

PROGETTO VILLENEUVE

DEVAL S.p.A.

Cabina Primaria di Villeneuve (AO)

QUINTA RELAZIONE SEMESTRALE

Giugno 2013

Sommario

1	DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO	1
1.1	Finalità.....	1
1.2	Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione	2
1.3	Eventuale inquadramento del Progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di smart grid	4
1.4	Caratteristiche tecnico-energetiche (sistema di comunicazione e controllo, logiche di selettività e di rialimentazione, qualità, ecc.).....	5
1.5	Obiettivi funzionali definiti in sede di progetto e relative modalità di gestione della rete sia tecniche (es.: regolazione della tensione, distacchi di carico e/o generazione) sia gestionali con riferimento al ruolo dei soggetti coinvolti (produttori, consumatori, Terna); differenze rispetto all'attuale gestione	7
1.5.1	Automazione di rete e incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto.....	8
1.5.2	Regolazione della tensione sulla rete MT	8
1.5.3	Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva.....	9
1.5.4	Monitoraggio in tempo reale di carico e GD ai fini del controllo del SEN	10
1.5.5	Dispacciamento locale – controllo in tempo reale delle risorse di rete	10
1.6	GANTT originario.....	11
1.7	Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto.....	13
1.8	Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento P_{smart} , ecc.).....	15
2	STATO AVANZAMENTO LAVORI.....	18
2.1	GANTT aggiornato con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto al GANTT originario.....	18
2.2	Costi sostenuti	21
2.2.1	Indagini preliminari e progettazione	21
2.2.2	Accordi con soggetti terzi (ad. es. produttori)	22
2.2.3	Investimenti in corso (specificando stato ordini, acquisti, installazione e collaudo)....	22
2.2.4	Investimenti entrati in esercizio	23

2.2.5	Misurazioni e test (pre e post interventi)	23
3	COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO ..	24
3.1	Stato di raggiungimento atteso degli obiettivi del progetto (superiore o inferiore alle aspettative iniziali)	24
3.1.2	Sistema di comunicazione.....	26
3.1.3	Aspetti di interesse nell'ottica di un futuro deployment della soluzione sperimentale	26
3.2	Dettagli del piano di monitoraggio e/o test sul campo che si prevede di effettuare per una valutazione quantitativa dei benefici attesi in relazione agli specifici interventi realizzati nell'ambito del progetto	30
	APPENDICE A – La rete elettrica DEVAL: scenario attuale ed evoluzione.....	i
	APPENDICE B – Descrizione tecnica della rete MT oggetto di indagine.....	iv
	Utenze attive presenti sulla rete oggetto di indagine	vi
	Indicatori di qualità registrati relativi all'area del progetto pilota	viii
	APPENDICE C – Architettura generale del progetto smart grid DEVAL.....	xi
	APPENDICE D – Descrizione di dettaglio del cronoprogramma del progetto e delle attività svolte	xx
	Indagini Preliminari	xxii
	Progettazione.....	xxii
	Richieste autorizzative	xxii
	Acquisizione delle apparecchiature	xxiv
	Realizzazione delle opere.....	xxiv

1 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

1.1 Finalità

Il Progetto smart grid presentato da DEVAL nell'ambito dei progetti pilota Delibera ARG/elt 39/10, 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 alla ristrutturazione di una specifica rete elettrica attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi.

In particolare, il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito, CP) di VILLENEUVE (AO) (Figura 1) e sulla rete da essa alimentata, nonché sullo SCADA presente presso il Centro Operativo DEVAL a cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo gli Utenti Attivi e passivi ad essa collegati. L'obiettivo è lo sviluppo di un prototipo di smart grid basato sull'uso di tecnologie di comunicazione, capace di favorire la diffusione della produzione da Fonti di Energia Rinnovabili (FER) e l'uso efficiente delle risorse.

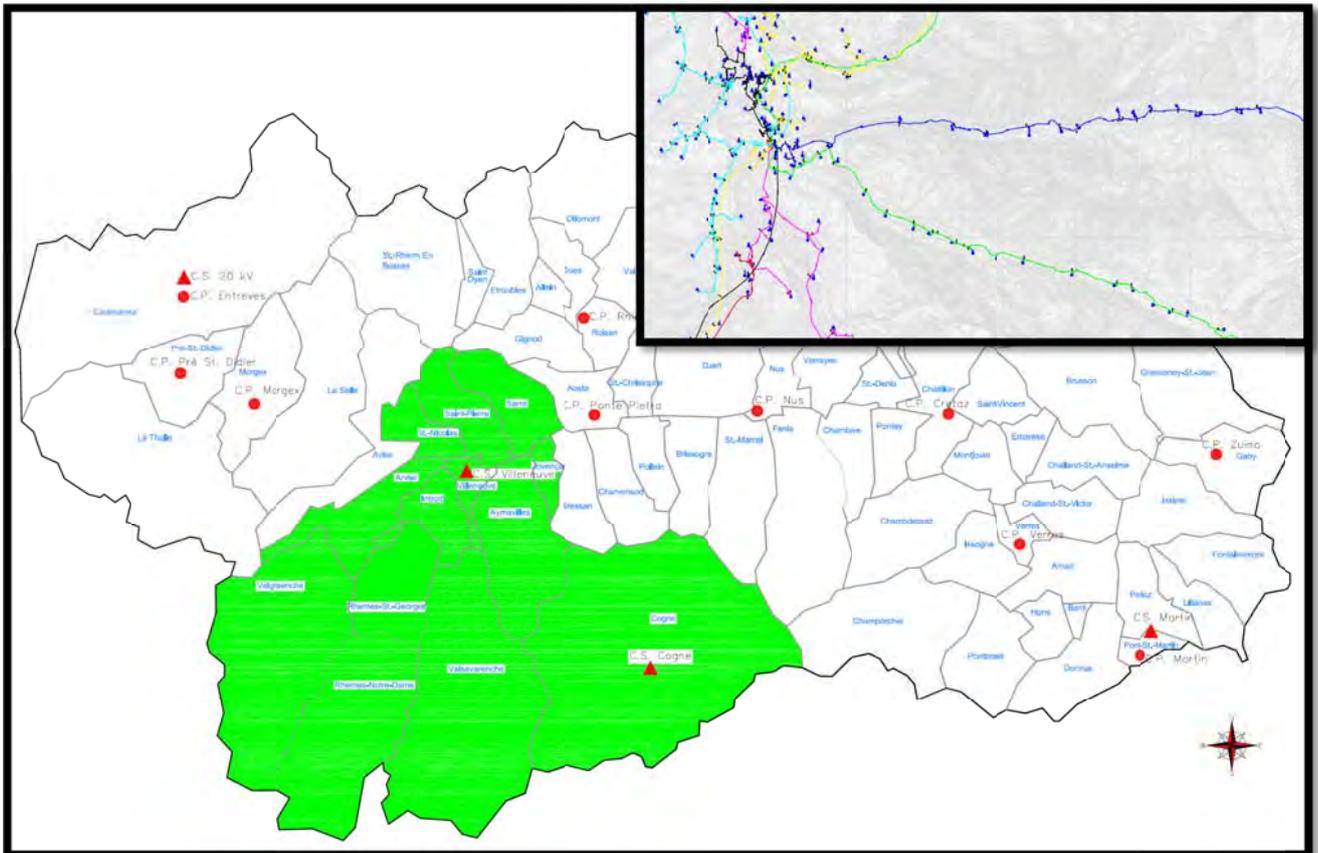


Figura 1. CP VILLENEUVE, area territoriale servita e dettaglio della topologia di rete

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

I principali investimenti, di tipo convenzionale, in uso da parte di DEVAL, riguardano interventi per la connessione di Utenti finali, interventi funzionali al miglioramento della qualità del servizio (soprattutto in determinate zone) e interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento.

In particolare, il territorio Valdostano ha caratteristiche atipiche rispetto al contesto medio nazionale in ragione della natura montana e della ricchezza di risorse idroelettriche; queste ultime sono sfruttate da centrali idroelettriche di grande taglia ma anche, con particolare sviluppo negli anni recenti, di media taglia, appunto connesse alla rete di distribuzione esercita da DEVAL.

La taglia di tali centrali (da qualche centinaia di kW ad una decina di MW) comporta un impatto significativo su una rete elettrica che, in relazione agli Utenti passivi, sarebbe invece chiamata a gestire dei flussi energetici marcatamente inferiori; in termini energetici si registra infatti una elevata frequenza di inversione di flusso (ossia di flusso energetico dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione) in diverse CP esercite da DEVAL (Tabella 1).

In ragione di tali caratteristiche, la programmazione degli sviluppi della rete di distribuzione, sia per consistenza sia per logiche di monitoraggio e controllo, è strettamente correlata con gli sviluppi del parco di generazione (cfr. nuove richieste di connessione).

Al fine di gestire al meglio tali attività, DEVAL ha definito negli anni delle procedure atte a favorire la concertazione sia verso le autorità politiche che verso le società di generazione, è infatti evidente come la programmazione dello sviluppo della rete di distribuzione (nel contesto in analisi) non possa essere confinata alla sola realtà della società di Distribuzione.

L'efficacia delle pratiche DEVAL è testimoniata dai livelli di qualità del servizio raggiunti e consolidati negli anni (come meglio descritto nei capitoli seguenti) e dalla capacità della rete di gestire livelli di penetrazione della Generazione Diffusa (GD) ben superiori alla soglia di attenzione definita dalla normativa CEI 0-16 (pari al 5% delle ore/anno).

Circa invece gli apparati di protezione, la rete in media tensione di DEVAL è esercita per la maggior parte con neutro isolato da terra. Recentemente, al fine di elevare ulteriormente la continuità della fornitura approvvigionata ai propri Utenti, DEVAL ha avviato un programma di sviluppo per la modifica dello stato di esercizio del neutro (bobina di Petersen) su tutta la rete di distribuzione di propria pertinenza. In merito ai livelli di qualità del servizio fornita agli Utenti, è anche opportuno segnalare come la natura del territorio ponga delle sfide non convenzionali al Distributore, che deve organizzarsi ed adottare pratiche utili a gestire efficacemente anche fenomeni naturali (allagamenti, smottamenti, slavine) che hanno, nel caso Valdostano, una frequenza regolare e una intensità critica.

Si rimanda all'APPENDICE A per un approfondimento.

CABINA PRIMARIA		TRAFO	% annua inversione
VERRES	DD00-1-380290	TR	50%
		TV	0%
RHINS	DD00-1-380291	TR	2%
		TV	32%
NUS	DD00-1-380292	TR	0%
		TV	N.P.
COVALOU	DD00-1-380293	TR	26%
		TV	N.P.
ZUINO	DD00-1-380294	TR	56%
		TV	N.P.
P.S.DIDIER	DD00-1-380295	TR	4%
		TV	0%
PONTE PIETRA	DD00-1-380296	TR	0%
		TV	0%
CRETAZ	DD00-1-380297	TR	0%
		TV	0%
PERRERES	DD00-1-380298	TR	0%
		TV	0%
AYAS	DD00-1-380299	TR	0%
		TV	N.P.
C.P.MARTIN	DD00-1-380300	TR	0%
		TV	68%
C.S.MARTIN	DD00-1-400505	TR	35%
		TV	75%
ENTREVES	DD00-1-390293	TR	0%
		TV	N.P.
VILLENEUVE*	DD00-1-400504	TR	22%
		TV	27%
MORGEX	DD00-1-380394	TR	18%
		TV	N.P.
COGNE	DD00-1-400506	TR	N.P.
		TV	N.P.
GRESSONEY	DD00-1-400507	TR	0%
		TV	0%
SEZIONE 20KV	DD00-1-400508	TR	N.P.
		TV	N.P.

Tabella 1. Condizione di “inversione di flusso” nelle CP presenti sul sistema di distribuzione di DEVAL nell’anno 2009.

1.3 Eventuale inquadramento del Progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di smart grid

Le caratteristiche orografiche della Valle d'Aosta richiedono un'attenta analisi introduttiva atta a contestualizzare lo sviluppo di smart grid entro la realtà alpina in cui opera DEVAL.

