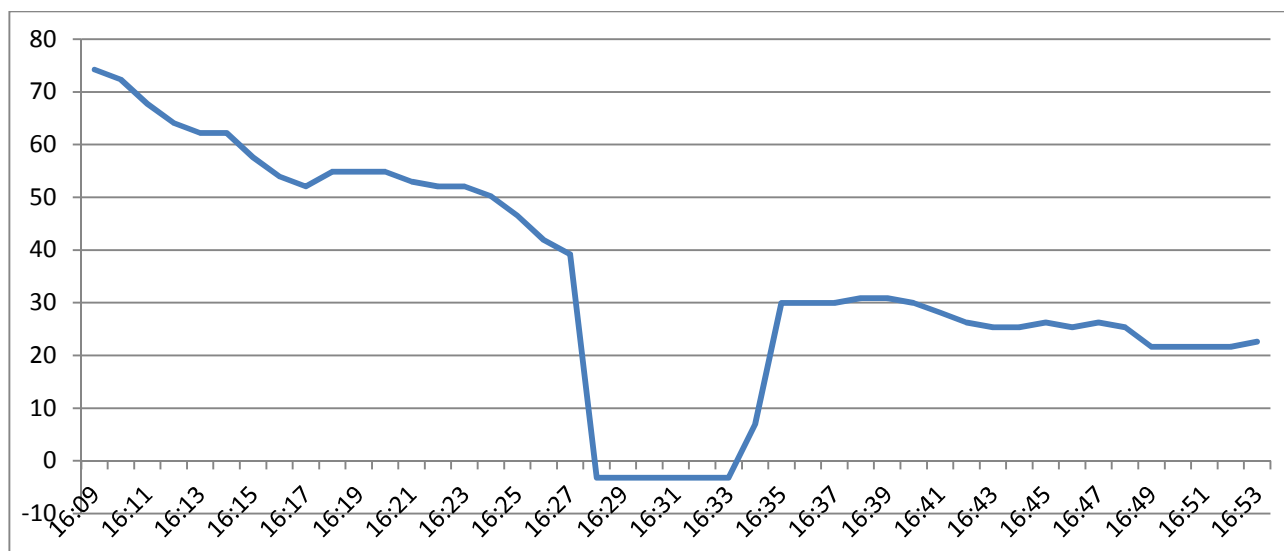
La Figura 16 mostra il profilo di produzione dell'impianto UA8 a seguito della ricezione di un comando di modulazione della potenza attiva. Il comando è inviato alle 14.05 e prevede la riduzione fino ad una potenza massima pari al 20% degli inverter coinvolti nella regolazione (2 inverter sui 3 complessivi, per una potenza totale di 600 kW circa).



**Figura 16. Profilo di produzione dell'UA8 a seguito di un comando remoto di modulazione.**

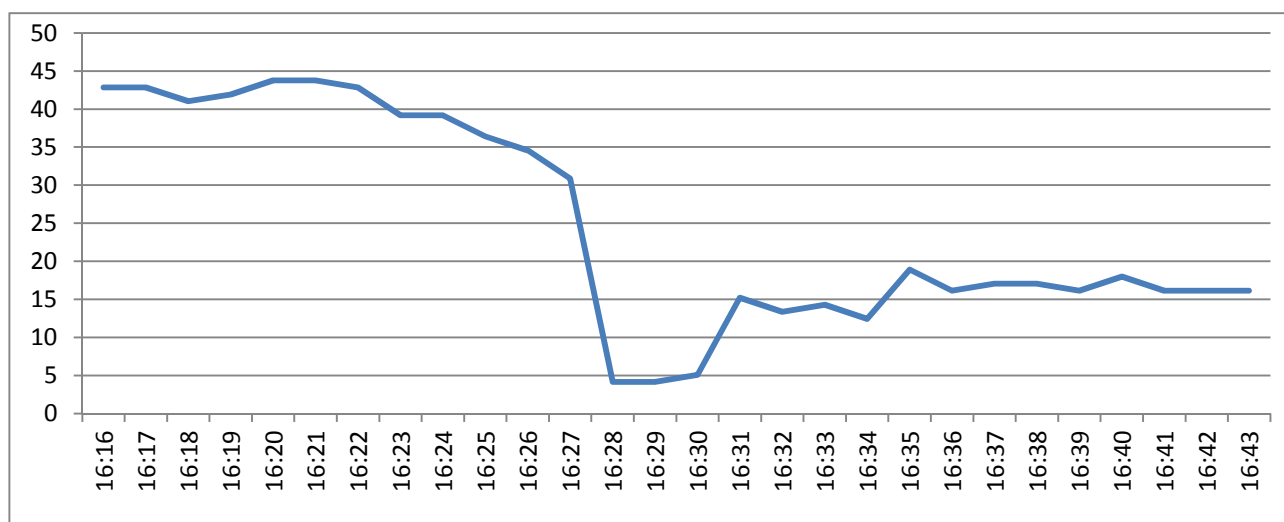
Gli impianti UA6 e UA7 hanno prestazioni simili a quelle già mostrate per l'UA8, per cui per brevità si omettono i relativi report di test.

La Figura 17 mostra il profilo di modulazione di potenza attiva per l'impianto UA9. È possibile osservare il comando di limitazione a potenza nulla (0% della potenza nominale) alle 16.28. Il ripristino è inoltrato alle 16.33 circa.



**Figura 17. Profilo di produzione dell'UA9 a seguito di un comando remoto di modulazione.**

La Figura 18 si riferisce alla produzione dell'UA10. La trasmissione del comando di modulazione è effettuata alle 16.27, imponendo una potenza limite pari all'1% (riferita alla potenza nominale dell'impianto, pari a circa 900 kW). L'impianto raggiunge il livello impostato dopo circa 1 minuto. Alle 16.30 il messaggio di limitazione è cessato e l'impianto torna alla produzione di regime (limitata, pari a circa 15 kW, per via della condizione di scarso irraggiamento).

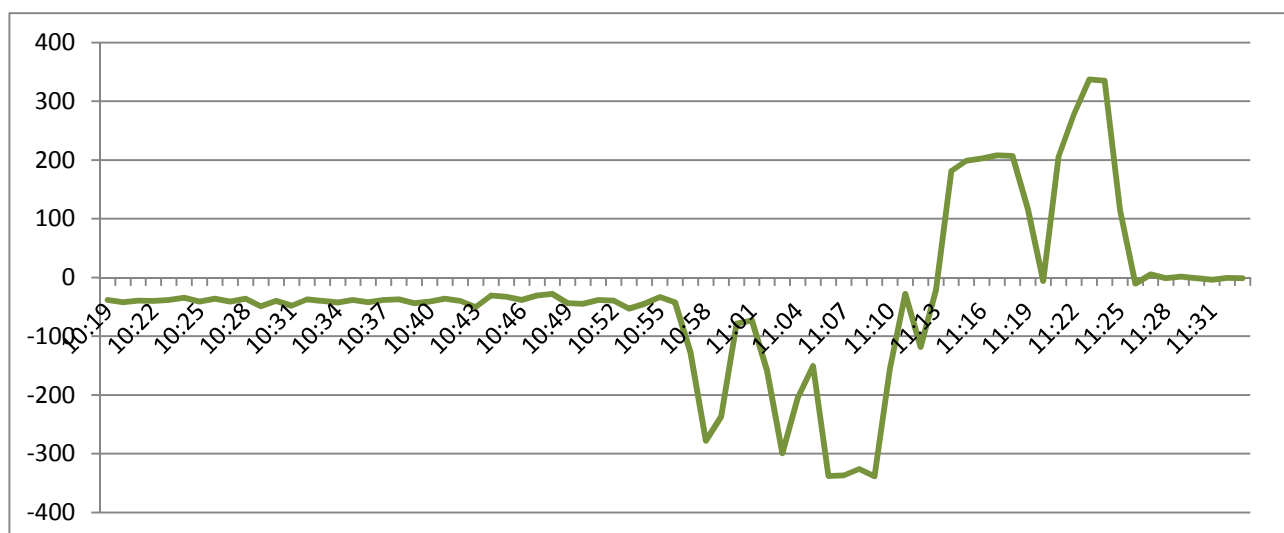


**Figura 18. Profilo di produzione dell'UA10 a seguito di un comando remoto di modulazione.**

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

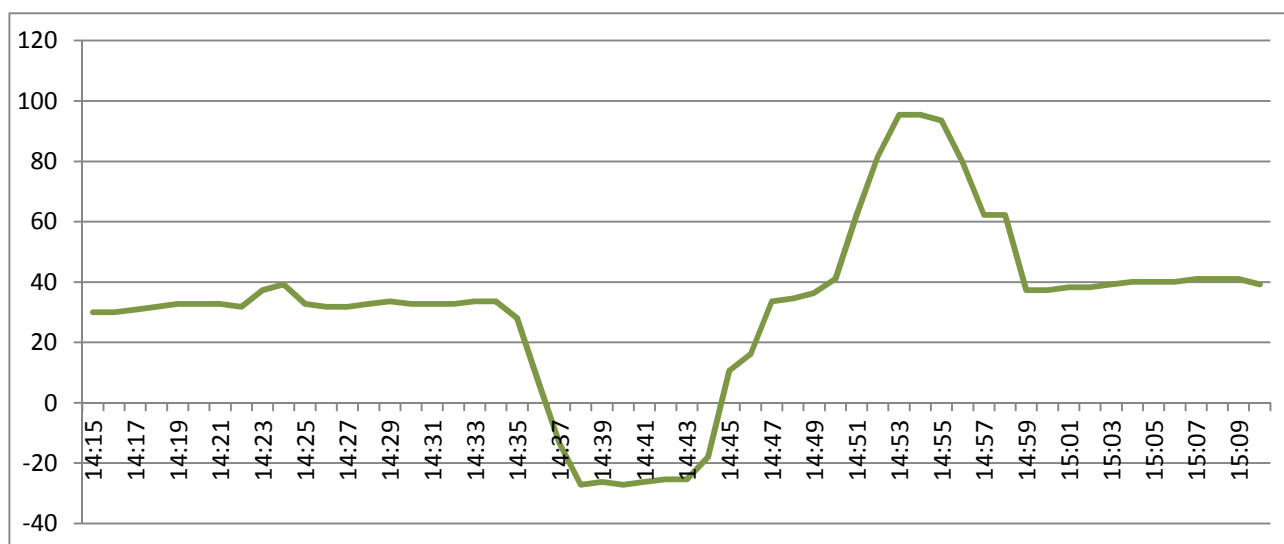
Di seguito si riportano i risultati delle verifiche da SCADA delle modalità di attuazione dei comandi di dispacciamento della potenza reattiva volti al controllo della tensione.

La Figura 19 mostra il profilo di scambio della potenza reattiva dell'UA1 a seguito dell'invio di comandi di setpoint dal centro di controllo A.S.SE.M. Alle 10.56 è trasmesso un setpoint di regolazione pari a 0,9 in sovraeccitazione (pari a circa 300 kvar, considerando una potenza attiva prodotta di circa 600 kW; vedi Figura 14). Alle 11.01 è inviato un setpoint a fattore di potenza unitario. Alle 11.12 è trasmesso un setpoint pari a 0.95 in sottoeccitazione (circa 200 kvar capacitivi, con un potenza attiva prodotta di circa 600 kW). Alle 11.24 è quindi ripristinato il funzionamento a fattore di potenza unitario. Osservando congiuntamente la Figura 19 e la Figura 15 è possibile rilevare un impatto della regolazione di potenza reattiva sui profili di tensione in rete nell'ordine dello 0,5% circa.