Le connotazioni di area montana, sia in relazione alla bassa densità abitativa sia in ragione della difficoltà di sviluppare una rete di telecomunicazione atta a raggiungere tutti i siti, portano ad identificare un contesto atipico e particolarmente critico (sia economicamente che tecnicamente) in termini di sviluppo sistemico. I progetti di ricerca attivi si inseriscono in questo contesto e mirano, principalmente, a ricercare un migliore sfruttamento delle risorse rinnovabili (largamente disponibili sul territorio), coordinando fra loro i vari attori, e ad uno sviluppo di nuove forme di mobilità. Nel seguito si descrivono le principali iniziative in termini di interazioni con il progetto smart grid DEVAL.

- *Progetto AlpEnergy:*

AlpEnergy è un progetto InterReg Spazio Alpino volto a studiare la possibilità di aggregare risorse di generazione e di consumo a livello di comunità locale, così da meglio interfacciarsi verso la rete di distribuzione, aumentandone l'efficienza e la capacità di accogliere Utenti (sia attivi che passivi).

www.alpenergy.net

- *Progetto Rê.V.E. – Grand Paradis:*

Il progetto denominato “Rê.V.E. – Grand Paradis”, Rete Veicoli Elettrici - Grand Paradis/Réseau Véhicules Électriques - Grand Paradis intende dare organicità alle misure di contenimento del traffico automobilistico nelle valli del versante Valdostano del Parco Nazionale Gran Paradiso, favorendo un approccio sostenibile alla mobilità. In un'ottica di eco-sostenibilità a largo raggio, lo scopo del progetto è di rendere possibile una mobilità ad impatto zero grazie all'utilizzo di veicoli alimentati ad energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

L'iniziativa è rilevante in quanto è stata sviluppata sinergicamente con il progetto smart grid DEVAL, accoppiando l'uso dei veicoli elettrici del progetto Rê.V.E. con il sistema di ricarica DEVAL (costituito sia dalle colonnine di ricarica, sia dagli apparati di monitoraggio e telecontrollo integrati con il Centro Operativo DEVAL).

www.grand-paradis.it

- *Progetto Strade Verdi:*

Il centro di controllo per la mobilità elettrica sviluppato nell'ambito del progetto smart grid e l'esperienza maturata nella cooperazione del progetto Rê.V.E. (da rileggersi sia in termini tecnici che in termini di confronto cooperativo con il territorio e le autorità) sono stati valorizzati nel progetto Strade Verdi.

Attraverso la predisposizione di una rete di colonnine di ricarica pubblica, la realizzazione di stazioni di ricarica privata e l'impiego di veicoli elettrici, in questo progetto DEVAL si propone come soggetto attuatore e garante di standard che rendano fruibile la rete, integrandola rispetto a quella che si sta sviluppando a livello nazionale attraverso i progetti dei diversi Distributori.

La definizione, da parte della Regione, di politiche premianti in termini di accesso e circolazione per i veicoli elettrici, lo studio di progetti di car sharing e van sharing a scopo turistico da effettuarsi con veicoli elettrici, le attività di sensibilizzazione ed informazione, l'impegno a promuovere l'adozione di veicoli elettrici nelle flotte sia private che pubbliche, rappresentano il valore aggiunto del progetto.

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

Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla CP di VILLENEUVE (AO) e sulla rete MT da essa alimentata, nonché sullo SCADA in esercizio sulla rete di DEVAL (operativo presso il centro di controllo sito in Aosta cui fa capo la CP in questione), coinvolgendo gli Utenti Attivi ad essa collegati nell'ottica di sviluppare un prototipo di smart grid basato sull'uso di tecnologie di comunicazione.

Circa il Progetto si evidenzia la particolare orografia del territorio interessato ed il suo valore paesaggistico e naturalistico (si ha un diretto interessamento del parco naturale del Gran Paradiso), caratteristiche che portano a forti complicazioni circa la disponibilità e/o l'installazione di un vettore di comunicazione ad "alta velocità" (complicazioni tecniche ed economiche), ed, in generale, ad interventi che richiedano azioni invasive sul territorio. Si rimanda alla APPENDICE B per una descrizione di dettaglio della consistenza della rete elettrica nella aree oggetto di indagine.

Alla CP di VILLENEUVE è collegata, alla data di inizio del Progetto, una considerevole quantità di GD, come da Tabella 2.

Trasformatore AT/MT V	16 MVA
N° linee 15 kV in uscita	6
Unità di GD connesse in MT	2
Trasformatore AT/MT R	25 MVA
N° linee 15 kV in uscita	5
Unità di GD connesse in MT	6

Tabella 2. Dati GD collegata alla CP di VILLENEUVE.

Circa gli Utenti attivi connessi al sistema BT, questi sono particolarmente ridotti, in numero e potenza, e risultano completamente associati a risorse fotovoltaiche, per una potenza installata complessiva pari a 330 kW.

Relativamente alle connessioni in MT, gli impianti sottesi alla CP VILLENEUVE sono tutti di natura idroelettrica, in particolare si registrano quattro utenze attive connesse alla linea Introd, due utenze attive connesse alla linea Moline (derivazione della linea Cogne), e una singola utenza attiva sia per la linea Thumel che per la linea Rhemes.

Al fine di sintetizzare le informazioni relative alla rete di distribuzione, in Tabella 3 si riportano in modo aggregato le caratteristiche principali dei feeder afferenti alla CP VILLENEUVE.

Analizzando i flussi energetici registrati (POD IT009E00020224 e POD IT009E00020225) nella cabina di VILLENEUVE nell'anno 2009 (preso come riferimento della situazione ex-ante al Progetto pilota) si riscontra una marcata presenza di inversione di flusso (ossia di flussi dalla rete MT di VILLENEUVE verso la rete RTN a 132 kV) nel periodo estivo.

Nel dettaglio, si è registrata inversione di flusso in 4270 ore dell'anno 2009 (pari al 48.7%), tale requisito porta ad identificare nella CP VILLENEUVE un ottimo candidato per lo studio di soluzioni innovative che consentano una gestione intelligente della GD sottesa.

In tale scenario, il Progetto ha per obiettivo principale l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo, regolazione e protezione nella CP di VILLENEUVE, in particolare a servizio delle semisbarre MT, e nelle Cabine Secondarie (CS), nelle Cabine di Consegna (CCO), siano esse asservite a Utenti di rete Passivi (URP) o a siti di GD (Unità GD, UGD), al fine di incrementare la capacità di accogliere nuova GD, nonché l'affidabilità tecnica, in termini di disponibilità e continuità del servizio fornito, la stabilità dell'alimentazione, attraverso il contenimento delle cadute di tensione sulle linee, e l'efficienza nel servizio di distribuzione. Un opportuno scambio di segnali con Terna consentirà anche di estendere la controllabilità delle reti di distribuzione da parte di Terna stessa. Verrà inoltre previsto un sistema di scambio di segnali con l'infrastruttura di gestione delle auto elettriche, per l'abilitazione al funzionamento delle colonnine, al fine di consentire la ricarica, o di coordinare i cicli di ricarica, in accordo con i sistemi di produzione da FER e con lo stato della rete stessa.

Nell'assetto attuale di rete elettrica, non è presente alcun sistema di protezione evoluto né un sistema di monitoraggio e regolazione della tensione sui siti di generazione: la tensione di sbarra dei generatori varia a seconda del setpoint definito in Cabina Primaria, del livello di carico delle linee, nonché del livello di produzione degli Utenti attivi collegati. Sono invece già presenti sistemi di automazione di CP, nonché (parzialmente) di rete MT.

L'architettura generale proposta dal Progetto viene identificata in letteratura con il termine sottostazione estesa, ad indicare l'estensione del sistema di supervisione e protezione dalla sola CP alle unità remote (Utenze attive, Cabine Lungo Linea), distribuite lungo le linee di distribuzione MT.

LINEA	Estensione complessiva [km]	Capacità di trasformazione MT/bt sottesa [kVA]	Complessiva potenza impegnate utenze MT [kVA]	Corrente massima prelevata anno 2009 [A]	Corrente minima prelevata anno 2009 [A]	GD installata [MW]
224 - St. Pierre	12.4	2860	1373	86.4	0	0
225 - St. Nicolas	29.0	2146	0	31.68	4.32	0
226 - Mecosse	11.2	600	148	7.2	0	0
227- Autostrada Aosta	20.3	1410	1523	40.44	10.8	0
230 - Rhemes	24.5	2070	66	136.8	0	3.5
231- Thumel	0.3	160	51	190.2	0	5
221 - Avise	26.3	2808	785	41.76	9.36	0
222 - Introd	24.5	1350	255	56.16	0	1.725
223 - Aymavilles	36.9	3410	610	45.36	10.8	0
228 - Autost. Morgex	9.7	0	732	135.1	0	0
229 - Cogne	20.3	1370	94	103.6	11.52	1.224

Tabella 3. Caratteristiche delle linee MT afferenti alla CP di VILLENEUVE.

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

Nel presente paragrafo si sintetizzano le modalità implementative delle funzionalità innovative previste all'interno del Progetto smart grid DEVAL. In APPENDICE C viene riportata una descrizione di dettaglio dell'architettura proposta.

Si evidenzia come, rispetto a quanto specificato inizialmente nella proposta di Progetto, 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 (Delibera AEEG 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna).

1.5.1 Automazione di rete e incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto

In presenza di Utenti Attivi, un messaggio di telescatto è necessario per superare i limiti dell'attuale sistema di protezione d'interfaccia, al fine di evitare l'insorgere del fenomeno dell'islanding (problema locale) e degli scatti intempestivi a seguito di perturbazioni sul sistema di trasmissione (problema di sistema). Nell'ambito del Progetto si prevede 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), di un segnale di telescatto alle protezioni di interfaccia della GD sottesa (SPI) (in Figura 2).

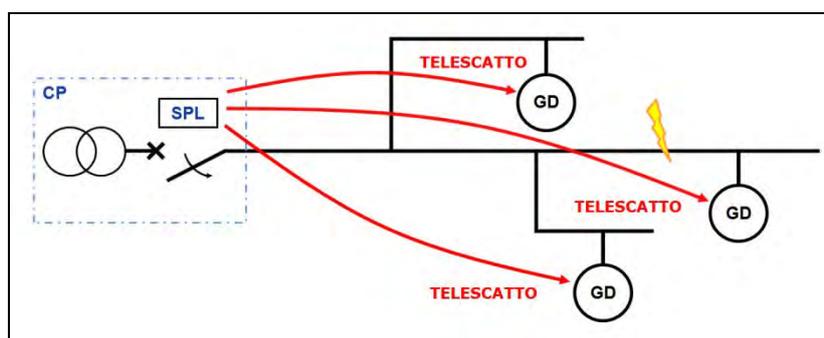


Figura 2. Invio del segnale di telescatto dai sistemi di Protezione di Linea (SPL) in CP alla GD sottesa.

In particolare, a seguito delle recenti evoluzioni tecnico-normative, si è deciso di implementare nel Progetto una logica di funzionamento del SPI che operi sia su logiche locali che su segnali provenienti da remoto (CEI 0-16; CEI 0-21).

In particolare, quando in CP si determina 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 (dalla Logica di Cabina Primaria) finalizzate allo scatto diretto del SPI (telescatto). Il sistema è progettato secondo logiche di resilienza tali da garantire un corretto funzionamento anche in assenza del canale di comunicazione, implementando tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione (abilitazione delle soglie restrittive, 49,7 – 50,3 Hz, in luogo di quelle permissive, 47,5 – 51,5 Hz).

1.5.2 Regolazione della tensione sulla rete MT

Al fine di evitare alterazioni del profilo di tensione della rete di distribuzione oltre i limiti consentiti dalla normativa (CEI EN 50160), nel Progetto si propone di adottare un coordinamento delle risorse reattive. Nel dettaglio, la struttura di regolazione in fase di studio sarà di tipo gerarchico, così da massimizzarne la robustezza e consentirne un'implementazione in fasi successive.

A livello di intera CP la prima risorsa di regolazione è costituita dal Tap Changer in Cabina Primaria, gestito sia rispetto alle esigenze dei feeder attivi, direttamente coinvolti nel Progetto, sia rispetto a quelle dei feeder passivi. Circa invece le linee Rhemes e Thumel, a cui sono connessi Utenti Attivi interfacciati con l'architettura smart, una seconda logica andrà a regolare la produzione di potenza reattiva a livello di GD. In tale ottica, il DMS in fase di sviluppo sarà dotato di opportuni algoritmi per la definizione del setpoint "Ottimo", calcolato rispetto ad un approccio multiobiettivo volto a:

- minimizzare le perdite sulla rete;
- aumentare la Hosting Capacity;
- controllare il transito di potenza reattiva in CP;
- coordinare le risorse a seguito di eventuali richieste del TSO;
- «regolarizzare» i profili di tensione sulla rete.

Il setpoint calcolato verrà impostato direttamente nei regolatori di tensione ad oggi già presenti presso gli Utenti Attivi, e sarà coordinato con i setpoint dei variatori sotto-carico dei trasformatori in CP.

1.5.3 Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva

In particolari condizioni di rete è di interesse poter modulare/limitare la potenza attiva iniettata da ciascuna UGD, e/o poterne comandare il distacco forzato. Nella fattispecie del Progetto in analisi la modulazione della potenza attiva erogata dalle utenze attive è di interesse in ragione della possibilità di riconfigurare la rete rispetto a vincoli esterni (manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria, guasti e/o rotture). La riconfigurazione della rete consente un miglior sfruttamento della generazione diffusa in ragione della possibilità di monitorare (sia in condizioni ordinarie sia, appunto, in assetto modificato) eventuali sovraccarichi e/o alterazioni nei profili di tensione.

Nello specifico, il Progetto prevede l'installazione di un trasformatore 15/20 kV fra i due feeder siti lungo la Val di Rhemes (linea Rhemes e linea Thumel), il primo (a tensione nominale pari a 15 kV) asservito alla rete di distribuzione e alla connessione di un'utenza attiva nel comune di Proussaz, il secondo (a tensione nominale pari a 20 kV) dedicato alla connessione del generatore Thumel alla CP VILLENEUVE (con passaggio intermedio alla cabina di Champagne). In caso di disservizio o indisponibilità di uno dei due feeder, il trasformatore verrà utilizzato al fine di massimizzare la

continuità di servizio sia alle utenze attive sia a quelle passive, andando a contro-alimentare la porzione di rete non soggetta a manutenzione/guasto.

Più in generale, ossia per le centrali elettriche non coinvolte nel sistema di controalimentazione, pure si applicano le esigenze di coordinamento delle iniezioni di potenza attiva. Verrà quindi sviluppata e testata una logica di funzionamento basata sugli ultimi aggiornamenti tecnico-normativi: questa logica prevede una regolazione di tipo locale (basata su misure di tensione e frequenza) e una regolazione da segnale esterno proveniente dal Centro Operativo DEVAL. In presenza del sistema di comunicazione, la limitazione della potenza attiva sarà attuata su comando esterno. I possibili valori dei setpoint inviati saranno espressi come percentuale della potenza nominale in gradini di ampiezza massima pari al 10% P_n (potranno quindi verificarsi 10 possibilità di riduzione rispetto alla potenza nominale) fino alla completa disconnessione del generatore. I segnali, trasmessi alle UGD dal Distributore, potranno essere legati a richieste da parte del TSO.

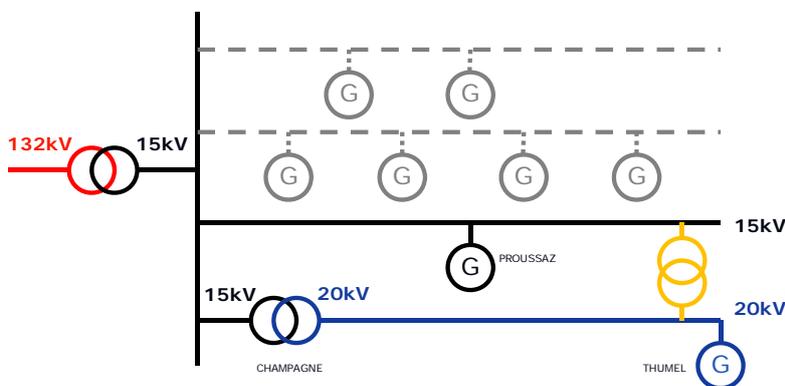


Figura 3. Dettaglio di rete circa l'installazione di un trasformatore 15/20 kV per la contro alimentazione della rete MT in val di Rhemes

1.5.4 Monitoraggio in tempo reale di carico e GD ai fini del controllo del SEN

Il sistema proposto consente di monitorare in tempo reale alcuni parametri caratteristici della Generazione Diffusa (e del carico) connessa alla CP VILLENEUVE.

Con questo strumento il Distributore sarà in condizione di gestire efficacemente reti con elevata presenza di GD, anche nella prospettiva di un eventuale dispacciamento locale da effettuarsi a cura del Distributore stesso. Il sistema costituisce, inoltre, un efficace strumento di interfaccia con il TSO utile per garantire lo scambio di tutte le informazioni necessarie per il funzionamento in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

1.5.5 Dispacciamento locale – controllo in tempo reale delle risorse di rete

Nell'ambito del Progetto verrà attivata una interfaccia specifica verso Terna al fine del monitoraggio della rete di Distribuzione.

La possibilità di effettuare il monitoraggio della GD sottesa alla CP VILLENEUVE è congruente con quanto richiesto dall'Allegato A70 di Terna, cap. 6, dove si specifica che il controllo del SEN 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 il sistema 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).

1.6 GANTT originario

Il Progetto è stato disegnato su un arco temporale di 36 mesi (con inizio il 1° gennaio 2011 e termine il 31 dicembre 2013); di questi, i primi 24 mesi sono identificabili come Fase di Attuazione degli interventi proposti, mentre i successivi 12 mesi (dal 1° gennaio 2012 al 31 dicembre 2013) ne rappresentano la Fase di Valutazione.

Come è possibile osservare nella Figura 4, dove è riportato il crono-programma della sperimentazione, a seconda dell'obiettivo di ciascuna, le diverse fasi nelle quali si articolerà il piano di intervento sono suddivise in sette gruppi distinti:

1. indagini preliminari (indicato in Figura con il colore Verde);
2. progettazione (indicato in Figura con il colore Rosso);
3. richieste autorizzative (indicato in Figura con il colore Blu);
4. acquisizione delle apparecchiature (indicato in Figura con il colore Giallo);
5. realizzazione delle opere (indicato in Figura con il colore Azzurro);
6. collaudo (indicato in Figura con il colore Arancione);
7. valutazione (indicata in Figura con il colore Viola).

Una breve descrizione di ciascuna fase operativa ed il suo numero identificativo, necessario per permetterne l'individuazione nel diagramma di Gantt, sono riportati in Tabella 4.



Figura 4. Diagramma di Gantt della sperimentazione.

FASE	CATEGORIA	DESCRIZIONE
1	INDAGINI PRELIMINARI	Stesura del progetto preliminare e analisi in campo (analisi dettagliata dei sistemi di generazione)
2	INDAGINI PRELIMINARI	Stesura del progetto preliminare del sistema di telecomunicazione (analisi dei siti)
3	INDAGINI PRELIMINARI	Stipula accordi scritti con i produttori privati
4	PROGETTAZIONE	Stesura progetto esecutivo apparecchiature e algoritmi di controllo con relativa specifica tecnica per la selezione dei fornitori
5	PROGETTAZIONE	Stesura progetto esecutivo sistema di comunicazione e relativa specifica tecnica per la selezione dei fornitori
6	RICHIESTE AUTORIZZATIVE	Richiesta autorizzazioni per installazione di eventuali sistemi di comunicazione su palo/edifici
7	ACQUISIZIONE APPARECCHIATURE	Invio delle specifiche ai fornitori di apparecchiature (sia per apparecchiature commerciali che sperimentali)
8	ACQUISIZIONE APPARECCHIATURE	Realizzazione apparecchiature e/o approvvigionamento apparecchiature da parte dei fornitori
9	ACQUISIZIONE APPARECCHIATURE	Verifica della rispondenza alle specifiche delle apparecchiature realizzate/acquisite e collaudo c/o fornitori
10	REALIZZAZIONE OPERE	Installazione in campo delle apparecchiature
11	REALIZZAZIONE OPERE	Verifica della rispondenza alle specifiche del sistema di comunicazione da installare da parte del fornitore
12	REALIZZAZIONE OPERE	Realizzazione sistema di comunicazione da parte del fornitore
13	COLLAUDO	Collaudo sistema di comunicazione
14	COLLAUDO	Collaudo degli algoritmi implementati
15	COLLAUDO	Acquisizione dati sul campo, eventuale modifica degli algoritmi implementati e verifiche di affidabilità
16	VALUTAZIONE	Acquisizione dati sul campo e definizione degli indicatori di prestazione

Tabella 4. Crono-programma della sperimentazione.

1.7 Investimenti: elenco dei costi afferenti il progetto

La Tabella 5 riporta la suddivisione degli investimenti sul periodo di durata del Progetto e il soggetto (Distributore/Utente Attivo) presso cui saranno installate le apparecchiature per le quali si richiede il trattamento incentivante. I dati si riferiscono alla stima eseguita in fase di proposizione del Progetto. Tutti gli investimenti saranno sostenuti da DEVAL.

In fase di sviluppo ed implementazione dell'architettura smart si segnalano alcune complicazioni che hanno richiesto una variazione degli investimenti richiesti per la realizzazione del Progetto. Il nuovo budget richiesto per la realizzazione del Progetto è pari a **2194 k€**, secondo la classificazione riportata in Tabella 6.

RIEPILOGO	Totale [k€]
Interventi in CP: Interfaccia di comunicazione / TPT2000_EXT / Bobina di Petersen / Interfaccia verso Terna	452
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi MT	228
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi BT	10
Apparati di controalimentazione e gestione dei flussi di potenza attiva	64
Sistema DMS	300
Sistemi di ricerca guasto avanzata e telecontrollo	162
Rete di comunicazione	200
Infrastrutture per la mobilità elettrica	50
Sviluppo, test, refertazione, Project Management	150
Totale Progetto	1616

Tabella 5. Sintesi consistenza e costi stimati in fase di proposizione del Progetto al trattamento incentivante

RIEPILOGO	Totale [k€]
Interventi in CP: Interfaccia di comunicazione / TPT2000_EXT / Bobina di Petersen / Interfaccia verso Terna	600
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi MT	228
Apparati di controalimentazione e gestione dei flussi di potenza attiva: <ul style="list-style-type: none"> - Trasformatore di controalimentazione - Lavori edili CS Thumel - Apparati elettrici CS Thumel - Lavori edili CS Proussaz 	419
Sistema DMS	300
Sistemi di ricerca guasto avanzata e telecontrollo	162
Rete di comunicazione	265
Infrastrutture per la mobilità elettrica	70
Sviluppo, test, refertazione, Project Management	150
Totale Progetto	2194

Tabella 6. Sintesi consistenza e costi del Progetto definitivo

1.8 Benefici attesi (es.: indicatori di qualità, aumento P_{smart} , ecc.)

Fra i principali obiettivi del Progetto vi è lo sviluppo di un'architettura utile ad una migliore integrazione della GD nella rete elettrica di distribuzione, ossia ad un aumento della Hosting Capacity (HC) del sistema. Tale aumento dipende fortemente dalle modifiche e dalle evoluzioni implementate nel Progetto. Per determinare tale quantità è stato necessario valutare, in prima battuta, l'energia che la GD può erogare nella situazione attuale, e, successivamente, la GD connettibile a seguito degli interventi proposti nel presente Progetto. Con tale finalità si è utilizzato un approccio di tipo convenzionale, che pur non fornendo risultati immediatamente confrontabili con le quantità reali, permette di instaurare un paragone oggettivo tra i benefici energetici ottenuti dai diversi progetti.

Nel dettaglio si è adottato l'approccio definito nell'allegato 2 della Del. ARG/elt 25/09, ragionando inizialmente in termini di potenza; ciò significa che si è determinata la potenza tecnicamente connettibile ad ogni linea della rete, e successivamente, a valle di opportune ipotesi sulla tipologia degli impianti che saranno installati e sul numero di ore annue equivalenti di funzionamento, i valori di potenza così determinati sono stati trasformati in valori di energia annua immettibile in rete dalla GD. Definita "Situazione iniziale" la situazione di rete puramente passiva (nella quale non c'è presenza di GD), si individua la potenza (e successivamente la corrispondente energia) tecnicamente installabile sulla rete attuale e a seguito dello sviluppo del Progetto, che comprende, tra i vari benefici dell'architettura sperimentale, anche il contributo dovuto alla regolazione di tensione.