**Figura 19. Profilo di scambio di potenza reattiva dell'UA1 a seguito dell'invio di comandi di setpoint da remoto (positivo = sottoeccitazione; negativo = sovraeccitazione).**

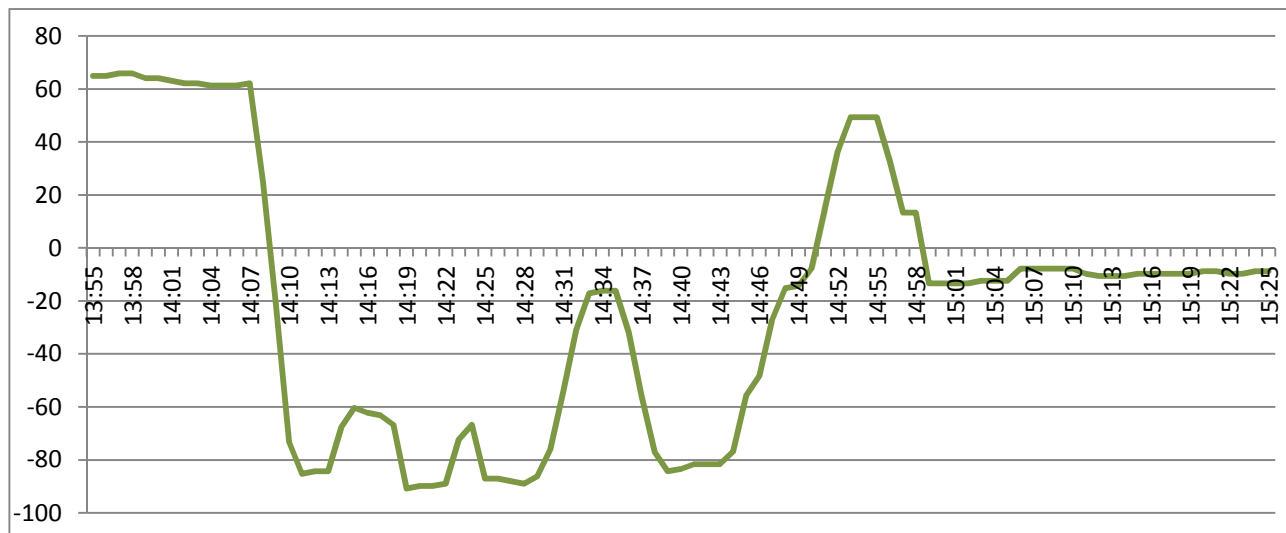
La Figura 20 mostra la prova di regolazione della potenza reattiva svolta sull'impianto UA6. Alle 14.35 è trasmesso un primo setpoint di regolazione (0.95 in sottoeccitazione). Alle 14.38 la regolazione giunge a regime. Alle 14.43 è nuovamente impostato il funzionamento a fattore di potenza unitario e alle 14.50 a fattore di potenza 0.95 in sovraeccitazione. Infine alle 14.55 si torna ad operare a potenza reattiva scambiata nulla.



**Figura 20. Profilo di scambio di potenza reattiva dell'impianto UA6 a seguito dell'invio di comandi di setpoint da remoto (negativo = sottoeccitazione; positivo = sovraeccitazione).**

La Figura 21 mostra il profilo di scambio della potenza reattiva dell'UA8. Alle 14.07 è inviato un setpoint di regolazione reattivo pari ad un fattore di potenza 0.95 in sottoeccitazione (corrispondenti, per una potenza attiva prodotta di 240 kW, a circa 80 kvar). Alle 14.28 è inviato un

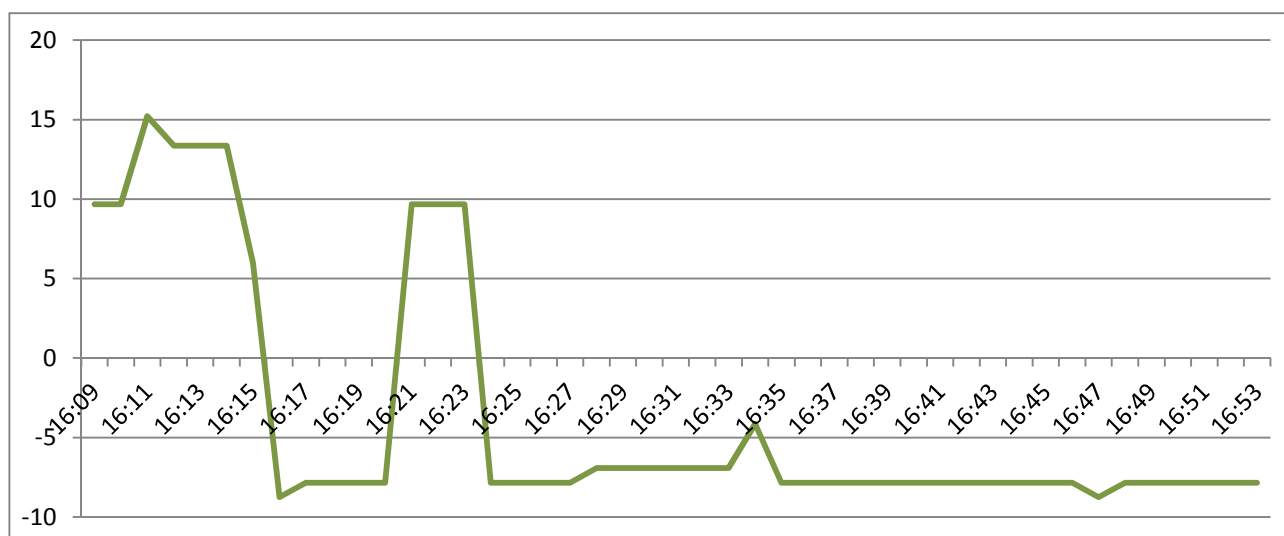
setpoint unitario, ed alle 14.35 un nuovo setpoint pari a 0.95 in sottoeccitazione. Alle 14.43 è quindi trasmesso all'impianto un setpoint a fattore di potenza unitario e alle 14.49 un setpoint di 0.95 in sovraeccitazione. Infine alla 14.55 è comandato l'esercizio a setpoint con fattore di potenza unitario.



**Figura 21. Profilo di scambio di potenza reattiva dell'UA8 a seguito dell'invio di comandi di setpoint da remoto (negativo = sottoeccitazione; positivo = sovraeccitazione).**

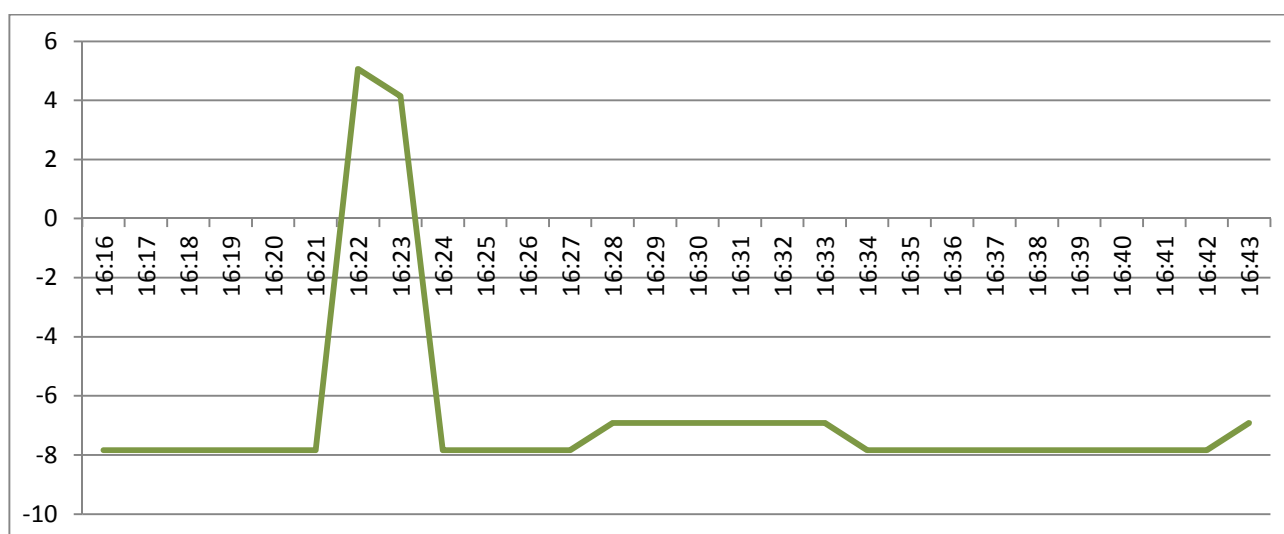
Non si riporta per brevità il profilo di regolazione della potenza reattiva dell'UA7, analogo a quelli già presentati per l'UA6 e UA8.

I comandi di dispacciamento sono stati implementati sull'UA9 secondo il profilo di regolazione in Figura 22. Alle 16.14 è inviato un primo comando di regolazione a fattore di potenza 0.95 in sottoeccitazione. Alle 16.20 si passa quindi al funzionamento in sovraeccitazione ( $\cos\phi=0.95$  in sovraeccitazione). Alle 16.24 si torna nuovamente al funzionamento a potenza reattiva scambiata nulla. Il contributo della regolazione è modesto, comparabile alle perdite reattive nel trasformatore MT/BT di accoppiamento alla rete, per via dello scarso irraggiamento durante l'esecuzione della prova.



**Figura 22. Profilo di scambio di potenza reattiva dell'UA9 a seguito dell'invio di comandi di setpoint da remoto (positivo = sottoeccitazione; negativo = sovraeccitazione).**

La Figura 23 si riferisce al profilo di regolazione dell'UA10. Alle 16.21 è comandata l'implementazione di un fattore di potenza 0.95 (in ritardo), mentre alle 16.23 si torna ad operare al funzionamento standard a  $\cos\phi=1$ .