Per la CP di VILLENEUVE i valori di energia annua immettibile prima e dopo il Progetto sono riportati in Tabella 7. In conclusione, a seguito degli interventi oggetto della sperimentazione, si ottiene un aumento dell'energia complessivamente installabile pari a **251300 MWh** considerando i soli limiti termici delle sole linee, viceversa includendo anche i limiti di trasporto relativi al/ai trasformatori in CP si ottiene **89635 MWh**, considerando l'esercizio della CP con un singolo trasformatore, e **140035 MWh**, assumendo invece una condizione di esercizio in cui siano operativi entrambi i trasformatori attualmente presenti in CP.

CP VILLENEUVE		Energia annua immettibile in rete [MWh]
Attuale	E_I	10885
A valle del Progetto	E_{SL}	251300
	$E_{SL\&T}$ con singolo trafo	89635
	$E_{SL\&T}$ con doppio trafo	140035

Tabella 7. Energia annua immettibile in rete nella condizione attuale e a valle del Progetto.

Infine, attraverso opportuni calcoli di *Load Flow* si è verificato come la rete di VILLENEUVE sia in grado di accettare, a fronte degli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante, questa quantità di energia da GD senza problemi per la sicurezza e l'affidabilità del sistema e senza causare deterioramenti nella qualità e continuità del servizio.

Ulteriori benefici conseguibili grazie all'implementazione dell'architettura Smart hanno impatto sia sul Distributore stesso che sugli Utenti Attivi direttamente coinvolti. In particolare, le innovazioni introdotte conducono a:

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

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

- maggiore affidabilità a livello locale (in caso di perdita di rete l'SPI interverrà in maniera sicura, con minori rischi di islanding, di scatti intempestivi o di chiusure in controfase);
- maggiore sicurezza dell'esercizio a livello di sistema, sia tramite automatismi, sia per la possibilità di trasmissione di informazioni e comandi direttamente fra GD e Terna;
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP.

La possibilità di far comunicare CP e GD conduce inoltre ad una migliore utilizzazione degli impianti esistenti, mediante un opportuno coordinamento delle risorse diffuse, che prevede in particolare:

- la regolazione della potenza reattiva da parte della GD;
- la regolazione della potenza attiva erogata dai generatori medesimi (aumento/riduzione temporanea in caso di particolari condizioni del sistema);
- il miglioramento della qualità del servizio (cfr. continuità/qualità della tensione).

L'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici da implementare nel Progetto permetterà di:

- incrementare lo sviluppo della mobilità elettrica nel territorio;
- aumentare l'efficienza energetica e diminuire le emissioni inquinanti legate al settore dei trasporti.

2 STATO AVANZAMENTO LAVORI

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

L'intero Progetto presentato è stato proposto su un arco temporale di 3 anni, dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2013.

Ad oggi si evidenzia un ritardo nello sviluppo ed installazione degli apparati, soprattutto in ragione della difficoltà nello stipulare contratti con i costruttori per la fornitura delle apparecchiature innovative. Più in generale si sottolinea una sensibile difficoltà delle società di fornitura di tecnologie avanzate a confermare le tempistiche secondo cui saranno disponibili gli apparati richiesti, tali per cui solo nel gennaio 2013 è stato possibile siglare accordi preliminari vincolanti con la società selezionata per la fornitura degli apparati.

Inoltre, si sottolinea una forte criticità relativa all'avanzamento dei lavori presso la centrale Thumel, anche correlata con l'impossibilità, per ragioni climatiche, di procedere con le opere durante i mesi invernali.

A valle della definizione delle specifiche dei vari apparati, ed alla definizione degli accordi vincolanti sopracitati, DEVAL ha completato le fasi di "Progettazione" e di "Acquisizione delle apparecchiature" secondo il cronoprogramma riportato in Figura 4, parimenti sono già in essere le attività di collaudo degli apparati installati nei semestri precedenti (con particolare riferimento al tool DMS e al tool di gestione delle colonnine di ricarica auto, descritte nella scorsa relazione semestrale, ed oggi in esercizio presso il centro di controllo DEVAL).

Viceversa, le problematiche di cui sopra non consentono, ad oggi, l'avvio della fase di collaudo/test in campo delle funzioni di "ricerca guasto avanzata", di "regolazione di tensione" ed in generale di "regolazione della produzione" degli Utenti attivi.

Si ritiene opportuno ribadire, evidenziandolo come aspetto critico del Progetto, che benché ad oggi sia rilevabile uno scostamento rispetto al Gantt prospettato in fase di presentazione dell'istanza al trattamento incentivante ai sensi della Delibera ARG/elt 39/10, tale ritardo è dovuto soprattutto al già citato aspetto sperimentale del Progetto. Le recenti evoluzioni tecnico-normative (Del. AEEG 84/2012/R/eel, norme CEI 0-16 e CEI 0-21, Allegati A70 e A72 al Codice di Rete Terna) costituiscono poi un ulteriore fattore che ha contribuito ai ritardi della sperimentazione, determinando una difficoltà da parte del mondo industriale di rendere disponibili i nuovi apparati smart.

In Figura 5 si riporta il diagramma di Gantt aggiornato, in particolare si evidenzia come sia stato necessario prevedere una diversa successione temporale (ed una diversa durata) di alcune attività in ragione delle difficoltà dettagliate nei paragrafi precedenti; si rimanda alla Tabella 8 per una prima descrizione del cronoprogramma, mentre in APPENDICE D se ne riporta una descrizione di dettaglio.

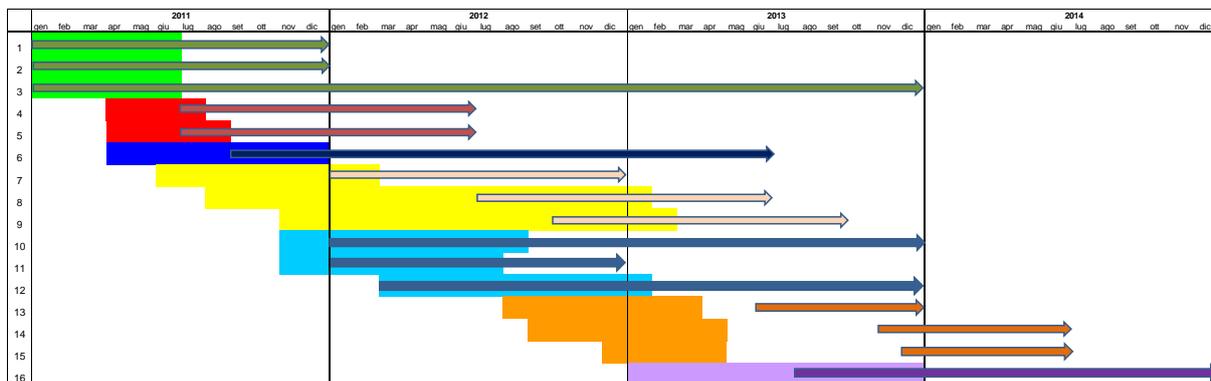


Figura 5. Diagramma di Gantt aggiornato.

FASE	CATEGORIA	DESCRIZIONE
1	INDAGINI PRELIMINARI	Stesura del progetto preliminare e analisi in campo (analisi dettagliata dei sistemi di generazione)
2	INDAGINI PRELIMINARI	Stesura del progetto preliminare del sistema di telecomunicazione (analisi dei siti)
<i>Le fasi 1 e 2 sono state svolte con tempistiche vicine a quelle previste, si registra un marginale ritardo di avvio dei lavori operativi in ragione della pubblicazione dei progetti ammessi al trattamento incentivante in data 8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11 e della opportunità di una più approfondita analisi del caso in esame.</i>		
3	INDAGINI PRELIMINARI	Stipula accordi scritti con i produttori privati
<i>La definizione di accordi di dettaglio con la società di produzione (F.lli Ronc) è stata avviata secondo i tempi programmati e, in ragione delle difficoltà riscontrate e dello scenario normativo che è andato via via evolvendosi, si è avuto un confronto proattivo continuo, sia in fase di definizione del progetto che in fase di installazione degli apparati, che si ritiene utile mantenere fino alla completa realizzazione dell'infrastruttura Smart</i>		
4	PROGETTAZIONE	Stesura progetto esecutivo apparecchiature e algoritmi di controllo con relativa specifica tecnica per la selezione dei fornitori
5	PROGETTAZIONE	Stesura progetto esecutivo sistema di comunicazione e relativa specifica tecnica per la selezione dei fornitori
<i>La stesura del progetto esecutivo è stata rallentata dalle evoluzioni del quadro normativo, con particolare riferimento alle protezioni di interfaccia degli Utenti attivi; inoltre il processo di sviluppo del Progetto ha previsto da subito un confronto con le società fornitrici di tecnologie smart al fine di definire un'architettura che rispondesse alle specifiche previste ma che fosse, al contempo, realizzabile con tempi e costi compatibili con il programma. Questa seconda attività, in particolare, ha richiesto risorse molto superiori a quelle programmate.</i>		
6	RICHIESTE AUTORIZZATIVE	Richiesta autorizzazioni per installazione di eventuali sistemi di comunicazione su palo/edifici
<i>Il progetto DEVAL si realizza in aree di sensibile valore ambientale e paesaggistico, caratteristica che ha portato a notevoli complicazioni autorizzative e ad un incremento dei costi realizzativi. L'autorizzazione finale alla costruzione del centro satellite Thumel (ultimo atto della fase autorizzativa) è stata concessa in data 10/06/2013.</i>		
7	ACQUISIZIONE APPARECCHIATURE	Invio delle specifiche ai fornitori di apparecchiature (sia per apparecchiature commerciali che sperimentali)
8	ACQUISIZIONE APPARECCHIATURE	Realizzazione apparecchiature e/o approvvigionamento apparecchiature da parte dei fornitori

9	ACQUISIZIONE APPARECCHIATURE	Verifica della rispondenza alle specifiche delle apparecchiature realizzate/acquisite e collaudo c/o fornitori
<i>L'interazione con la società fornitrice di tecnologie smart ha richiesto un impegno marcatamente superiore a quanto programmato. DEVAL ha selezionato la società fornitrice e ha siglato di conseguenza il contratto di fornitura nel gennaio 2013 dopo ripetuti confronti, sia in merito a temi tecnici che rispetto a temi economici. A seguire, contemporaneamente alla realizzazione degli apparati, si è avviato un confronto di verifica e di revisione dell'architettura in relazione alle esigenze del progetto.</i>		
10	REALIZZAZIONE OPERE	Installazione in campo delle apparecchiature
11	REALIZZAZIONE OPERE	Verifica della rispondenza alle specifiche del sistema di comunicazione da installare da parte del fornitore
12	REALIZZAZIONE OPERE	Realizzazione sistema di comunicazione da parte del fornitore
<i>L'installazione in campo delle apparecchiature ha manifestato due distinte dinamiche, una regolare, associata ad apparati evoluti ma già disponibili commercialmente, ed una molto più lenta ed intermittente, correlata allo sviluppo ed all'installazione degli apparati non commerciali. Circa la rete di telecomunicazione, parimenti, si è avuta una prima fase di completamento di installazioni in siti "standard" ed una seconda fase, critica, di completamento delle installazioni in siti localizzati entro aree del parco naturale del Gran Paradiso, complessi da raggiungere e con marcati vincoli ambientali e paesaggistici.</i>		
13	COLLAUDO	Collaudo sistema di comunicazione
14	COLLAUDO	Collaudo degli algoritmi implementati
15	COLLAUDO	Acquisizione dati sul campo, eventuale modifica degli algoritmi implementati e verifiche di affidabilità
<i>Da giugno 2013 a giugno 2014 si procederà al collaudo degli apparati smart e, in ragione delle prestazioni misurate, alla revisione degli algoritmi di regolazione.</i>		
16	VALUTAZIONE	Acquisizione dati sul campo e definizione degli indicatori di prestazione
<i>L'intero anno 2014 verrà dedicato alla valutazione delle prestazioni dell'architettura smart realizzata.</i>		

Tabella 8. Crono-programma aggiornato della sperimentazione

2.2 Costi sostenuti

Nel dettaglio, nella seguente Tabella 9 si riportano tutti gli investimenti ad oggi eseguiti, raggruppandoli a livello annuale.