**Figura 23. Profilo di scambio di potenza reattiva dell'UA10 a seguito dell'invio di comandi di setpoint da remoto (negativo = sottoeccitazione; positivo = sovraeccitazione).**

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

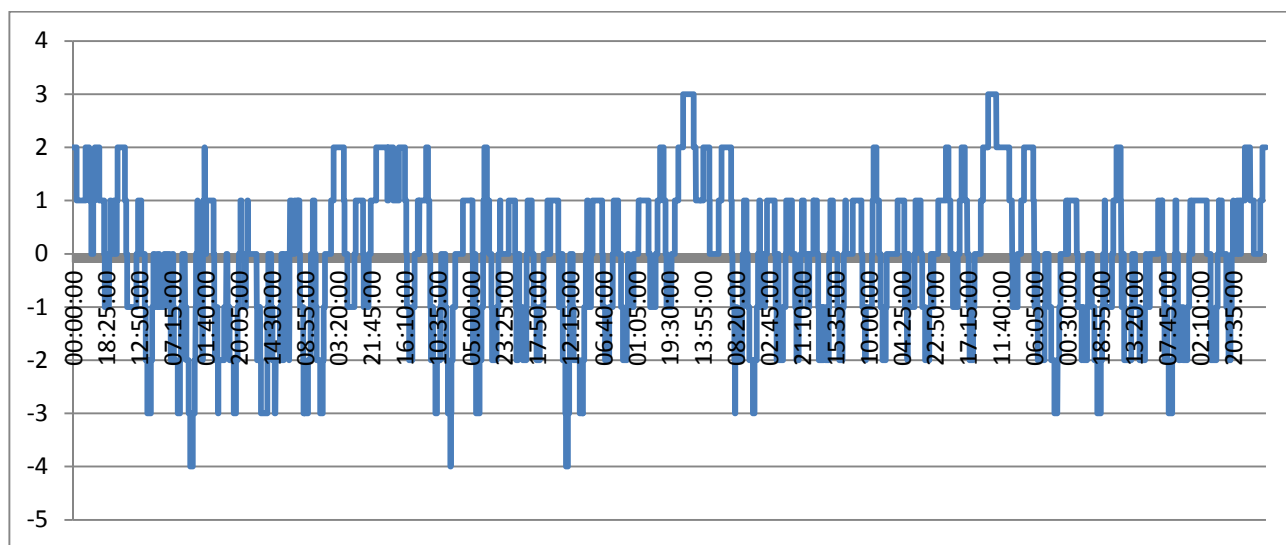
La Figura 24, la Figura 26 e la Figura 25 riportano le grandezze elettriche misurate in corrispondenza del Trasformatore Rosso della CP Colotto (Figura 26 e Figura 25, rispettivamente, per la potenza e la tensione) e le manovre del VSC del trasformatore medesimo (Figura 24).

La Figura 27, Figura 29 e Figura 28 mostrano le medesime informazioni, ma con riferimento alla semisbarra Verde.

Allo stato attuale, il Regolatore Automatico di Tensione (RAT) che comanda il funzionamento del VSC di ciascun trasformatore è predisposto a ricevere comandi di setpoint dall'architettura Smart Grid. A regime tali setpoint saranno generati in modo automatico dall'algoritmo DigSilent, ad oggi il setpoint è invece gestito dalle logiche interne del RAT sulla base di misure locali (mantenimento di un fattore di potenza costante, prossimo al 101-102% della tensione nominale, con compound in corrente inibito in presenza di inversione di flusso).

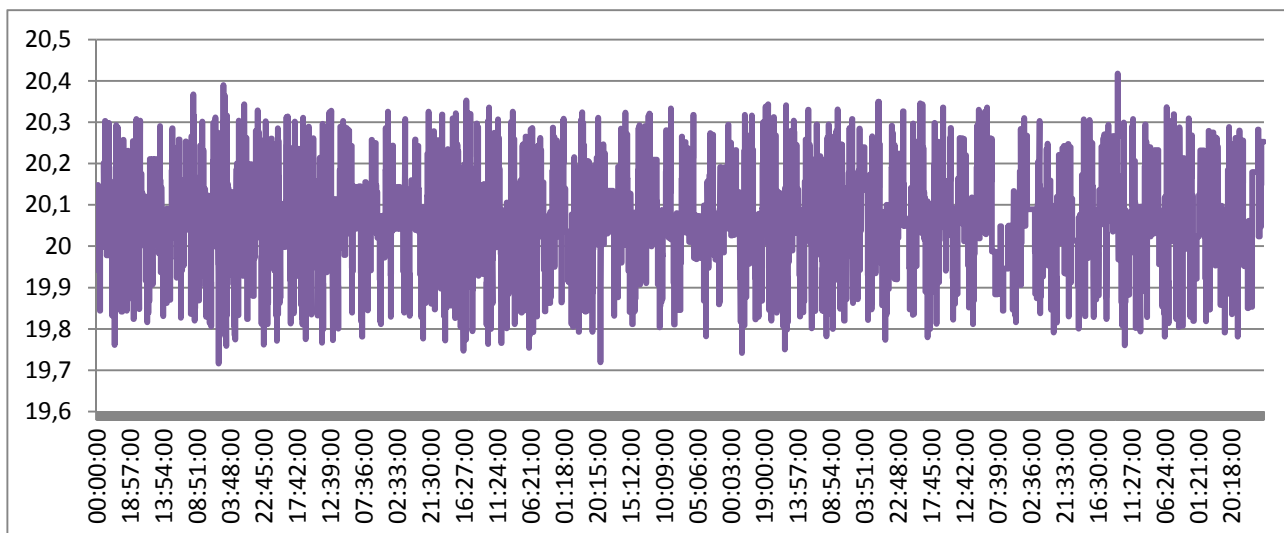
La Figura 24, la Figura 26 e la Figura 25 riportano, rispettivamente, il profilo di regolazione del VSC del Trasformatore Rosso, la tensione misurata in corrispondenza della semisbarra Rossa di CP ed i transiti di potenza attiva/reattiva sui trasformatori medesimi, misurati lungo il mese di febbraio 2015.

Benché nella condizione attuale la regolazione del VSC avvenga di fatto una logica di tipo tradizionale (basata sul mantenimento di un setpoint costante predefinito), si rileva come di fatto essa sia efficace nel mantenere i profili di tensione in prossimità del valore desiderato.



**Figura 24. Profilo di regolazione del VSC del trasformatore Rosso.**



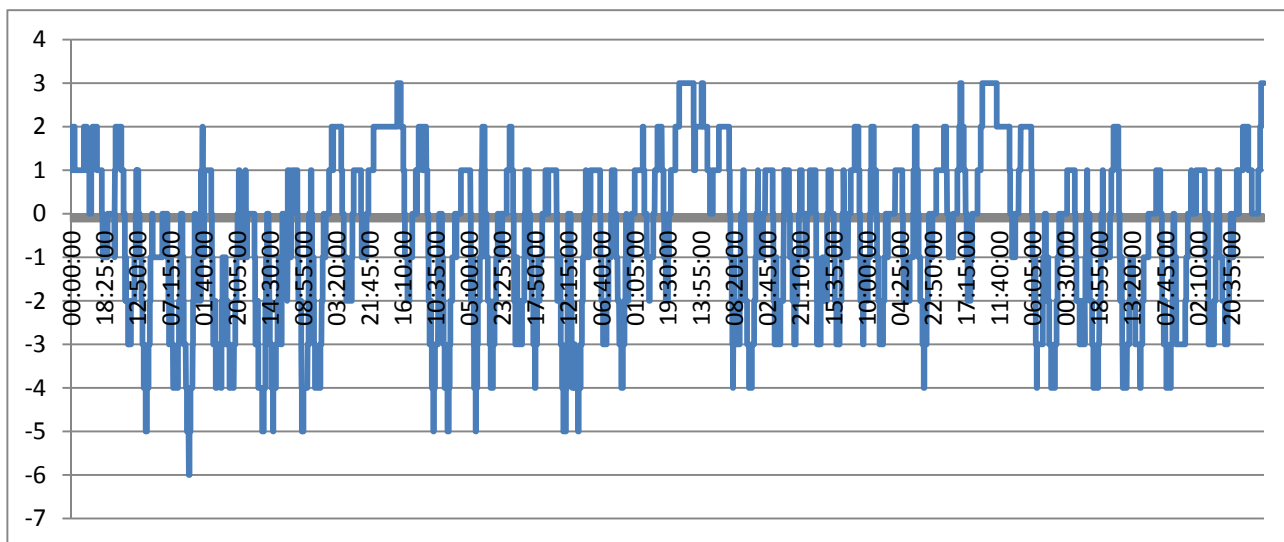


**Figura 25. Tensione misurata in corrispondenza della semisbarra MT Rossa [kV].**

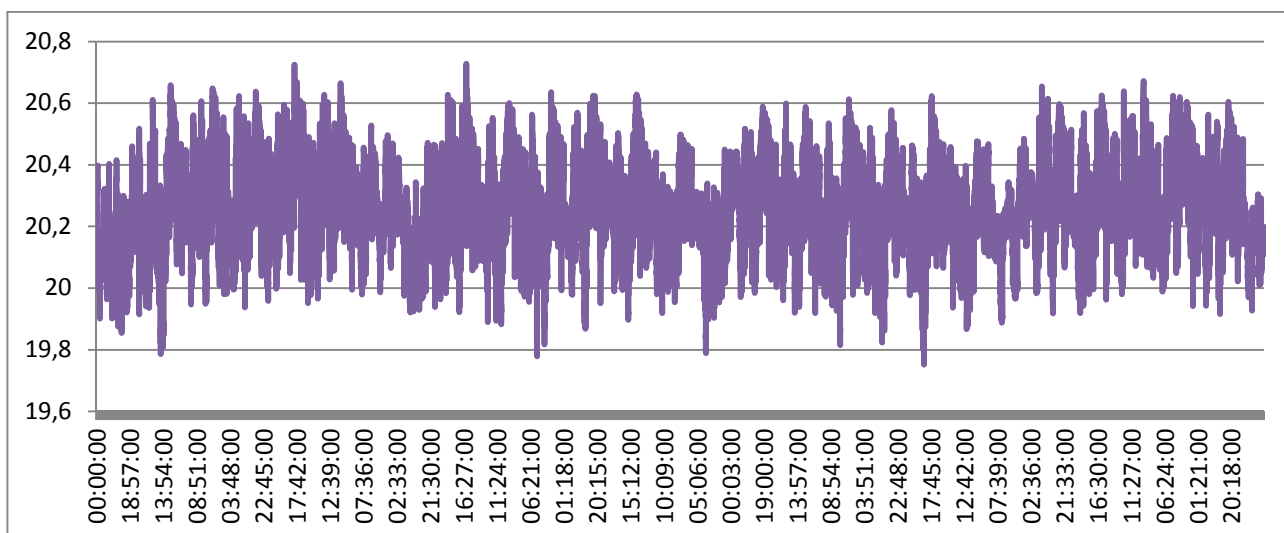


**Figura 26. Potenza attiva e reattiva transiente sul Trasformatore Rosso, positiva se assorbita dalla rete MT [MW/Mvar].**

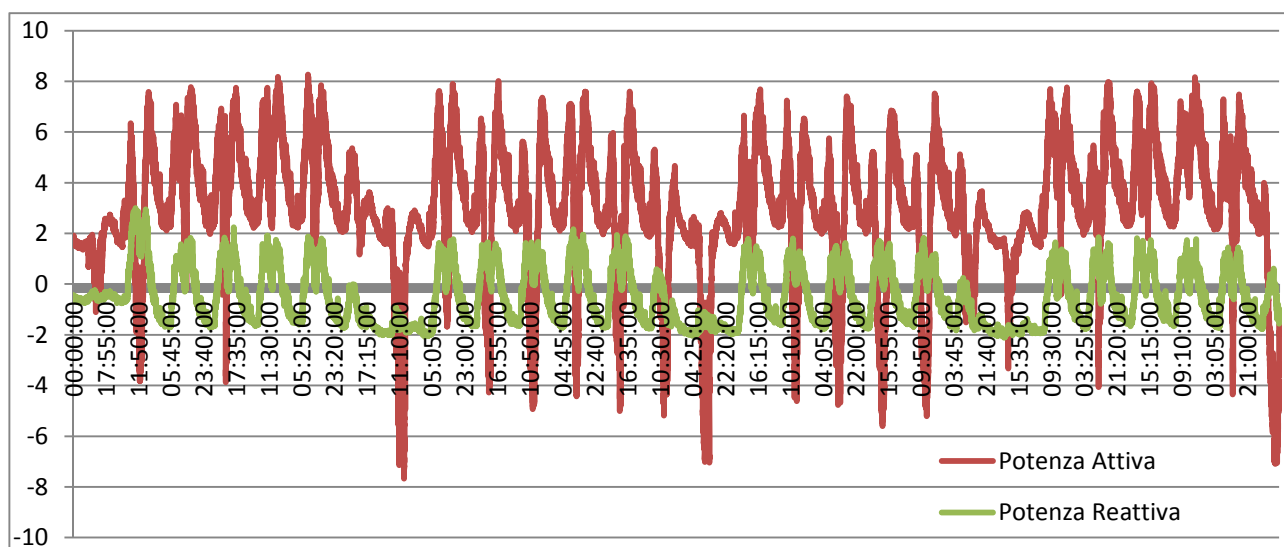
La Figura 27, Figura 28 e Figura 29 riportano contenuti analoghi alle precedenti, ma con riferimento alla semisbarra Verde di CP Colotto. Anche in questo caso, la regolazione del VSC attuale, benché effettuata con logiche non evolute, risulta adeguata a garantire il mantenimento degli opportuni livelli di tensione in CP.