L'analisi della tabella consente di apprezzare come, ad oggi, il Progetto sia in una fase avanzata di implementazione, con investimenti corrispondenti ad apparati/funzioni già entrati in servizio che hanno superato i 1200 k€

RIEPILOGO	Investimenti Realizzati I° anno [k€]	Investimenti Realizzati II° anno [k€]	Investimenti Realizzati III° anno (primo semestre) [k€]
Interventi in CP: - Interfaccia di comunicazione - TPT2000_EXT - Bobina di Petersen - Interfaccia verso TERNA	124.6	62.7	117.9
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi MT	0.0	9.3	69.4
Adeguamento ed apparati Utenti Attivi BT	0.0	0.0	0.0
Apparati di contro alimentazione e gestione dei flussi di potenza attiva	0.0	0.0	10.9
Sistema DMS	293.5	0.0	0.0
Sistemi di ricerca guasto avanzata e telecontrollo	5.0	84.1	108.7
Rete di comunicazione	163.9	3.5	10.5
Infrastrutture per la mobilità elettrica	2.4	64.4	0.8
Sviluppo, test, refertazione, Project Management	7.2	33.3	62.0
Totale progetto	596.6	257.3	380.2

Tabella 9. Sintesi consistenza ed investimenti eseguiti nell'ambito del Progetto a giugno 2013.

Nel seguito si dettagliano i costi sostenuti in riferimento a fasi specifiche del Progetto.

2.2.1 Indagini preliminari e progettazione

I costi sostenuti in relazione alle indagini preliminari e progettazione sono stimabili secondo quanto di seguito elencato:

- indagini preliminari (ad es., studi di rete):
 - contratto n° 7830000269 di 25 k€(19/09/2011), DEVAL – Politecnico di Milano
- sviluppo e la progettazione esecutiva dell'infrastruttura di automazione:

- contratto n° 78300020008 di 13.3 k€(02 /05/2012), DEVAL - SELTA
- costi del personale per le indagini preliminari e per gli iter autorizzativi: indicativamente 7 k€

2.2.2 Accordi con soggetti terzi (ad. es. produttori)

Non sono ad oggi definiti costi specifici per accordi con soggetti terzi; le attività di confronto con i soggetti terzi sono da rileggersi (e quindi rendicontate) alle singole tematiche/funzioni.

2.2.3 Investimenti in corso (specificando stato ordini, acquisti, installazione e collaudo)

Ad oggi, DEVAL ha accettato offerte ed effettuato ordini per gli investimenti di seguito elencati:

- Rete di comunicazione:
 - contratto n°7000000468 di 150 k€(ottobre 2011) per la realizzazione della rete di comunicazione in Val di Rhemes e in Valsavarenche, DEVAL – WIND.
 - Contratto n° 7000020132 di 42 k€(settembre 2012) per l’installazione di router di comunicazione e di antenne, DEVAL – WIND.
 - Contratto con Wind n° 7000020170 di 7.4 k€del (settembre 2011) per la connettività C.P. Villeneuve, DEVAL – WIND.
 - Contratto n° 5000000174 di 8 k€(novembre 2011) per la fornitura di router di cabina primaria, DEVAL – TIESSE.
 - Contratto n° 7810020168 di 5.6 k€(maggio 2013) per la fornitura di router di cabina secondaria, DEVAL – SELTA.
- Infrastruttura Smart di protezione, controllo e automazione, sia presso i siti DEVAL che presso gli impianti di utente:
 - contratto n° 5000020046 di 280 k€(05/05/2013), DEVAL – SELTA.
 - contratto n° 5000020058 di 29 k€(13/06/2013), DEVAL – SELTA.
- Apparatı presso la CP Villeneuve e le CS site in Val Rhemes e Valsavarenche¹: 270 k€
- Consulenza tecnica e Project Management:
 - contratto n° 7830020030 di 50 k€(09/10/2012), DEVAL – Politecnico di Milano
- Costo del personale per gli interventi in CP, CS, Sistemi e Rete di comunicazione: indicativamente 105 k€

¹ Gli apparati sono stati acquistati tramite “convenzione ENEL” grazie all’accordo ENEL-DEVAL 2011-2013 per la prestazioni delle attività di staff e di servizi di supporto tecnico in cui rientra anche la fornitura dei materiali unificati ENEL. Tale canale offre la disponibilità di prodotti ed apparati a costi marcatamente inferiore a quelli del mercato al dettaglio.

2.2.4 Investimenti entrati in esercizio

I principali investimenti ad oggi già entrati in servizio sono di seguito dettagliati:

- Sistema DMS:
 - contratto n° 700000434 di 145 k€(04/04/2011), DEVAL – ENEL
 - contratto n° 700000435 di 165 k€(04/04/2011), DEVAL – ENEL
- Apparatì per la mobilità elettrica: 52 k€
- Costi del personale per la supervisione e la realizzazione delle opere per la mobilità elettrica: indicativamente 13 k€

2.2.5 Misurazioni e test (pre e post interventi)

Le misurazioni effettuate nelle condizioni precedenti gli interventi per cui è ammesso il trattamento incentivante sono riportate in dettaglio nella relazione presentata per la partecipazione al bando ARG/elt 39/10.

Ad oggi, sono stati effettuati alcuni test finalizzati alla verifica della piena funzionalità in campo degli apparati (ad es., ai fini del collaudo), viceversa, non sono ancora state effettuate campagne di misurazione estensive sulla complessiva infrastruttura smart grid.

3 COMMENTI IN RELAZIONE AGLI OBIETTIVI FINALI PREVISTI DAL PROGETTO

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

Ad oggi sono stati svolti collaudi in fabbrica e test preliminari in campo atti a valutare l'effettiva funzionalità dei diversi componenti della rete. Non essendo ancora disponibile l'intera architettura smart grid (sistemi di automazione e controllo del Distributore – sistema di comunicazione – apparati dell'Utente Attivo) non si è invece reso possibile condurre test in campo per la misura reale dei benefici del Progetto.

A titolo esemplificativo si riporta in Figura 6 il dettaglio della prova eseguita (in laboratorio) per validare il ciclo di richiusura di un interruttore di linea installato presso la CP (si nota l'intervento, la richiusura rapida, il nuovo scatto e la successiva richiusura lenta).

Numero Riga	Tipo Test	V1 [V]	V3 Fase 1 [°]	I1 [A]	I3 Fase 1 [°]	V2 [V]	V2 Fase 2 [°]	I2 [A]	I2 Fase 2 [°]	V3 [V]	V3 Fase 3 [°]	I3 [A]	I3 Fase 3 [°]	C. Ingresso 1	C. Ingresso 2	C. Ingresso 3	C. Ingresso 4	C. Ingresso 5
1	-1-Pregiusto	0.000	0.00	0.0000	0.00	0.000	240.00	0.0000	240.00	0.000	120.00	0.0000	120.00					
2	5-Sequenza:0	0.000	110.00	7.0000	0.00	0.000	240.00	0.0000	240.00	0.000	120.00	7.0000	120.00				1.0277	
3	5-Sequenza:0	0.000	0.00	0.0000	0.00	0.000	240.00	0.0000	240.00	0.000	120.00	0.0000	120.00					0.3166
4	5:0	0.000	110.00	7.0000	0.00	0.000	240.00	0.0000	240.00	0.000	120.00	7.0000	120.00				1.0280	
5	5:0	0.000	0.00	0.0000	0.00	0.000	240.00	0.0000	240.00	0.000	120.00	0.0000	120.00					0.0211

Figura 6. Prova del ciclo di richiusura di un interruttore di linea in CP.

In termini generali, in relazione al raggiungimento atteso degli obiettivi sperimentali del Progetto, si possono svolgere le considerazioni di carattere preliminare riportate nel seguito.

3.1.1.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo

Molte delle difficoltà incontrate nel Progetto sono state dovute al quadro normativo attuale, che ha presentato nel corso della sperimentazione diverse evoluzioni, anche non marginali, e dall'assenza di prodotti di mercato già sviluppati rispetto alle nuove funzionalità smart (anche questo punto è da correlarsi all'evoluzione del quadro normativo che porta le società produttrici di apparati smart ad avere applicazioni solo a titolo prototipale, con inevitabili implicazioni a livello di prestazioni e di costi). Questi elementi si applicano sia alle apparecchiature destinate agli impianti utenti, sia alle apparecchiature lato rete di distribuzione; in particolare si rimarca come a livello di Utenti attivi la normativa sia, almeno in parte, definita, mentre a livello di società di Distribuzione le lacune siano più marcate.

3.1.1.2 Reperibilità degli apparati innovativi

La sopracitata indisponibilità di apparecchiature sul mercato, sia per quanto riguarda la parte di potenza, sia per quanto riguarda la sensoristica, sia per le apparecchiature di controllo e protezione della rete, ha causato sensibili ritardi nello svolgimento dell'attività rispetto al cronoprogramma preventivato.

I Costruttori di apparecchiature smart hanno mostrato una scarsa propensione a personalizzare i loro prodotti rispetto a quanto già disponibile a scaffale. In molti casi, i prodotti presentati allo scopo a DEVAL consistevano in parziali modifiche di apparecchiature già disponibili nei cataloghi dei Costruttori stessi. Questo approccio si spiega facilmente con la natura multinazionale di questi Fornitori, che tendono ad evitare la personalizzazione di prodotti per una applicazione specifica, ancorché di tipo sperimentale.

In generale, si è evidenziata una scarsa propensione dei Costruttori coinvolti nella sperimentazione ad investire sul Progetto, non intravedendone da subito le possibili ricadute positive (ad es., sulle attività di R&D rese necessarie dalle evoluzioni normative e regolatorie). Questo ha comportato che la pressoché totalità dei costi di sviluppo degli apparati innovativi sia stata posta in capo a DEVAL, ricadendo per intero sugli oneri connessi alla realizzazione del Progetto.

3.1.1.3 Scambio dati da e verso Terna.

L'incertezza relativa alla modalità di scambio dei dati con Terna (dati di potenza prodotta dagli UA, comandi di distacco/modulazione degli impianti, segnale di teledistacco da Terna, ecc.) ha causato ritardi e margini di incompletezza nelle specifiche, che a loro volta si sono tradotti in extra costi. Nel tempo, le esigenze di scambio dati tra Terna e DEVAL sono anche mutate, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come la Del. 84/12/R/eel, con un ulteriore impatto sul rispetto dei vincoli progettuali.

3.1.1.4 Coinvolgimento degli Utenti Attivi

Nella sperimentazione condotta da DEVAL, si sono riscontrate alcune problematiche nel coinvolgere gli Utenti Attivi per via della necessità di interfacciarsi ad apparati esistenti.

In particolare, gli Utenti attivi hanno correttamente richiesto assicurazioni circa i loro apparati in relazione al quadro regolatorio attuale; si ritiene che solo in ragione degli ottimi rapporti in essere fra DEVAL e i sopracitati Utenti Attivi sia stato possibile avere una loro disponibilità ad intervenire sugli impianti e a testare logiche/funzioni ad oggi non richieste, in assenza di standard industriali.

3.1.2 Sistema di comunicazione

Circa il sistema di comunicazione del Progetto, si sono incontrate difficoltà dovute essenzialmente a un carente sviluppo della rete di comunicazione pubblica sul territorio della sperimentazione. Infatti, a causa dell'insufficiente pervasività dei mezzi di comunicazione in alcune aree, si è reso impossibile utilizzare tecnologie in altri contesti ampiamente sfruttate, quali le tecnologie DSL, portando a dei costi molto elevati per compartecipare in maniera massiccia alle spese di sviluppo della rete.

In merito alle caratteristiche delle reti di telecomunicazione si sono incontrate criticità nel reperire sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici richiesti. In particolare, la necessità di realizzare, anche su infrastruttura di comunicazione pubblica (es., rete mobile), una Virtual Private Network (VPN) di Livello 2 (richiesta per l'invio di segnali di GOOSE in protocollo IEC 61850) ha introdotto complicazioni realizzative e costi non previsti in fase di istanza all'Autorità. In questo ambito, diverse difficoltà si evidenziano anche nell'ottenimento, da parte delle società di telecomunicazione, di garanzie minime sulle prestazioni offerte (ad es., tempi di latenza, banda di comunicazione, ecc.).

3.1.3 Aspetti di interesse nell'ottica di un futuro deployment della soluzione sperimentale

Nella prospettiva di un futuro deployment delle soluzioni tecniche sviluppate nel progetto DEVAL, si possono svolgere le ulteriori considerazioni di carattere preliminare riportate nel seguito.

3.1.3.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo

In generale, il ruolo della normazione tecnica in materia di sistemi presso terzi sarà fondamentale. Infatti, le apparecchiature già normalizzate e presenti presso gli Utenti Attivi MT (sistema di protezione interfaccia, automatismi per regolare la potenza reattiva) sono state incluse nel Progetto con relativa facilità. Invece, si è riscontrato come critico il ruolo di un controllore generale di impianto, che oggi è assente (o, nei casi positivi, è realizzato secondo soluzioni tecnologiche proprietarie scelte ad hoc da ciascun produttore, senza alcuna attenzione per l'interoperabilità con la rete esterna). Da questo punto di vista, risulta necessario un ulteriore tassello nel panorama normativo, che attualmente è in corso di completamento per mezzo dell'allegato O della norma CEI 0-16 (controllore centrale di impianto) che dovrebbe sanare queste difficoltà. Nel Progetto, quindi, si è andati verso una soluzione che ha previsto la modifica degli apparati presenti presso terzi, con i conseguenti costi di integrazione. In un panorama normativo evoluto, sarebbero già disponibili delle interfacce standard con la rete, sia dal punto di vista hardware sia dal punto di vista protocollare.

Infatti, 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), 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 DEVAL 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).

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, il trattamento economico da applicarsi alle quantità energetiche soggette a ordini di limitazione da parte del DSO/TSO.

3.1.3.2 Scambio dati da e verso Terna.

Ai fini dello scambio dei dati con Terna (dati di potenza prodotta dagli UA, comandi di distacco/modulazione degli impianti, segnale di teledistacco da Terna, ecc.) si sottolinea una forte esigenza di un coordinamento tra gli Operatori (in parte favorito dall'implementazione dell'Allegato A72 di Terna, ma tuttora in forte ritardo).

3.1.3.3 Coinvolgimento degli Utenti Attivi

Il progetto Smart Grid ha evidenziato come, in relazione a esperienze sperimentali future, il coinvolgimento degli Utenti attivi, da un lato, giochi un ruolo di assoluta rilevanza e, dall'altro, possa potenzialmente risultare particolarmente critico: 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), potrebbe essere portato a rifiutare di aderire alla sperimentazione. Nell'ambito del progetto DEVAL, un notevole peso nel coinvolgimento degli Utenti ha avuto il rapporto di fiducia reciproca tra Distributore e Utenti, favorito dalla realtà locale di DEVAL, nonché dal costante impegno della stessa sul territorio.

In sintesi, il coinvolgimento degli Utenti attivi è stato articolato ed ha richiesto un forte impegno da parte di DEVAL al fine di garantire le condizioni di non invasività del Progetto rispetto alla normale attività dei produttori interessati. Anche in questo caso la difficoltà potrebbe essere mitigata in prospettiva dall'evoluzione del quadro regolatorio in materia di dispacciamento.

3.1.3.4 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 DEVAL 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 la profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni.

La principale criticità che si ritiene di sottolineare è correlata con lo sviluppo di una rete di comunicazione adeguata alle funzionalità smart in un territorio, quale quello della Valle d'Aosta, con caratteristiche particolarmente critiche e, rispetto al prospettico sviluppo sinergico di una rete pubblica, con bacini di utenza particolarmente limitati.

Si ritiene quindi utile rimarcare come la realizzazione (o il potenziamento) di una nuova rete di comunicazione per una singola vallata del territorio Valdostano richieda costi per decine/centinaia di migliaia di euro (in ragione del numero di BTS necessarie), rispetto alla presenza di alcune UA (in alcuni casi si registra un solo generatore, ma di potenza rilevante) e di alcune CS.

Si sottolinea inoltre come DEVAL, società di Distribuzione, non sia ad oggi strutturata per gestire correttamente le attività correlate con la rete di comunicazione, da cui la scelta naturale di appoggiarsi ad un operatore di telecomunicazione specializzato, che tuttavia non è, ad oggi, coinvolto direttamente nell'evoluzione delle smart grid, se non per interessi commerciali.

Al fine di chiarire tutti i possibili aspetti relativi alla comunicazione all'interno delle smart grid, si auspicano opportune interazioni tra AEEG e AGCOM.

In conclusione, benché il Progetto non sia ancora concluso, è stato possibile svolgere una stima preliminare dei costi per la connessione degli apparati in campo.

Per ciascun punto da mettere in comunicazione “always on” con la Cabina Secondaria (sia esso appartenente alla rete del Distributore, oppure a un Utente attivo), si sono sostenuti in media costi fissi per 7 k€

Tale stima è relativa agli apparati utili alla comunicazione e all’integrazione con il sistema di monitoraggio, router etc., presupponendo quindi già disponibile una rete di telecomunicazione con prestazioni adeguate. A questi vanno aggiunti, per le soluzioni basate su connessioni su rete pubblica, un canone annuo atteso di circa 0.35 k€

Per quanto attiene invece la Cabina Primaria, si sono sostenuti costi fissi pari a 10 k€ con un canone annuo previsto di circa 20 k€

In merito alla rete di comunicazione, i costi totali per l’installazione di nuove BTS e l’aggiornamento di quelle già presenti (aggiornamento indispensabile al fine di potenziarne le prestazioni a livelli compatibili con le funzioni smart investigate) è quantificabile (lungo le due specifiche vallate interessate dall’azione pilota) in 190 k€ In particolare, per il Progetto è stato necessario realizzare una BTS ex novo ed eseguire il potenziamento di altre 4, in modo da garantire la copertura HSDPA.

I costi complessivi di comunicazione, desumibili dalla presente sperimentazione, si possono stimare in circa 250.000 €(costi fissi) e in circa 25.000 €(costi variabili); si ricorda che il Progetto interessa l’area geografica corrispondente alla Valsavarenche e la Val di Rhemes.

In ragione delle 6 Utenze attive coinvolte, dalle 3 Cabine Secondarie in muratura (raggiunte dal vettore di telecomunicazione ad alta velocità), si possono in prima approssimazione stimare i costi dell’architettura di telecomunicazione pari a 25-30 k€punto (CAPEX) e 250-300 €punto (OPEX).

Si ritiene infine di precisare che, data la particolare orografia del territorio, ciascuna vallata – dal punto di vista della rete di comunicazione e quindi dei rilanci di segnale – è in realtà un caso a sé stante che richiede una specifica analisi. In merito ai costi si sottolinea come rilevante il fatto che le CS interessate dal Progetto sono poste in valli strette e lunghe, quindi di difficile copertura; ai fini degli apparati di telecomunicazione la richiesta di maggiori prestazioni comporta, di livello in livello, un incremento del numero di BTS necessarie per il servizio; gli stessi operatori di telecomunicazioni non rilasciano quindi stime medie di costo unitario su un territorio montano, ma producono preventivi specifici.

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

Tutte le azioni messe in campo dai componenti innovativi saranno registrate nella Logica di Cabina Primaria al fine di poter monitorare i benefici derivanti dal Progetto.

In particolare, saranno registrate in modo automatico tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie come richiesto dal TIQE vigente; saranno registrate tutte le richieste di regolazione (di potenza attiva e reattiva) delle UGD e la relativa risposta; saranno registrati tutti i segnali e i comandi scambiati tra la Cabina Primaria, le cabine lungo-linea e gli Utenti attivi.

Infine, saranno integrate le informazioni relative al monitoraggio della qualità della tensione registrate dal qualimetro QUEEN già presente.

I test riguardano fondamentalmente la verifica delle capacità reali (in campo) del sistema di comunicazione di scambiare dati entro le finestre temporali ritenute necessarie per le diverse applicazioni. Infatti, la combinazione in serie di apparecchiature di controllo e protezione di natura sperimentale, con nuove profilazioni protocollari, insieme con sistemi di comunicazione ad alte prestazioni, necessita di essere realmente verificata con test in campo, in maniera da garantire le prestazioni designate in fase progettuale. Un ulteriore oggetto di verifica in campo è la capacità reale dei generatori di mettere in atto i comandi ricevuti allo scopo di compensare opportunamente i parametri di funzionamento della rete. In questo caso, saranno messi a punto test per verificare la reale capacità di regolare la tensione di rete mediante iniezioni / prelievi di potenza reattiva da parte dei generatori.

Nel dettaglio, la fase di test si articolerà secondo le modalità riportate nel seguito e andrà a svilupparsi nell'intera durata dell'anno 2014.

1. Monitoraggio degli indicatori rilevanti durante l'esercizio

Per monitorare tutti gli indicatori rilevanti in fase di esercizio, lo SCADA/DMS è stato dotato di un apposito database atto a raccogliere e storicizzare tutte le informazioni di interesse raccolte sulla rete DEVAL. In particolare, saranno registrate in modo automatico:

- tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;
- tutte le richieste di regolazione (di potenza attiva e reattiva) alle unità di GD e la relativa risposta;
- tutti i segnali e i comandi scambiati tra la Cabina Primaria, le Cabine Secondarie lungo-linea e gli Utenti attivi;

- le grandezze rilevanti ai fini del controllo della tensione (numero di manovre del VSC di CP, tensioni lungo-linea, contributo di potenza reattiva dei generatori, perdite, ecc.).

2. Prove ad hoc con eventi in campo simulati

A completamento dell'attività sperimentale, verranno simulate degli appositi eventi atti a valutare l'efficacia delle soluzioni adottate rispetto allo scenario preesistente. In questo ambito, possibili eventi di interesse potranno essere:

- fuori servizio di un vettore di comunicazione e relativo impatto sulle prestazioni della smart grid;
- guasti in rete:
 - prestazioni del teledistacco (tempi di distacco; affidabilità);
- richiesta di modulazione della potenza attiva/reattiva della Generazione Diffusa per esigenze di rete:
 - tempi di esecuzione dei comandi di limitazione;
 - tempi di ripristino;
 - affidabilità.

APPENDICE A – LA RETE ELETTRICA DEVAL: SCANARIO ATTUALE ED EVOLUZIONE

Lo stato di fatto della rete MT di distribuzione DEVAL prima dell'implementazione del Progetto evidenzia una similitudine pressoché totale con gli standard, di progettazione e di esercizio, ENEL. Tale similitudine è conseguente alla storia passata di DEVAL, che nasce proprio (2001) come società copartecipata al 51% da ENEL, per poi confluire nel gruppo CVA (2011).

La CP VILLENEUVE, oggetto del Progetto, presenta caratteristiche di “Inversione” del flusso molto importanti (per quasi la metà delle ore/anno il flusso di potenza circola infatti dalla rete di distribuzione verso quella di trasmissione): tale contesto risulta di rilevante interesse al fine di implementare soluzioni in cui, accoppiando alla tradizionale rete elettrica degli opportuni vettori di comunicazione e delle innovative soluzioni di monitoraggio, si realizzi una gestione avanzata del sistema elettrico, valutando l'efficacia delle varie soluzioni e quantificandone le prestazioni.

In termini tecnologici, la rete MT è dotata di apparati a “standard ENEL”, che, in ragione delle qualità ad essi largamente riconosciute, portano a livelli di qualità ed affidabilità molto elevati.

In particolare, in relazione agli apparati di automazione, si registra la presenza delle cosiddette richiuse automatiche, ovvero sistemi in grado di richiudere l'interruttore di partenza della linea MT a seguito di un'apertura su guasto. Il funzionamento tipico di questi sistemi di richiusura prevede un ciclo di attesa da qualche centinaio di millisecondi a qualche decina di secondi a seguito di un'apertura su guasto²; dopo questa attesa l'interruttore è richiuso e la tensione rilanciata lungo la linea. Questo sistema di richiusura automatica è stato concepito nella visione di una rete sottesa puramente passiva. In questo caso, infatti, le utenze sono rialimentate e percepiscono soltanto un'interruzione transitoria per il tempo necessario alla richiusura. Con la presenza di Generazione Distribuita (GD) lungo le linee MT bisogna evitare che la richiusura avvenga quando lungo la linea sono ancora connessi generatori; in questo caso si avrebbe, infatti, un parallelo pericoloso per le macchine³.

Altri problemi, legati alla gestione dei sistemi di automazione di rete, si possono presentare quando uno o più impianti di GD continuano ad alimentare una porzione della rete di distribuzione dopo la

² In funzione della tipologia del guasto e del fatto che sia permanente o possa estinguersi durante il tempo di attesa alle richiuse; solo in caso di guasto monofase a terra gli Utenti sani a monte del guasto, in alcuni casi, possono non subire alcuna interruzione.