**Figura 27. Profilo di regolazione del VSC del trasformatore Verde.**



**Figura 28. Tensione misurata in corrispondenza della semisbarra MT Verde [kV].**



**Figura 29. Potenza attiva e reattiva transitante sul Trasformatore Verde, positiva se assorbita dalla rete MT [MW/Mvar]**

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

Tutti gli interventi delle protezioni e degli interruttori in CP e in CSM Contro sono monitorate e storicizzate all'interno del database Oracle. In Tabella 6 è riportato un esempio di attivazione della logica di inibizione della protezione in CP Colotto afferente al feeder L4R a seguito della rilevazione di una corrente di guasto dalle protezioni a valle, in CSM Contro. La registrazione in tabella mostra la ricezione del segnale di inibizione da parte della protezione a monte (evento #1), lo scatto della protezione a valle (#2) e la successiva attivazione della procedura di richiusura automatica (#3). Dopo un tempo predefinito (400 ms; evento #4), si ha la cessazione dell'inibizione. Dopo circa 600 ms dall'apertura dell'interruttore in CSM, la protezione ne comanda una prima richiusura (richiusura rapida; #5).

#	Data e ora	Evento	Stato
1	29/07/2013 20:01:45.472	L4R - L.20 KV SEGNALE TELEINIBIZIONE DA CABINA CONTRO	ALLARME
2	29/07/2013 20:01:45.640	BOX8 - L.20 KV INTERRUTTORE	APERTO
3	29/07/2013 20:01:45.640	BOX8 - L.20 KV STATO RICHIUSURA AUTOMATICA	IN CORSO
4	29/07/2013 20:01:45.872	L4R - L.20 KV SEGNALE TELEINIBIZIONE DA CABINA CONTRO	RIENTRO
5	29/07/2013 20:01:46.336	BOX8 - L.20 KV INTERRUTTORE	CHIUSO

**Tabella 6. Esempio di intervento della selettività logica.**

### **3.1.5 Verifica da SCADA delle modalità di intervento delle protezioni lato utente in risposta ad un segnale inviato dal DSO**

Similmente a quanto avviene per le protezioni in CP e CSM Contro, anche le protezioni (SPI) installate presso gli UA coinvolti nel Progetto sono monitorate e storicizzate all'interno del database Oracle. La Tabella 7 riporta un esempio di un evento di invio del segnale di teleseccato ad un UA (UA9) per avvenuto intervento della protezione di linea. A seguito della protezione direzionale di terra (67N; evento #1), il relè di protezione in partenza al feeder L1V comanda l'apertura del relativo interruttore (#2). A seguito di tale manovra, è trasmesso il segnale di teleseccato agli utenti a valle, in questo caso l'UA9 (#3), che determina all'avviamento del relativo segnale logico (#4) e l'apertura del DDI dell'utente (#5).

#	Data e ora	Evento	Stato
1	19/10/2014 16:03:21.814	L1V - L.20 KV MAX I DIR. DI TERRA 2a SOGLIA	AVVIAMENTO
2	19/10/2014 16:03:22.078	L1V - L.20 KV MAX I DIR. DI TERRA 2a SOGLIA - SCATTO	
3	19/10/2014 16:03:22.093	204070 UA9 TELESCATTO DA SPL	
4	19/10/2014 16:03:22.105	204070 UA9 STATO RELE' DI APERTURA INTERRUTTORE	ECCITATO
5	19/10/2014 16:03:22.173	204070 UA9 INTERRUTTORE	APERTO

**Tabella 7. Esempio di evento di invio del segnale di teleseccato ad un UA per avvenuto intervento della protezione di linea.**

### **3.1.6 Verifica dei tempi di latenza dei segnali**

Tutti gli apparati installati nell'ambito del Progetto sono sincronizzati via NTP, con una accuratezza dei tempi rilevati conformi alle prestazioni dichiarate per tale standard.

Per quanto attiene alla verifica dei tempi di latenza dei segnali sui vettori di comunicazione impiegati nell'ambito del Progetto, si è fatto riferimento, quando possibile, ai tempi di ritardo manifestatisi nell'invio di messaggi GOOSE (ovvero i messaggi con i requisiti prestazionali più vincolanti a livello sperimentale). In caso di indisponibilità di tale metodo di prova, in subordine si è ripiegato sull'invio di messaggi di ping verso gli apparati remoti.

Per i risultati relativi a tali prove si veda il successivo punto 3.2.4.

## 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 in corrispondenza di tutti gli UA e in CP sono acquisite e storicizzate, con granularità impostabile da operatore (5-10 s). Tuttavia, alla data di stesura della presente relazione, il sistema di regolazione della tensione risulta ancora in fase di predisposizione e messa a punto. Come evidenziato al precedente par. 3.1.2, l'architettura per l'invio e l'implementazione dei comandi di setpoint sulla maggior parte degli UA è attiva, mentre l'algoritmo per l'ottimizzazione dei profili di tensione in rete, che a regime sarà demandato a controllare automaticamente gli scambi reattivi dei generatori, è solo in parte abilitato. Non sono dunque disponibili test in campo del sistema di regolazione della tensione, che prevedano le necessarie retroazioni sugli impianti.

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

Tutte le interruzioni e i buchi di tensione che hanno luogo sulla rete A.S.SE.M. sono registrati ai sensi delle più recenti disposizioni dell'Autorità in tale contesto (Del. ARG/elt 198/11). Ad esempio, in Tabella 8, Tabella 9 e Tabella 10 sono riportati gli indici di continuità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe per gli utenti BT, relativi al 2013. La Tabella 11 riporta invece gli indici di continuità relativi alle interruzioni transitorie (oggetto di pubblicazione comparativa) per gli utenti MT.

	<b>Altre Cause</b>	<b>Cause Esterne</b>	<b>Forza Maggiore</b>
<b>BT</b>	0.04556	0.00197	0.00037
<b>MT</b>	1.50733	0.04581	0.00000
<b>AT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>IC</b>	0.00850	0.00172	1.30809
<b>RT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SD</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SI</b>	0.00000	0.00000	0.00000

**Tabella 8. Numero medio per cliente BT senza preavviso lunghe (2013).**

	<b>Altre Cause</b>	<b>Cause Esterne</b>	<b>Forza Maggiore</b>
<b>BT</b>	3.75323	0.54181	0.17732
<b>MT</b>	41.62886	1.54735	0.00000
<b>AT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>IC</b>	0.10935	0.01588	193.593
<b>RT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SD</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SI</b>	0.00000	0.00000	0.00000

**Tabella 9. Durata complessiva per cliente BT senza preavviso lunghe (2013).**

	<b>Altre Cause</b>	<b>Cause Esterne</b>	<b>Forza Maggiore</b>
<b>BT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>MT</b>	3.28814	0.00000	0.00000
<b>AT</b>	0.98806	0.00000	0.00000
<b>IC</b>	0.01515	0.00000	0.00296
<b>RT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SD</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SI</b>	0.00000	0.00000	0.00000

**Tabella 10. Numero medio per cliente BT senza preavviso brevi (2013).**

	<b>Altre Cause</b>	<b>Cause Esterne</b>	<b>Forza Maggiore</b>
<b>BT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>MT</b>	10.36111	0.00000	0.00000
<b>AT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>IC</b>	0.55556	0.00000	0.02778
<b>RT</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SD</b>	0.00000	0.00000	0.00000
<b>SI</b>	0.00000	0.00000	0.00000

**Tabella 11. Numero medio per cliente MT transitorie (2013).**

Infine, in Tabella 12 (conforme alla notazione di cui alla norma EN 50160) sono riportati i buchi di tensione (comprendenti sia buchi fittizi, che eventi con origine AT) registrati dagli apparati di qualimetria nel corso del 2014 sulla semisbarra Rossa e Verde di CP Colotto.

<b>Tensione residua [%]</b>	<b><math>10 \leq t \leq 200</math></b>	<b><math>200 &lt; t \leq 500</math></b>	<b><math>500 &lt; t \leq 1000</math></b>	<b><math>1000 &lt; t \leq 5000</math></b>	<b><math>5000 &lt; t \leq 60000</math></b>
<b><math>90 \geq u &gt; 80</math></b>	134	6	0	6	0
<b><math>80 \geq u &gt; 70</math></b>	60	2	0	0	0
<b><math>70 \geq u &gt; 40</math></b>	82	5	1	0	0
<b><math>40 \geq u &gt; 5</math></b>	17	1	2	0	0
<b><math>5 \geq u</math></b>	0	0	0	0	2

**Tabella 12. Buchi di tensione registrati in CP Colotto nel 2014.**

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

Dal 1 luglio 2014 al 28 febbraio 2015 (dal 1 novembre al 28 febbraio 2015), la comunicazione verso gli UA è risultata attiva per le seguenti percentuali di tempo indicate nel seguito.

- UA1 – Fibra ottica: 86,26% (87,39%)
- UA2: non disponibile
- UA3: non disponibile
- UA4 – Fibra ottica: 98,09% (99,97%)
- UA5 – Fibra ottica: 99,99% (99,99%)
- UA6 – Fibra ottica: 99,99% (99,99%)
- UA7 – Fibra ottica: 98,06% (99,99%)
- UA8 – Fibra ottica: 85,00% (86,08%)
- UA9 – Fibra ottica+Wi-Fi: 17,88% (20,44%)
- UA10 – Fibra ottica+Wi-Fi: 28,80% (22,68%)
- UA11 – 3G: non disponibile

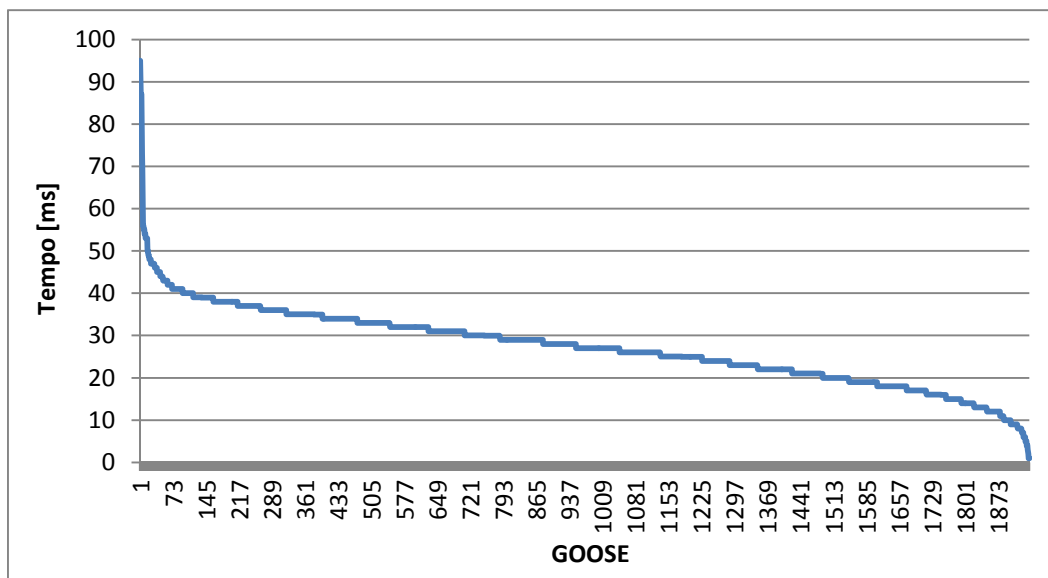
Tali rilevazioni, di carattere indicativo, sono state effettuate sfruttando l'invio di messaggi di keep-alive verso i SPI degli UA: quando la protezione non riceve il messaggio di keep-alive entro il tempo prestabilito, essa commuta le proprie soglie di taratura (da permissive a restrittive) e comunica l'avvenuta commutazione al centro; viceversa, al ritorno della comunicazione, avviene un nuovo cambio di soglie, anch'esso comunicato al centro.

Si sottolinea che le prestazioni limitate della comunicazione verso l'UA9 e l'UA10, come chiarito al successivo par. 3.2.4, sono dovute ad inconvenienti tecnici presso i siti degli utenti e non al vettore trasmissivo in quanto tale (fibra ottica+Wi-Fi). Una volta risolte tali problematiche, si attendono prestazioni in linea con quelle degli altri vettori trasmissivi.

### **3.2.4 *Registrazione 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***

Il grafico in Figura 30 riporta i tempi di trasmissione dei messaggi GOOSE registrati nel corso della sperimentazione. Al fine di ottenere un insieme statisticamente significativo di dati, nell'ambito del Progetto è stato predisposto l'invio di messaggi GOOSE di test (del tutto analoghi ai messaggi reali, ma non atti a comandare l'apertura del SPI), con cadenza giornaliera. I tempi registrati si riferiscono ai vettori di comunicazione attualmente in servizio (fibra ottica/Wi-Fi) e agli UA coinvolti nella sperimentazione (non ricomprendono dunque l'invio di messaggi all'UA in bassa tensione, e all'UA2 e UA3). È bene precisare che, benché la presente prova sia stata concepita primariamente con lo scopo di valutare le prestazioni del sistema di comunicazione, essa rappresenta di fatto un metodo di test per la complessiva catena di controllo e automazione prevista nel Progetto per l'invio, la ricezione e la refertazione dei messaggi GOOSE (telescatto e selettività logica). Affinché la prova abbia esito positivo, infatti, è necessario che tutte le seguenti azioni vengano completate con successo: generazione del messaggio GOOSE dalla protezione di CP/CSM, invio del messaggio attraverso il vettore di comunicazione, ricezione del GOOSE e conseguente generazione del messaggio di report da parte del SPI dell'UA, ricezione e registrazione dell'evento all'interno dello SCADA/DMS. Tale fatto spiega perché, benché le prestazioni di invio dei messaggi risultino conformi ai requisiti sperimentali, sia per quanto concerne la trasmissione di segnali di telescatto che, in generale, di selettività logica, l'affidabilità di ricezione degli stessi non possa dirsi altrettanto soddisfacente: rispetto al totale di messaggi inviati, solo il 56% giunge correttamente a destinazione (i 1940 messaggi riportati in Figura 30); negli altri casi il messaggio è perso, per indisponibilità temporanea del vettore di comunicazione o, allo stato attuale, più spesso, per problematiche di comunicazione IEC 61850 a livello di apparati. Tali inconvenienti tecnici riguardano in particolar modo gli UA9 e UA10, dove, a causa di problematiche presso il sito dell'utente, si ha la mancata ricezione di un numero elevato di messaggi (testimoniate anche dal frequente passaggio del relativo SPI da soglie permissive a restrittive, come mostrato al par. 3.2.4).





**Figura 30. Tempi di trasmissione messaggi GOOSE.**

Tale inconveniente tecnico (dovuto ad un problema di disturbi presso il sito d'installazione e/o di configurazione degli apparati, in fase di risoluzione) riguarda i soli messaggi GOOSE (altre tipologie di messaggi transitano correttamente). Il vettore di comunicazione (fibra ottica + Wi-Fi) non presenta invece problemi, come evidenziato dai risultati delle seguenti prove di comunicazione, basate sull'invio di messaggi di ping. In prospettiva, tali problematiche saranno risolte mediante una corretta configurazione degli apparati presso i diversi siti.

#### Report UA9

Statistiche Ping per 10.70.2.226:

Pacchetti: Trasmessi = 7068, Ricevuti = 7067,  
 Persi = 1 (0% persi),

Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:

Minimo = 3ms, Massimo = 431ms, Medio = 9ms

#### Report UA10

Statistiche Ping per 10.70.2.231:

Pacchetti: Trasmessi = 6953, Ricevuti = 6951,  
 Persi = 2 (0% persi),

Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:

Minimo = 4ms, Massimo = 408ms, Medio = 10ms

### **3.3 Generazione intenzionale di eventi in campo**

Ad oggi non sono stati generati intenzionalmente eventi in campo (quali, ad esempio, guasti simulati) al fine di verificare le prestazioni dell'architettura sperimentale.

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

Allo stato attuale del Progetto, non è stato possibile effettuare un monitoraggio estensivo dei benefici dell'architettura sperimentale sugli indicatori di esercizio della rete di San Severino Marche.

Per quanto concerne gli indici di continuità del servizio, in ragione del fatto che:

- la selettività logica verso la CSM Contro, benché attualmente in esercizio, ha richiesto diversi interventi di setup, con benefici discontinui sulla rete di distribuzione;
- i benefici connessi alla maggiore affidabilità di distacco degli SPI risultano di complessa quantificazione, in quanto nello scenario precedente alla sperimentazione lo stato degli organi di manovra degli UA non era monitorato dal Distributore.

Relativamente alla qualità della tensione, il raggiungimento dei benefici prefissati è subordinato all'implementazione dell'algoritmo di ottimizzazione dei profili di tensione in rete, attualmente in corso di messa a punto.

Un monitoraggio estensivo consentirà una migliore valutazione delle prestazioni del sistema di comunicazione, in termini di disponibilità del medesimo e di tempi di trasmissione dei segnali.

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

Scopo di questa sezione è di fornire un quadro dei costi del Progetto e una valutazione circa la sostenibilità dei medesimi in caso di estensione su larga scala dell'architettura sperimentale.

### **4.1 Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata**

Il progetto Smart Grid A.S.SE.M. presenta una serie di specificità, dovute sia alle particolari condizioni al contorno che sussistono nel territorio di San Severino Marche, che con riferimento alle soluzioni tecnologiche adottate, studiate allo scopo di accrescere la valenza della sperimentazione.

Una particolarità del Progetto che ha avuto impatto sui costi è relativa alla disomogeneità degli impianti di generazione coinvolti nella sperimentazione: impianti fotovoltaici MT e BT, impianti idroelettrici ad acqua fluente sia con generatore sincrono, che asincrono. Tale disuniformità ha contribuito ad ampliare il range di soluzioni da investigare, consentendo di sfruttare possibili sinergie tra le differenti tipologie di GD, ma anche determinando degli extra-costi, non preventivati in fase di istanza al trattamento incentivante. Ad esempio, una criticità in tal senso è rappresentata dal fatto che ciascun impianto fotovoltaico è equipaggiato con inverter di un diverso Fornitore, e ha richiesto quindi una configurazione impiantistica e sviluppi ad hoc.

Un ulteriore aspetto che ha impattato sull'economicità della soluzione adottata, peculiare del progetto Smart Grid A.S.SE.M., riguarda il sistema di comunicazione impiegato, basato su tre distinti vettori trasmissivi, con possibilità di back-up tra i diversi vettori. Tale soluzione, infatti, benché sicuramente in grado di offrire prestazioni elevate, in un futuro scenario di regime risulterebbe probabilmente di difficile sostenibilità economica, per via dei costi, sia di sviluppo che di gestione, dell'architettura complessiva. Nell'ambito della sperimentazione A.S.SE.M., inoltre, una semplificazione/razionalizzazione dell'architettura del sistema di comunicazione avrebbe con ogni probabilità consentito un contenimento delle tempistiche richieste.

Per quanto concerne le altre soluzioni tecnologiche adottate, non si rilevano invece particolari criticità legate ai costi, specie, come si è già avuto modo di citare, in caso di realizzazione di impianti nuovi e/o rifacimento completo dal punto di vista dell'automazione di impianti esistenti.

### **4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione**

Il budget del Progetto aggiornato, con indicazione del contributo delle singole voci di costo, è riportato in Tabella 13. Esso comprende i costi degli investimenti consuntivati, che si sono manifestati entro dicembre 2014.

<b>RIEPILOGO</b>	<b>Quantità</b>	<b>Costo unitario [k€]</b>	<b>Totale [k€]</b>
Assistenza tecnica, sviluppi e progettazione esecutiva	1	331,12	331,12
Sistema di comunicazione dedicato	1	125,17	125,17
Apparati di CP	1	239,75	239,75
Adeguamento CSM Contro	1	82,36	82,36
Adeguamento CD telecontrollate	5	18,23	91,13
Apparati Utenti Attivi	11	27,62	303,84
Fase di test ed elaborazione dati	1	91,80	91,80
<b>Totale progetto</b>			<b>1.265,16</b>

**Tabella 13. Costi totali del Progetto aggiornati al 31 dicembre 2014.**

I costi del Progetto sono riportati con maggiore dettaglio nella seguente Tabella 14.