³ Una simile condizione si è dimostrata critica, in passato, per i generatori rotanti, che costituiscono la tipologia di macchine elettriche più frequentemente installata sulla rete DEVAL.

disconnessione della stessa porzione dal resto del sistema elettrico (isola indesiderata⁴), oppure quando il generatore, in caso di guasto sulla linea MT alla quale è connesso, continui ad alimentare il guasto stesso, rendendo vana la richiusura (richiusura negativa).

Una ulteriore limitazione tecnica è data dalle variazioni lente di tensione, cioè dalla sopraelevazione di tensione che una unità GD provoca (tipicamente in condizioni di flusso inverso) lungo una linea MT: a tale problematica il Progetto pone delle soluzioni innovative, meglio descritte nel seguito.

In estrema sintesi, l'incremento della GD causa problemi locali alla rete di distribuzione (MT e BT), nonché problemi di sistema (cfr blackout): il superamento di tali problemi è un passo imprescindibile per aumentare la Hosting Capacity (HC) delle reti attuali. Si sottolinea come la massimizzazione della HC abbia una valenza sistemica ed economica di grandissima importanza: sarebbe in tale modo consentito l'impiego per nuove finalità (connessione di GD) di infrastrutture esistenti.

Inoltre, ad oggi, il parametro che prevalentemente determina i limiti sulla Hosting Capacity della rete è costituito dalle variazioni lente di tensione: rispetto a tale vincolo il Progetto prevede una serie di evoluzioni fortemente innovative.

La soluzione che il Progetto prospetta è quella di passare alla modalità di gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di comunicazione e controllo, in grado di trasferire dalla CP opportuni segnali ai singoli generatori, così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema elettrico.

Tale soluzione, con riferimento alle variazioni lente di tensione, consentirà di coordinare la regolazione centralizzata con l'apporto della GD, intervenendo sulla produzione di energia reattiva (ed eventualmente anche su quella di energia attiva).

Risulta quindi di interesse introdurre un sistema di comunicazione tra la CP e ciascun Utente Attivo (Unità GD, UGD) che consenta:

- la disconnessione del generatore in caso di situazioni critiche;
- la regolazione delle iniezioni del generatore.

Sempre con riferimento ad una migliore gestione della rete in presenza di utenze attive, il Progetto prevede l'implementazione e la gestione di una innovativa infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici, progettata con tecnologie all'avanguardia in grado di garantire gli standard di sicurezza

⁴ Le conseguenze negative dell'isola indesiderata sono note in letteratura: per gli scopi del Progetto, si rileva che una simile condizione mette a rischio il funzionamento dei sistemi di riconoscimento del tronco guasto e riconfigurazione della rete, con conseguenze negative sulla continuità del servizio.

necessari e un servizio di ricarica evoluto, integrato nelle attuali logiche di regolazione della rete DEVAL.

Il coinvolgimento dell'operatore di rete nazionale, Terna, verrà inoltre esteso al fine di concordare eventuali segnali da scambiare fra la rete di trasmissione e la CP (come, per esempio, misure aggregate di tutto il carico e, separatamente, misure aggregate di tutta la generazione sottesa) e nuove modalità di esercizio della rete di distribuzione a seguito della ricezione di eventuali comandi da Terna stessa.

L'obiettivo di comunicare a Terna valori distinti per la misura aggregata dei carichi e per la misura aggregata delle iniezioni attive sottese alla CP può essere assolto solo a mezzo di una infrastruttura che sia in grado, per quanto attiene alla rete MT (ed eventualmente BT) sottesa, di rilevare, con opportune tempistiche, le iniezioni da parte della GD.

APPENDICE B – DESCRIZIONE TECNICA DELLA RETE MT OGGETTO DI INDAGINE

Il Progetto riguarda la rete MT alimentata dalla Cabina Primaria di VILLENEUVE situata nell'omonimo comune. Alla data di avvio del Progetto, la rete MT alimentata dalla CP di VILLENEUVE ha una lunghezza complessiva di 428 km, il numero totale di clienti direttamente alimentati in MT è di 93 con una potenza dichiarata pari a 11.8 MW, le cabine secondarie sono 180 (totale potenza di trasformazione pari a 36.1 MVA, totale numero di clienti BT pari a 14318) e alimentano una rete in BT lunga 461.3 km per una potenza complessiva di 14 MW; tutti i clienti BT sono dotati di contatori elettronici.

La CP fornisce distribuzione elettrica ad un'area molto vasta (circa 770 km²) dalle caratteristiche geografiche molto particolari, che motivano criticità in termini di esercizio, manutenzione e telecontrollo: diversi apparati sono installati in località non sempre raggiungibili durante i mesi invernali.

Il Progetto è relativo alla rete MT alimentata dalla CP e, in particolare, alle linee Rhemes, Introd e Thumel. Gli impianti descritti sono realizzati ed eserciti nel rispetto delle regole tecniche di connessione. L'esecuzione degli impianti è avvenuta utilizzando materiali e componenti realizzati ed installati a regola d'arte. Le principali caratteristiche fisiche dell'impianto sono di seguito descritte.

L'impianto in Progetto è collegato alla RTN a 132 kV attraverso il nodo di VILLENEUVE. È implementato uno schema di alimentazione tramite connessione alle sbarre 132 kV della stazione RTN, a cui afferiscono anche le linee 132 kV 5046 (CHAVONNE - VILLENEUVE), 5051 (MORGEX ALL. - VILLENEUVE) e 506 (PRE S.DIDIER - VILLENEUVE). A loro volta le sbarre RTN a 132 kV sono collegate, tramite sezione di trasformazione, al nodo 220 kV di VILLENEUVE a cui afferiscono le linee 2091 (DELTAC. ALL - VILLENEUVE), 212 (VILLA - VILLENEUVE), 219 (AVISE - VILLENEUVE). La sezione in media tensione (MT) è alimentata a 15 kV, lo schema di connessione è realizzato con sistema a doppia sbarra (Sbarra Verde e Sbarra Rossa) con un trasformatore AT/MT da 25 MVA (trasformatore ROSSO) e un trasformatore AT/MT da 16 MVA (trasformatore VERDE): le due sbarre alimentano poi 11 linee MT (224 "St. Pierre", 225 "St. Nicolas", 226 "Mecosse", 227 "Autostrada Aosta", 230 "Rhemes" e 231 "Thumel" Sbarra Verde 221 "Avise", 222 "Introd", 223 "Aymavilles", 228 "Autostrada Morgex" e 229 "Cogne" Sbarra Rossa). Questa scelta rende più sicuro l'esercizio e la manutenzione sia della CP che della rete a cui risulta collegata; assicura una chiara separazione funzionale e fisica fra la CP e la rete, minimizzando l'impatto sulle modalità operative di conduzione delle due tipologie di impianti; assicura la misurazione ai punti di consegna dell'energia scambiata in accordo alle

disposizioni di legge in materia e la disponibilità della misura a tutti i soggetti interessati (gestore, produttore, acquirente, ecc.); consente, in caso di guasto della CP, l'esclusione della stessa col minimo danno per la rete. Gli organi di manovra ed interruzione adottati nell'impianto di rete prevedono l'esclusione della CP mediante manovra dell'interruttore telecomandato RTN, a cui afferisce l'impianto medesimo, in un tempo che dipende dall'importanza funzionale della rete, dagli indici di disalimentazione sostenibili e dalle esigenze degli altri Utenti della rete.

La configurazione di normale esercizio prevede il congiuntore di sbarra chiuso con alimentazione derivata da un singolo trasformatore (preferenzialmente il trasformatore VERDE).

Il punto di separazione funzionale fra le attività di competenza di Terna e quelle di DEVAL coincide con la sbarra MT dei trasformatori posti in CP.

Nel seguito si sintetizzano le principali caratteristiche della rete sottesa alla CP VILLENEUVE, con riferimento allo *status quo* alla data di inizio del Progetto.

Dal punto di vista dell'automazione di rete, allo stato precedente alla realizzazione del Progetto, in CP era presente un telecomando (unificato ENEL DISTRIBUZIONE) denominato TPT, con protocollo di comunicazione TIC 1000.

Per quanto riguarda il sistema SCADA, l'apparato già disponibile presso il centro operativo DEVAL è denominato STU-X e STM (realizzato su specifica ENEL DISTRIBUZIONE).

Il lato MT della CP di VILLENEUVE è esercito con il neutro isolato; la corrente di guasto a terra è pari a 290 A.

La corrente presunta di cortocircuito trifase nel nodo AT di VILLENEUVE è stimata da Terna pari a 11 kA (con Pcc massima convenzionale pari a circa 2500 MVA).

La regolazione della tensione è effettuata mediante la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT ed è coordinata con le azioni di Terna, che ha facoltà di richiedere interventi di controllo sui regolatori di tensione sotto-carico dei trasformatori nel caso di condizioni di esercizio prossime al collasso di tensione. Il fattore di potenza imposto nel punto di scambio ai fini della qualità della tensione e per la minimizzazione delle perdite di rete è pari a 0.9.

Non sono viceversa presenti batterie di condensatori a compensazione della potenza reattiva.

Il sistema di regolazione sotto-carico del trasformatore AT/MT è del tipo FIR – DV29331A impostato ad una tensione standard di 15.2 kV.

Per consentire l'interoperabilità tra la RTN e la rete MT alimentata dalla CP di VILLENEUVE sono presenti sistemi di comunicazione che in condizioni di esercizio ordinario della RTN trasmettono: segnalazioni di posizioni degli organi di manovra, misure di tensione e misure di potenza attiva e reattiva. Possono essere trasmesse anche informazioni necessarie per la rapida ripresa del servizio e

per la ricostruzione dei disservizi, sincronizzate tramite GPS e rilevate da: registratori cronologici degli eventi, oscillografici e segnalazioni locali.

Utenze attive presenti sulla rete oggetto di indagine

La linea Introd fornisce l'alimentazione elettrica della valle Valsavarenche, percorrendola per la sua intera estensione; il feeder presenta una lunghezza pari a 24.5 km, di cui 23.33 km in posa aerea. La capacità di trasformazione MT/bt sottesa alla linea è quantificabile in 1350 kVA, suddivisa in 14 trasformatori, a cui si aggiungono 5 utenze in media tensione per una potenza impegnata complessivamente pari a 255 kVA.

Relativamente alle utenze attive si registrano due impianti di proprietà della società Meyes S.r.l. (realizzate negli anni 2004 e 2005) di potenza pari a 320 e 195 kW identificati in ragione della località in cui sono installate: rispettivamente Valsavarenche località Pont e Valsavarenche località Pont du Grand Clapey. Tali centrali (acqua fluente basate su generatori asincroni) sono poste sull'asta principale dell'acquedotto del Grand Paradis, laddove esigenze di carattere idraulico hanno imposto l'inserimento di vasche di rottura della pressione.

Entrambe le centrali sono fornite di Protezioni di Interfaccia, abbinata al Dispositivo di Interfaccia (costituite dal pannello di interfaccia DV601 con funzione 27, 59, 59Vo, 81 di tipo omologato ENEL).

L'energia complessivamente immessa in rete nell'anno 2009 è stata pari a 1.727.185 kWh.

Un terzo impianto, sempre di tipologia ad acqua fluente ma basato su un generatore sincrono di taglia pari a 210 kW, è installato presso il comune di Valsavarenche (realizzato nell'anno 1996), di proprietà dell'omonimo consorzio comunale. L'impianto è associato ad una turbina idraulica Pelton ed è totalmente automatizzato tramite controllo PLC. L'energia complessivamente immessa in rete nell'anno 2009 è stata pari a 731.377 kWh.

La centrale è fornita di Protezione di Interfaccia abbinata al Dispositivo di Interfaccia (DV601 con funzione 27, 59, 59Vo, 81 di tipo omologato ENEL).

La quarta, e più rilevante, centrale elettrica (Les Ecureuils, posta in località Condy, realizzata nell'anno 1992) connessa alla linea Introd è di proprietà della società F.Ili Ronc S.r.l. di taglia pari a 934 kW, con una produzione (nell'anno 2009) pari a 6.866.329 kWh.

L'impianto sfrutta turbine Pelton (di tagli pari a 700 e 300 kW) su dislivelli pari a 200 e 300 m.

La centrale è fornita di Protezione di Interfaccia abbinata al Dispositivo di Interfaccia (DV601 con funzione 27, 59, 59Vo, 81 di tipo omologato ENEL).