<b>Contractor</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Investimenti in esercizio [€]</b>
Selta	Assistenza tecnica, sviluppi e progettazione	227.318
Selta	Apparati di CP	215.222
Selta	Apparati e attività in impianto di CSM Contro	77.180
Selta	Apparati e attività in impianto di CD	86.412
Selta	Apparati e attività in impianto per UA	273.936
Selta	Fase di test ed elaborazione dati	51.600
Elettrica Maceratese	Fornitura fibra ottica interrata e equipaggiamento per fibra ottica aerea ADSS e Opere di attestazione fibra ottica (rack, patch panel, ecc.)	19.765
UNIFIBRE	Fornitura fibra ottica aerea	18.071
Eredi Paci	Posa e installazione fibra ottica	37.589
Voistmart	Fornitura e posa in opera ponti radio Wi-Fi	13.170
WIND/TELECOM	Sistema di comunicazione mobile	0
ASSEM	Forniture varie (cavetteria, ecc.) e lavori in impianto	81.105
Utenti attivi	Mancata produzione per attività in impianto	0
Politecnico di Milano	Consulenza in fase di istanza incentivante, durante la sperimentazione e la fase di valutazione	144.000
Fornitori vari	Attività di sostituzione/aggiornamento inverter	0
Lavorazioni esterne	Forniture varie (cavetteria, ecc.)	19.795
<b>Totale</b>		<b>1.265.163</b>

**Tabella 14. Dettaglio dei costi afferenti al Progetto aggiornati al 31 dicembre 2014.**

Si precisa che nella presente relazione sono dichiarati unicamente i costi strettamente attinenti con la sperimentazione condotta da A.S.SE.M. ai sensi della Del. ARG/elt 39/10. Ulteriori costi sostenuti da A.S.SE.M. per altri interventi svolti contestualmente a quelli del Progetto (ad es., sostituzione di protezioni su linee non “smart”), non sono indicati tra i costi della sperimentazione e non sono oggetto di richiesta di incentivazione.

In Tabella 14, le voci relative al sistema di comunicazione mobile, alla mancata produzione per attività in impianto e all’attività di sostituzione/aggiornamento inverter, nulle alla data del 31 dicembre 2014, fanno riferimento a costi che, benché non ancora sostenuti da A.S.SE.M., sono già stati programmati nel corso del 2015.

L’aumento dei costi registrato nella fase realizzativa del Progetto è imputabile agli aspetti descritti nel seguito.

- L’incertezza circa lo scenario a regime (a valle della fase sperimentale), che ha spinto i costruttori di apparecchiature a investire con difficoltà sul Progetto, non intravedendone ancora le future ricadute positive (ad es., sulle attività di R&D rese necessarie dalle evoluzioni normative e regolatorie) e caricando pertanto la quasi totalità dei costi di sviluppo degli apparati innovativi su A.S.SE.M. Infatti, lo scenario incerto a livello internazionale non è stato in grado di generare un sufficiente volume di mercato per i prodotti di cui è necessaria l’adozione in questa iniziativa sperimentale, con ripercussioni sia sulle apparecchiature destinate agli impianti utente, sia su quelle lato rete di distribuzione.
- La natura sperimentale del Progetto, che non ha permesso, in fase di istanza incentivante, di stimare con pieno dettaglio la totalità delle voci di costo (ad es., il costo finale per A.S.SE.M. degli apparati innovativi, comprensivi di costi di progettazione e sviluppo non altrimenti ammortizzabili).
- L’evoluzione della rete di distribuzione A.S.SE.M. nel triennio 2011-2013 per impulso della connessione dei nuovi impianti di GD, che ha comportato l’esigenza di rivedere l’architettura d’insieme del Progetto (direttrici di distribuzione e Utenti coinvolti) al fine di consentire l’esercizio in sicurezza della rete medesima (congestioni a livello di trasformatori AT/MT di CP e di linee MT, innalzamento dei profili di tensione, possibilità di isola indesiderata, ecc.).
- La necessità di modificare la configurazione del sistema di comunicazione rispetto all’ipotesi iniziale, per via dell’assenza di connettività DSL in alcune porzioni del territorio (rurale/collinare) di San Severino Marche e della difficoltà ad ottenere una visibilità diretta tra le antenne per la realizzazione dei ponti Wi-Fi.

- La mutazione del quadro normativo e tecnico (evoluzioni nelle norme tecniche CEI 0-16, CEI 0-21, agli Allegati 70 e 72 al Codice di Rete di Terna, Del. 84/12/R/eel, Del. 421/14/R/eel), che ha costretto a variare le soluzioni e le architetture inizialmente previste, per ricomprendere le novità recentemente introdotte.
- Le problematiche riscontrate per il retrofit degli inverter installati presso alcuni degli Utenti Attivi coinvolti nella sperimentazione, che hanno determinato nuovi costi legati, da un lato, alla necessità di sostituire i moduli inadatti ad implementare le funzionalità Smart Grid e, dall'altro, alla mancata produzione a cui gli Utenti medesimi sono stati soggetti a causa dei ripetuti disservizi e interventi in campo.
- La necessità di rimborsare la mancata produzione a cui sono stati soggetti gli Utenti per via della sperimentazione (fermi impianto per l'installazione e attivazione degli apparati sperimentali e/o disservizi direttamente riconducibili allo svolgimento del Progetto).

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

In uno scenario di regime, l'architettura Smart Grid presenterebbe costi di gestione essenzialmente legati a:

- le competenze tecniche (specie in ambito ICT) richieste per la gestione della Smart Grid ma ad oggi non possedute dal personale A.S.SE.M., che richiederanno l'acquisizione nell'organico aziendale di una figura professionale dedicata o, in alternativa, l'approvvigionamento delle competenze necessarie presso aziende esterne (quantificabile, indicativamente, in 50 k€/anno);
- canone per servizi di telecomunicazione su vettori condivisi, quali la rete mobile 3G, comprensivi di manutenzione per apparati a noleggio (quantificabile, indicativamente, in 10-15 k€/anno);
- costi di manutenzione legati alle infrastrutture di comunicazione di proprietà A.S.SE.M. (fibra ottica e Wi-Fi) e ad i nuovi apparati oggetto di installazione presso le Cabine Secondarie e gli Utenti Attivi (difficilmente quantificabili a priori, ma comunque di entità contenuta, anche in considerazione del fatto che a regime la manutenzione delle apparecchiature presso i siti degli UA sarà a carico degli Utenti medesimi e non, come in ambito sperimentale, di A.S.SE.M.).

## **4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità**

### **4.4.1 Economie di scala**

Saranno possibili economie di scala, qualora siano in futuro adottate soluzioni tecniche omogenee a livello nazionale. Essendo la società A.S.SE.M. titolata alla gestione della sola Cabina Primaria Colotto, si attendono limitati benefici in termini di riduzione dei costi nella prospettiva di uno sviluppo dell'architettura Smart Grid sulla sola rete di San Severino Marche.

Non è prevista la stipula di accordi quadro per migliorare la sostenibilità della architettura sperimentale.

### **4.4.2 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile**

Nella prospettiva di una implementazione a regime dell'architettura Smart Grid, si possono svolgere le seguenti considerazioni in merito al livello di prestazioni in relazione ai costi delle soluzioni tecnologiche adottate.

1. I maggiori costi della soluzione sperimentale rispetto allo scenario attuale sono legati alla realizzazione e gestione della rete di comunicazione (WAN: Wide Area Network).
2. In prospettiva, la “smartizzazione” di una CP, ad es. mediante l'installazione di apparati operanti in protocollo IEC 61850 consentirebbe, senza particolari maggiori oneri rispetto allo scenario tradizionale, senza apparati IEC 61850, di conseguire benefici significativi in termini di:
  - minore complessità realizzativa e maggiore flessibilità dell'architettura della stazione AT/MT (minor numero di cablaggi per Digital I/O o comunicazioni dedicate, e connessioni standardizzate, grazie al fatto che la pressoché totalità delle informazioni viaggiano su LAN Ethernet);
  - funzionalità di controllo e monitoraggio avanzate da remoto da parte dell'operatore;
  - possibilità di adottare strategie avanzate di protezione, selettività, interblocco, ecc. tra gli apparati di CP mediante lo scambio di messaggi GOOSE IEC 61850.
3. L'integrazione degli Utenti Attivi all'interno della Smart Grid risulterebbe possibile, a costi ragionevoli, per le applicazioni che prevedono l'impiego di un sistema di comunicazione condiviso con caratteristiche commerciali (senza vincoli specifici sui tempi di latenza dei messaggi e senza tunneling di livello 2), quali la rete 2G/3G comunemente utilizzata per il monitoraggio/controllo da remoto delle sottostazioni e delle unità periferiche. In questo scenario, risulterebbero possibili tutte le applicazioni che prevedono il monitoraggio e controllo in tempo reale degli apparati in campo, senza requisiti stringenti (es. <500 ms) sulla velocità del vettore di comunicazione. Sarebbe dunque possibile:



- il monitoraggio degli impianti di generazione (produzione attiva e reattiva, tensione nel punto di scambio, diagnostica, ecc.);
  - il controllo degli impianti di generazione, ad esempio ai fini della realizzazione di strategie di dispacciamento e/o limitazione in emergenza della produzione;
  - il monitoraggio/controllo degli organi di campo (quali IMS motorizzati, ecc.).
4. L'implementazione di strategie di protezione avanzate, quali selettività logica e telescatto, basate sul coordinamento remoto delle protezioni attraverso lo scambio di messaggi GOOSE, necessita la predisposizione di un mezzo di comunicazione veloce, su cui realizzare una VPN di Livello 2. Ciò richiede la predisposizione di vettori di comunicazione dedicati (es. fibra ottica) o, in alternativa, la stipula di contratti ad hoc con operatori di comunicazione mobile, entrambe soluzioni con costi che potrebbero risultare di difficile sostenibilità da parte del Distributore. Una eccezione in questo senso è, almeno parzialmente, rappresentata dalla posa di fibra ottica contestualmente al rifacimento di linee elettriche aeree/interrate: i costi di investimento in questi casi potrebbero essere giustificabili, specie in presenza di situazioni di criticità a livello di rete di distribuzione (ad es., presenza di generatori rotanti di potenza elevata, con contestuale rischio di isola indesiderata/ri chiusure in controfase). La sostenibilità della rete mobile dipende dal contesto applicativo: ad esempio, dagli accordi in essere con il fornitore del servizio, nonché dal numero di siti coinvolti (maggiore è il numero, maggiore è la convenienza economica di tale soluzione).

#### ***4.4.3 Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni***

In prospettiva, si auspica che l'implementazione dell'architettura Smart Grid venga attuata, in termini di gradualità e tempistiche, in accordo alla scansione delineata al precedente par. 4.4.2.

Nel dettaglio, un primo step potrebbe prevedere la realizzazione dell'architettura protocollare presso la CP, in modo da beneficiare dei vantaggi forniti dallo scambio di informazioni tra gli apparati di protezione, controllo e monitoraggio via LAN in protocollo IEC 61850.

In seguito, con livello di smartness e costi crescenti, potrebbero essere raggiunti i siti remoti (CS e UA) mediante un vettore di comunicazione condiviso con prestazioni standard (ad es., 3G): si abiliterebbe così il monitoraggio in tempo reale degli apparati/organi di manovra in campo e l'invio alle unità di GD di comandi di modulazione/regolazione della potenza attiva/reattiva (con ritardi accettabili anche nell'ordine di qualche secondo).

Infine, in presenza di esigenze particolari in relazione alla selettività tra protezioni del DSO e UA e/o alla sicurezza/affidabilità di esercizio della rete di distribuzione, o anche in uno scenario di rete

evoluto, gli apparati in campo potrebbero essere raggiunti mediante un sistema di comunicazione più prestante (ad es., con tempi di latenza  $<100$  ms) che supporti l'invio di messaggi GOOSE mediante tunneling di Livello 2 (ad es., fibra ottica, o rete 3G/LTE in presenza di accordi specifici con l'operatore di telecomunicazioni).

## 5. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Scopo di questa sezione è di fornire le valutazioni conclusive dell'impresa A.S.S.E.M. SpA in merito ai risultati del Progetto, anche con riferimento alle aspettative iniziali.

### 5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto

In relazione al livello di raggiungimento degli obiettivi sperimentali del Progetto, è possibile svolgere le considerazioni riportate nel seguito.

Ad oggi l'architettura del Progetto è completa in CP Colotto e CSM Contro, mentre è in fase di completamento a livello di Cabine Secondarie e Utenti Attivi. A regime, l'architettura sarà pienamente ultimata in accordo a quanto dichiarato in fase di istanza incentivante; non si intravedono dunque scostamenti significativi in relazione agli obiettivi della sperimentazione rispetto a quanto preventivato inizialmente.

La valutazione del livello di raggiungimento delle prestazioni dell'architettura di controllo/automazione rispetto alle aspettative iniziali, in questa fase, è possibile solo per una parte circoscritta delle funzionalità previste nell'architettura Smart Grid, quelle che per l'appunto sono potute essere già soggette a test. In particolare:

- in relazione alla funzionalità di teleseccato da remoto della generazione a seguito dell'apertura dell'interruttore in testa linea, si sono raggiunti pienamente gli obiettivi prefissati dal Progetto nel caso di UA che beneficino di una connessione in fibra ottica; il vettore di comunicazione Wi-Fi ha invece richiesto iniziali interventi di setup per conseguire una adeguata resilienza ai disturbi esterni e, date le problematiche riscontrate a livello di apparati utente, il suo funzionamento alla data odierna necessita ancora di opportuni test in campo;
- con riferimento alla selettività logica tra le protezioni di CP e CSM, gli obiettivi prospettati in fase di istanza incentivante sono stati parimenti conseguiti;
- gli obiettivi prefissati relativi al telecomando delle Cabine Secondarie con protocollo IEC 61850 sono stati anch'essi pienamente raggiunti;
- relativamente alla regolazione/limitazione in emergenza della potenza attiva degli UA, si sono ottenuti i risultati sperati presso i siti degli UA con apparati già idonei a ricevere comandi di regolazione da remoto o adeguabili con un aggiornamento firmware; negli altri casi, il retrofit ha comportato costi e difficoltà realizzative inizialmente non preventivati, con risultati, almeno allo stato attuale, inferiori alle aspettative;

- per quanto concerne la regolazione della potenza reattiva, si possono svolgere considerazioni analoghe a quelle di cui al punto precedente;
- il monitoraggio delle iniezioni della GD ha fornito i risultati auspicati, consentendo di conoscere in tempo reale la produzione di ciascun generatore coinvolto nella sperimentazione; tale funzionalità trova un'immediata applicazione nelle pratiche di esercizio del Distributore, inoltre, nel breve termine, consentirà l'attuazione di quanto specificato all'Allegato A70 del Codice di Rete Terna in merito alla stima della produzione di GD suddivisa per fonte nel tempo reale e su base previsionale;
- in merito alla regolazione di tensione centralizzata ed al monitoraggio e classificazione dei buchi di tensione MT, non è stato possibile valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi prefissati, in quanto le funzionalità sono attualmente in fase di setup.

## **5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)**

A livello qualitativo le varie funzionalità hanno mostrato benefici misurati (alcuni, come precedentemente dettagliato, per ora testati solo parzialmente) che non sempre risultano in linea con i benefici attesi:

- in merito alle funzionalità di controllo e regolazione dei flussi di potenza attiva le prestazioni sono completamente in linea con i benefici attesi;
- in merito alle funzionalità di monitoraggio delle iniezioni della GD i benefici sono parimenti in linea con i valori attesi;
- le funzionalità associate ad una comunicazione veloce fra i vari nodi della rete (telescatto alla GD; selettività logica) hanno mostrato prestazioni solo parzialmente in linea con le aspettative, in particolare le problematiche rilevate evidenziano criticità, specie per quanto concerne l'affidabilità del servizio, per problemi di gestione dei messaggi GOOSE da parte degli apparati installati presso alcuni siti della sperimentazione;
- il monitoraggio/telecontrollo delle cabina secondarie ha fornito risultati in linea con le aspettative;
- relativamente alla logica di regolazione della tensione, non è stato possibile ad oggi valutarne pienamente i benefici; preliminarmente, si osserva comunque che, ai fini di un controllo efficace dei profili di tensione della rete di distribuzione, in prospettiva sarà richiesto il coinvolgimento di un numero significativo di impianti di generazione;
- in merito al monitoraggio dei buchi di tensione, le valutazioni svolte hanno mostrato che i benefici effettivi risultano in linea con quanto atteso, benché i risultati ottenuti siano di

carattere preliminare, e nuovi approfondimenti siano necessari per il consolidamento degli stessi;

- da ultimo, si rileva e sottolinea una forte valenza del Progetto in relazione alla miglior comprensione delle evoluzioni in essere nel quadro normativo e regolatorio, sia rispetto al personale A.S.SE.M., sia e soprattutto rispetto ai soggetti terzi, Utenti Attivi, Utenti Passivi, Autorità Pubbliche, ecc., coinvolti nell'ambito dell'attività sperimentale; A.S.SE.M. ha avviato tavoli di discussione in merito alle nuove funzionalità, tavoli che hanno dato la possibilità di condividere con tutti i soggetti le motivazioni alla base della importante evoluzione del quadro regolatorio registrata negli ultimi anni, evoluzione che ha forti impatti su soggetti terzi ad A.S.SE.M. (in particolare sugli UA); in tale ottica, il Progetto ha sicuramente consentito una migliore comprensione delle evoluzioni in essere e di quelle degli anni recenti.

### **5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate**

La reperibilità degli apparati innovativi richiesti nella sperimentazione è uno degli aspetti che più hanno impattato sullo svolgimento delle attività rispetto al diagramma temporale inizialmente previsto. Ciò ha riguardato sia le apparecchiature relative ai siti del Distributore (ad es., per il controllo e protezione della rete), che afferenti agli UA (ad es., inverter innovativi).

In alcuni casi, infatti, i Costruttori di simili apparecchiature hanno mostrato una scarsa propensione a personalizzare i loro prodotti rispetto a quanto già disponibile a scaffale. Talvolta, i prodotti presentati allo scopo dall'Impresa consistevano in parziali modifiche di apparecchiature già disponibili nei cataloghi dei Costruttori stessi. Questo approccio si spiega facilmente con la natura multinazionale e in alcuni casi globale dei Fornitori, che tendono ad evitare personalizzazioni ad hoc dei prodotti per applicazioni specifiche, ancorché di tipo sperimentale.

Si ritiene dunque che la standardizzazione delle soluzioni costruttive sia essenziale, specie lato impianto dell'UA, al fine di consentire la futura replicabilità della soluzione sperimentale, a costi accessibili. Ciò richiede in prospettiva una evoluzione della normativa, nel verso di normare anche gli apparati oggi richiesti per la realizzazione dell'architettura Smart Grid.

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

Nella prospettiva di una diffusione su più scala delle soluzioni tecniche sviluppate nel Progetto, si possono svolgere le considerazioni di cui nel seguito.

#### **5.4.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo**

Nel breve termine, come anticipato, sarà necessario definire gli aspetti ad oggi ancora non previsti dal quadro normativo nazionale. Per quanto concerne gli apparati degli Utenti Attivi, il coinvolgimento degli Utenti nell'infrastruttura Smart Grid richiederà di definire opportuni standard di scambio dei dati (in protocollo aperto, ad es. IEC 61850) e completare, dove necessario, la normazione delle funzionalità a livello di apparati dell'Utente. In questo ambito, opportune prescrizioni tecniche saranno richieste in particolare per il Sistema di Protezione di Interfaccia, i misuratori (Contatore Generale, Contatore di Produzione), gli inverter fotovoltaici (eventualmente interfacciati con concentratori) e il DCS (Distributed Control System) degli impianti idroelettrici. Per i generatori rotanti, ai fini dell'integrazione nella Smart Grid, assumeranno particolare rilevanza la tipologia di generatore installata (sincrono/asincrono), nonché le sue caratteristiche dinamiche (rampe di regolazione).

L'architettura Smart Grid A.S.SE.M. contempla i recenti aggiornamenti alla disciplina del dispacciamento e alle norme tecniche di connessione in merito al distacco della GD in condizioni di emergenza (Allegati A70 e A72 al Codice di rete e CEI 0-16). In particolare, il Progetto ne soddisfa i requisiti prevedendo, oltre alla soluzione richiesta a livello di normativa (GSM), il backup su vettore sperimentale (vettori in fibra ottica, Wi-Fi e rete mobile HSDPA). In prospettiva, dovrà essere valutato se, e come, le due soluzioni dovranno coesistere (p.e.,: soluzione oggi sperimentata che funge da canale principale, avendo come backup la soluzione GSM/GPRS attualmente in norma).

Per le funzioni di limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete dalla Generazione Diffusa, si evidenzia la necessità di definire, in sede di regolazione nazionale, un eventuale trattamento economico da applicarsi alle quantità energetiche soggette a ordini di limitazione da parte del DSO/TSO.

Alcune scelte realizzative potranno comportare, in prospettiva, una differente ripartizione dei costi dell'architettura Smart Grid tra Distributore e Utente e potenziali vantaggi/svantaggi di natura gestionale. Dalle indagini preliminari svolte ad oggi, la soluzione con apparati di rete (router) installati a livello di Cabina Secondaria del Distributore, quando possibile, sembra essere la più efficiente (si evita di replicare costi/apparati). In uno scenario di implementazione estensiva, tuttavia, questa soluzione potrebbe determinare possibili sovrapposizioni di competenze/costi tra il

Distributore e l'Utente (ad es., costi di comunicazione). In fase di valutazione, si analizzeranno eventuali ulteriori aspetti di rilievo in merito a tale soluzione.

#### **5.4.2 *Coinvolgimento degli Utenti Attivi***

Il progetto Smart Grid ha evidenziato, oltre all'assoluta centralità dell'Utente Attivo all'interno della sperimentazione, anche potenziali criticità in relazione al suo coinvolgimento nella stessa: infatti, nonostante l'impegno del Distributore a farsi carico della totalità dei costi della sperimentazione, l'Utente, complice la mancanza di benefici diretti e/o il timore di possibili problematiche/oneri a suo carico (ad es., aumento della complessità di gestione dell'impianto), può essere portato a rifiutare l'adesione alla sperimentazione. Nell'ambito del progetto A.S.SE.M., un notevole peso nel coinvolgimento degli Utenti ha avuto il rapporto di fiducia reciproca tra Distributore e Utenti, favorito dalla realtà locale di A.S.SE.M., nonché dal costante impegno della stessa sul territorio.

#### **5.4.3 *Sistema di comunicazione***

La scelta del protocollo di comunicazione riveste un'importanza fondamentale ai fini dell'interconnessione dei diversi componenti della Smart Grid, essendo questi nella titolarità di molteplici soggetti con competenze e finalità assai diverse tra loro. Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto A.S.SE.M. si è scelto di comunicare tra le apparecchiature del Distributore e quelle di terzi con protocollo IEC 61850, protocollo già contemplato dalla normativa nazionale (CEI 0-16) e che sta trovando ampia diffusione in applicazioni elettriche a livello europeo. Anche in questo caso, lo sviluppo della normativa risulta propedeutico alla diffusione massiccia delle Smart Grid: senza una profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni.

Con riferimento al sistema di comunicazione Wi-Fi, la sperimentazione ha, da un lato, evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione anche su distanze elevate (2-3 km), dall'altro, ha mostrato come il requisito di visibilità diretta tra le antenne e la necessaria assenza di disturbi possano di fatto limitarne l'applicabilità in scenari reali.

La fibra ottica si è dimostrata un mezzo di comunicazione adatto agli scopi della sperimentazione, sia in termini di prestazioni trasmissive della fibra reperibile sul mercato, sia per quanto riguarda i costi di fornitura/posa. Questi ultimi in particolare, relativamente contenuti in presenza di opere già

idonee ad ospitare la fibra ottica (tralicci, condutture, ecc.), nello specifico caso della sperimentazione A.S.SE.M. sono stati in larga massima stimabili in 6 k€/km (comprensivi dei costi relativi a una serie di interventi preliminari necessari a predisporre i siti alla posa della fibra).

Questo supporto comunicativo si rivela particolarmente appropriato per la parte di sperimentazione che implica l'uso di selettività logica tra CP e CSM, e, in prospettiva, in quei casi in cui la rete di distribuzione presenti dei Centri Satellite rispetto ai quali l'uso delle strategie tradizionali di selettività risulterebbe inefficace.

Come già introdotto, rispetto alle attese iniziali, in futuro l'utilizzo delle reti di comunicazione pubbliche (ad es., rete mobile o DSL) per applicazioni Smart Grid basate su protocollo IEC 61850 potrebbe essere limitato dagli extra costi connessi alle prestazioni richieste ed alla realizzazione di VPN di Livello 2 tra i siti del Distributore e degli UA: i costi applicati dagli Operatori (connessione e canone annuo) risultano, infatti, di gran lunga maggiori rispetto ai costi normalmente applicati per l'uso di reti di telecomunicazione già diffuse e sviluppate, come la tecnologia GSM.

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

Nella seguente Tabella 15 è riportata una valutazione critica circa l'adeguatezza dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle diverse funzionalità Smart Grid previste nel Progetto. Tra i vettori di comunicazione non si citerà la rete mobile 3G, in quanto non ancora presente in campo. Tutte le funzionalità sono implementate in protocollo IEC 61850.

La principale problematica rilevata in campo riguarda la perdita di pacchetti durante la trasmissione: come già citato, tale inconveniente è tuttavia in larga misura ascrivibile agli apparati posti ai capi del vettore di comunicazione, più che al vettore medesimo.



<b>Funzionalità</b>	<b>Requisiti in fase progettuale</b>	<b>Adeguatezza verificata in campo</b>
Telescatto GD	Latenza: < 200÷300 ms Affidabilità: molto elevata	Fibra ottica: vettore adeguato Wi-Fi: vettore adeguato con visibilità fra le antenne e assenza di interferenze esterne
Selettività logica tra protezioni in CP e CSM Contro	Latenza < 60÷70 ms Affidabilità: molto elevata	Fibra ottica: vettore adeguato
Telecomando delle Cabine Secondarie	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: elevata	Fibra ottica: vettore adeguato Wi-Fi: vettore solitamente adeguato
Regolazione tensione mediante modulazione delle immissioni reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: elevata	Fibra ottica: vettore adeguato Wi-Fi: vettore solitamente adeguato
Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa dalla GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: media	Fibra ottica: vettore adeguato Wi-Fi: vettore solitamente adeguato
Monitoraggio delle iniezioni attive/reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: medio/bassa	Fibra ottica: vettore adeguato Wi-Fi: vettore solitamente adeguato
Monitoraggio e classificazione dei buchi di tensione	-	-

**Tabella 15. Valutazione dell'adeguatezza dei vettori di comunicazione impiegati nella sperimentazione.**

## **5.6 Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore**

L'architettura sperimentale a regime avrà una serie di impatti sulle attività del Distributore.

- La necessità di prevedere nuove competenze/professionalità all'interno dell'organigramma A.S.SE.M., specie in ambito ICT, per la gestione e manutenzione degli apparati di comunicazione, ma anche per la configurazione e integrazione nell'architettura protocollare degli apparati di controllo/monitoraggio intelligenti (IED: Intelligent Electronic Device).
- La necessità di mantenere un costante allineamento tra l'assetto reale della rete elettrica e le logiche implementate sugli apparati di gestione della stessa (manovre su organi di campo non monitorati, ad esempio per far fronte ad esigenze temporanee di esercizio, quali guasti, possono causare disallineamenti tali da rendere inefficaci, se non potenzialmente dannose, le azioni di regolazione attuate dall'architettura Smart Grid).
- Le pratiche di esercizio svolte dal Distributore saranno facilitate dalla disponibilità di misure in tempo reale e dall'opportunità di limitare/distaccare temporaneamente impianti di generazione a favore della continuità di esercizio degli utenti della complessiva rete.
- In sede di connessione dell'impianto di generazione alla rete, sarà necessario prescrivere all'Utente (ad es., Regolamento di Esercizio) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle Protezioni di Linea (conforme alla norma CEI 0-16 III ed.), e un sistema di controllo del

generatore (DCS o anche lo stesso inverter, per impianti fotovoltaici) in grado di recepire messaggi di regolazione della potenza attiva/reattiva (come delineato dagli Allegati O e T della norma CEI 0-16). Requisiti simili si applicano anche ai misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione), che dovranno essere idonei a scambiare segnali in protocollo IEC 61850 con gli apparati del Distributore e con caratteristiche tali da consentirne l'utilizzo anche per funzioni di controllo/regolazione, oltre che di monitoraggio (acquisizione non solo di misure energetiche). Inoltre, se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da A.S.SE.M., in questa fase transitoria, o da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16).

## **5.7 Accordi in essere con gli Utenti Attivi**

Ad oggi sono in essere accordi con gli Utenti Attivi basati su lettere di adesione alla sperimentazione (vedi Allegato A). È inoltre attualmente in fase di sottoscrizione tra le Parti un Regolamento di Esercizio (vedi Allegato B).

## **5.8 Conclusioni in merito alla sperimentazione**

Benché lo svolgimento della sperimentazione possa dirsi certamente in una fase avanzata, l'architettura Smart Grid richiede ancora, ad oggi, delle attività di ultimazione in alcune sue parti, in via minore dal punto di vista realizzativo (installazione di nuovi apparati in campo), ma soprattutto di piena attivazione e messa a punto di quanto già predisposto.

Sebbene la mancanza di alcuni componenti non pregiudichi lo svolgimento dei test su determinate funzionalità sperimentali, la maggioranza di queste necessita del corretto funzionamento della complessiva catena di monitoraggio/controllo per l'esecuzione delle verifiche richieste: ad esempio, la regolazione centralizzata di tensione impone che vengano contestualmente portate a termine correttamente *a)* l'acquisizione delle misure dal campo, *b)* la trasmissione verso il centro A.S.SE.M., *c)* l'elaborazione dei setpoint sulla base delle medesime da parte dell'algoritmo di regolazione della tensione, *d)* l'invio agli apparati dell'UA dei messaggi ed *e)* l'implementazione della regolazione da parte del generatore. Allo stato attuale, nell'ambito del progetto A.S.SE.M., tutte le fasi appena citate sono essenzialmente attive, a meno della fase *e)*, limitatamente ad alcuni impianti fotovoltaici. Al completamento degli interventi residuali, che consentirebbe la messa in

esercizio della complessiva catena di monitoraggio/controllo, farebbero dunque seguito notevoli benefici in termini di valenza sperimentale del Progetto: ciò consentirebbe infatti la piena esecuzione dei test e la raccolta/validazione dei risultati, oggi possibile solo per un set circoscritto di funzionalità. Tale fatto riguarda anche il vettore di comunicazione 3G, la presenza di tale vettore, da un lato, è funzionale al coinvolgimento dell'UA BT previsto in sperimentazione e, dall'altro, permetterebbe la prova in campo di uno dei vettori di comunicazione più promettenti in ottica Smart Grid, nonché una comparazione delle prestazioni tra i vari vettori trasmissivi.

## **6. ALLEGATI**

Scopo di questa sezione è di fornire documentazione utile per la disseminazione/comprensione di dettaglio dell'iniziativa sperimentale.

### **Allegato A. Lettere di adesione alla sperimentazione**

- Allegato A.1. A.S.SE.M. Patrimonio srl
- Allegato A.2. S.I.S. srl
- Allegato A.3. Novapower L2 srl
- Allegato A.4. Silo System Srl
- Allegato A.5. Promozioni Immobiliari Srl
- Allegato A.6. Forestale Chiaravalle Soc. Agricola a r.l.
- Allegato A.7. Agricola Rocchetta Soc. Agricola a r.l.
- Allegato A.8. FaberEnergy Srl
- Allegato A.9. Le Origini Soc. Agricola srl
- Allegato A.10. Sostenibilità 3 Soc. Agricola srl
- Allegato A.11. Impresa individuale Baccifava Lina

### **Allegato B. Bozza di regolamento di esercizio con gli Utenti Attivi coinvolti nel Progetto**

### **Allegato C. Pubblicazioni tecniche**

- Allegato C.1. D. FALABRETTI, A. VIGNATI, “Progetto Delibera 39/10 AEEG A.S.SE.M.”, AEIT, settembre 2011.
- Allegato C.2. M. DELFANTI, D. FALABRETTI, M. FIORI, M. MERLO, “Smart Grid on field application in the Italian framework: The A.S.SE.M. project”, Electric Power System Research, Vol. 120, marzo 2015, pp 56-59. DOI: 10.1016/j.epsr.2014.09.016.
- Allegato C.3. M. DELFANTI, D. FALABRETTI, M. FIORI, M. MERLO, “Transfer trip of loss of mains protections and logic selectivity by IEC 61850 protocol: an analysis based on experimental data”, CIRED 2015, Lione, 15-18 giugno 2015.

Nel corso del Progetto, si è anche avuta la partecipazione di A.S.SE.M., e degli enti che hanno fornito supporto tecnico e scientifico nell'ambito della sperimentazione, ad una serie di convegni tecnici e seminari a carattere nazionale.

A.S.SE.M., in collaborazione con FederUtility, Selta e Politecnico di Milano, ha organizzato un seminario dedicato al tema specifico "Smart Grid: il progetto pilota di A.S.SE.M. promosso dall'Autorità", tenutosi a San Severino Marche il 19 settembre 2014.

Il materiale presentato in occasione della giornata di studio è reperibile all'indirizzo:  
<https://sites.google.com/site/smartgridassem/home>

#### **Allegato D. Scheda sintetica del progetto**