La linea Rhemes fornisce alimentazione elettrica alla valle omonima, percorrendola per la sua intera estensione; il feeder presenta una lunghezza pari a 24.5 km, di cui 17.1 km in posa aerea. La capacità di trasformazione MT/bt sottesa alla linea è quantificabile in 2070 kVA, suddivisa in 22 trasformatori, a cui si aggiungono 2 Utenti MT per una potenza impegnata complessiva pari a 66 kVA.

Relativamente alle utenze attive si registra un solo impianto di proprietà della società F.lli Ronc S.r.l. di potenza nominale pari a 3.56 MW, con una produzione (relativa all'anno 2009) pari a 6.866.329 kWh. La centrale è stata realizzata nel 1986 completamente in galleria in località Proussaz, nel comune di Rhemes St.George, sul torrente omonimo. È costituita da due gruppi sincroni mossi da turbine Francis che sfruttano un dislivello di circa 140 metri. Il funzionamento è automatico e non presidiato.

La centrale è fornita di Protezione di Interfaccia abbinata al Dispositivo di Interfaccia (DV601 con funzione 27, 59, 59Vo, 81 di tipo omologato ENEL).

Al nodo Champagne della linea Rhemes è collegata, tramite linea dedicata di 20 km circa, una utenza attiva di potenza nominale interessante: 5 MW. La linea collega il nodo di Champagne con il generatore posto nella parte superiore della vallata, percorrendola quindi per tutta la lunghezza secondo un tracciato, di fatto, parallelo alla linea Rhemes. Tale connessione, di tensione nominale pari a 20 kV, è di proprietà, così come la centrale idroelettrica ad essa connessa, della società Electrorhemes S.r.l., e risulta di rilevante interesse in prospettiva di nuove modalità di gestione del sistema di distribuzione in MT nella val di Rhemes, con finalità di massimizzazione della qualità dell'alimentazione di sfruttamento delle fonti rinnovabili.

La centrale Thumel è posta nella parte più alta della val di Rhemes e sfrutta due gruppi turbina Pelton/alternatore sincrono: l'impianto (terminato nell'anno 2006) non è presidiato e sfrutta un elevato livello di automazione anche in ragione della difficoltà nell'accedere al sito durante i mesi invernali.

L'energia complessivamente immessa in rete nell'anno 2009 è stata pari a 8.218.784 kWh.

La centrale è fornita di Protezione di Interfaccia abbinata al Dispositivo di Interfaccia costituito dal pannello DV601 con funzione 27, 59, 59Vo, 81 di tipo omologato ENEL).

La linea Cogne presenta una lunghezza pari a 20.3 km, di cui 3.65 km in posa aerea. La capacità di trasformazione MT/bt sottesa alla linea è quantificabile in 1370 kVA, suddivisa in 7 trasformatori, a cui si aggiunge 1 Utente MT per una potenza impegnata pari a 94 kVA.

La linea presenta due utenze attive: la prima è di proprietà del Comune di Cogne ed è basata su due macchine sincrone per una potenza totale pari a 224 kW, la seconda, di proprietà C.V.A. S.p.A. è posta in località Lilliaz, sfrutta un salto di 220 m per una potenza nominale (suddivisa su tre gruppi) pari a 1 MVA.

La produzione, nell'anno 2009, è risultata pari a 975.306 kWh e 4.963.807 kWh rispettivamente per la centrale Comune di Cogne e CVA Lilliaz.

Entrambe le centrali sono fornite di Protezioni di Interfaccia abbinate al Dispositivo di Interfaccia (DV601 con funzione 27, 59, 59Vo, 81 di tipo omologato ENEL).

Circa le rimanenti linee MT non si registra la presenza di utenze attive.

Indicatori di qualità registrati relativi all'area del progetto pilota

Con riferimento alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, gli indicatori di qualità che DEVAL è tenuta a calcolare (secondo la Delibera ARG/elt 198/11), in riferimento all'anno solare, sono:

- numero di interruzioni per cliente, per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;
- durata complessiva di interruzione per cliente, solo per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe.

Il numero di interruzioni per cliente è definito per mezzo della seguente formula:

$$NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE = N_i = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

La durata complessiva di interruzione per cliente, relativa alle interruzioni con preavviso e alle interruzioni senza preavviso lunghe, è definita per mezzo della seguente formula:

$$DURATA COMPLESSIVA DI INTERRUZIONE PER CLIENTE = D_i = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} \cdot t_{i,j})}{U_{tot}}$$

I dati registrati da DEVAL, relativamente ai clienti alimentati dall'intera rete DEVAL per l'anno 2009, sono riportati in Tabella 10; si evidenziano i dati aggregati in termini di indicatori di durata e numero delle interruzioni.

D _i Media Concentrazione	D _i Bassa Concentrazione	N _i Media Concentrazione	N _i Bassa Concentrazione
20.62	34.55	1.82	2.7

Tabella 10. Indicatori di continuità del servizio della rete DEVAL per l'anno 2009.

Per le caratteristiche di qualità della tensione diverse dalle interruzioni lunghe e brevi si fa riferimento a quanto previsto dalla EN 50160. In particolare, relativamente alle variazioni lente, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo (per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%), mentre per le variazioni rapide di tensione non si fissa un limite vincolante, ma si fornisce solo un valore indicativo pari al 4 ÷ 6% della tensione nominale per reti MT.

Inoltre, la CP VILLENEUVE fa parte del sistema QUEEN⁵, ne consegue la possibilità di monitorare il Progetto con diretto riferimento e confronto alla qualità dell'energia registrata negli anni precedenti.

Nelle Tabella 11 - Tabella 14 è riportato il dettaglio dei principali parametri di Power Quality misurati dall'apparato QUEEN nella CP VILLENEUVE durante l'anno 2009 (il dato è relativo alle misure eseguite dal 5/1/2009 al 2/12/2009, per un totale di 51 settimane).

Numero	Istante di accadimento	Vrilevata/Vnom %	Durata (s)
1	26/3/09 21.22	2.08	1.170
2	11/6/09 6.06	2.13	1.270
3	17/6/09 4.19	2.08	1.150
4	20/6/09 0.40	2.20	1.160
5	2/8/09 9.08	-2.01	0,201388889
6	25/8/09 6.12	-2.30	0,666666667

Tabella 11. Variazioni rapide di tensione registrate nella CP VILLENEUVE, anno 2009

Da Profond. [%]	A Profond. [%]	20-100 ms	100-500 ms	500-1000 ms	1-3 s
85	90	4	11	0	0
70	85	8	24	2	0
40	70	25	26	0	0
10	40	0	0	0	0
1	10	0	2	0	0

Tabella 12. Buchi di tensione registrati sulla rete AT nella CP VILLENEUVE, anno 2009

Da Profond. [%]	A Profond. [%]	20-200 ms	200-500 ms	500-1000 ms	1-5 s
80	90	13	13	1	0
70	80	13	8	1	0
40	70	46	5	0	0
5	40	0	0	0	0
1	5	2	0	0	0

Tabella 13. Buchi di tensione registrati sulla rete MT nella CP VILLENEUVE, anno 2009

⁵ Qualità dell'energia elettrica, <http://queen.erse-web.it/eng/index.aspx>

settimane da	settimane a	95° percentile [%]	Massimo Valore [%]	Istante di Massimo
05/01/2009	11/01/2009	0,130	0,150	08/01/2009 19.20
12/01/2009	18/01/2009	0,120	0,170	16/01/2009 2.30
19/01/2009	25/01/2009	0,150	0,190	24/01/2009 2.20
26/01/2009	01/02/2009	0,150	0,210	27/01/2009 17.10
02/02/2009	08/02/2009	0,140	0,180	08/02/2009 19.10
09/02/2009	15/02/2009	0,150	0,200	09/02/2009 19.20
16/02/2009	22/02/2009	0,140	0,180	20/02/2009 18.40
23/02/2009	01/03/2009	0,140	0,170	01/03/2009 18.30
02/03/2009	08/03/2009	0,150	0,180	03/03/2009 16.30
09/03/2009	15/03/2009	0,170	0,210	15/03/2009 18.40
16/03/2009	22/03/2009	0,160	0,200	16/03/2009 17.10
23/03/2009	29/03/2009	0,190	0,220	29/03/2009 19.50
30/03/2009	05/04/2009	0,190	0,240	05/04/2009 11.40
06/04/2009	12/04/2009	0,170	0,210	07/04/2009 11.10
13/04/2009	19/04/2009	0,190	0,420	15/04/2009 7.10
20/04/2009	26/04/2009	0,190	0,210	20/04/2009 20.40
27/04/2009	03/05/2009	0,190	0,260	27/04/2009 20.10
04/05/2009	10/05/2009	0,220	0,280	09/05/2009 11.50
11/05/2009	17/05/2009	0,170	0,200	11/05/2009 11.30
18/05/2009	24/05/2009	0,190	0,230	23/05/2009 10.10
25/05/2009	31/05/2009	0,150	0,180	26/05/2009 10.40
01/06/2009	07/06/2009	0,130	0,180	04/06/2009 13.30
08/06/2009	14/06/2009	0,180	0,200	14/06/2009 17.30
15/06/2009	21/06/2009	0,160	0,190	15/06/2009 14.10
22/06/2009	28/06/2009	0,140	0,200	23/06/2009 9.50
06/07/2009	12/07/2009	0,160	0,190	06/07/2009 7.30
13/07/2009	19/07/2009	0,140	0,180	18/07/2009 10.20
20/07/2009	26/07/2009	0,130	0,160	26/07/2009 22.00
27/07/2009	02/08/2009	0,140	0,180	01/08/2009 11.50
03/08/2009	09/08/2009	0,140	0,160	04/08/2009 15.50
10/08/2009	16/08/2009	0,140	0,170	16/08/2009 22.40
17/08/2009	23/08/2009	0,140	0,200	17/08/2009 15.00
24/08/2009	30/08/2009	0,150	0,190	25/08/2009 6.20
31/08/2009	06/09/2009	0,140	0,210	04/09/2009 20.40
07/09/2009	13/09/2009	0,140	0,180	12/09/2009 10.40
14/09/2009	20/09/2009	0,160	0,200	18/09/2009 23.50
21/09/2009	27/09/2009	0,160	0,230	24/09/2009 21.40
28/09/2009	04/10/2009	0,140	0,180	30/09/2009 13.30
05/10/2009	11/10/2009	0,150	0,180	05/10/2009 12.10
12/10/2009	18/10/2009	0,160	0,240	16/10/2009 19.20
19/10/2009	25/10/2009	0,270	0,390	19/10/2009 19.50
26/10/2009	01/11/2009	0,190	0,280	27/10/2009 20.00
02/11/2009	08/11/2009	0,180	0,240	05/11/2009 19.40
09/11/2009	15/11/2009	0,180	0,280	09/11/2009 19.10
16/11/2009	22/11/2009	0,130	0,180	21/11/2009 17.30
23/11/2009	29/11/2009	0,130	0,180	25/11/2009 7.40
30/11/2009	06/12/2009	0,120	0,160	02/12/2009 18.30
07/12/2009	13/12/2009	0,120	0,150	07/12/2009 18.40
14/12/2009	20/12/2009	0,170	0,240	18/12/2009 19.00
21/12/2009	27/12/2009	0,130	0,180	21/12/2009 12.10

Tabella 14. Valore di Power Quality - Squilibri della tensione nella CP VILLENEUVE

Tutti i provvedimenti che saranno implementati nel presente Progetto non peggioreranno la qualità del sistema, sia rispetto alla continuità del servizio che alla tensione: saranno mantenuti i livelli tendenziali per numero di interruzioni e durata complessiva e saranno rispettati nell'esercizio i vincoli imposti dalla EN 50160.

Inoltre, ai benefici in termini di QoS direttamente connessi ad una migliore gestione della GD, si aggiungono i benefici di QoS resa all'Utenza in termini di continuità dell'alimentazione (riduzione del numero di interruzioni transitorie, brevi e lunghe).

APPENDICE C – ARCHITETTURA GENERALE DEL PROGETTO SMART GRID DEVAL

Nel seguito si riassumono le implementazioni necessarie a realizzare le finalità generali del Progetto; tali implementazioni sono poi dettagliate con riferimento a ciascun componente impiegato nel successivo paragrafo.

A partire dalla figura seguente (la Figura 7 rappresenta l'architettura generale del sistema da implementare), si possono individuare diversi livelli rispetto ai quali sono condotte implementazioni significative.

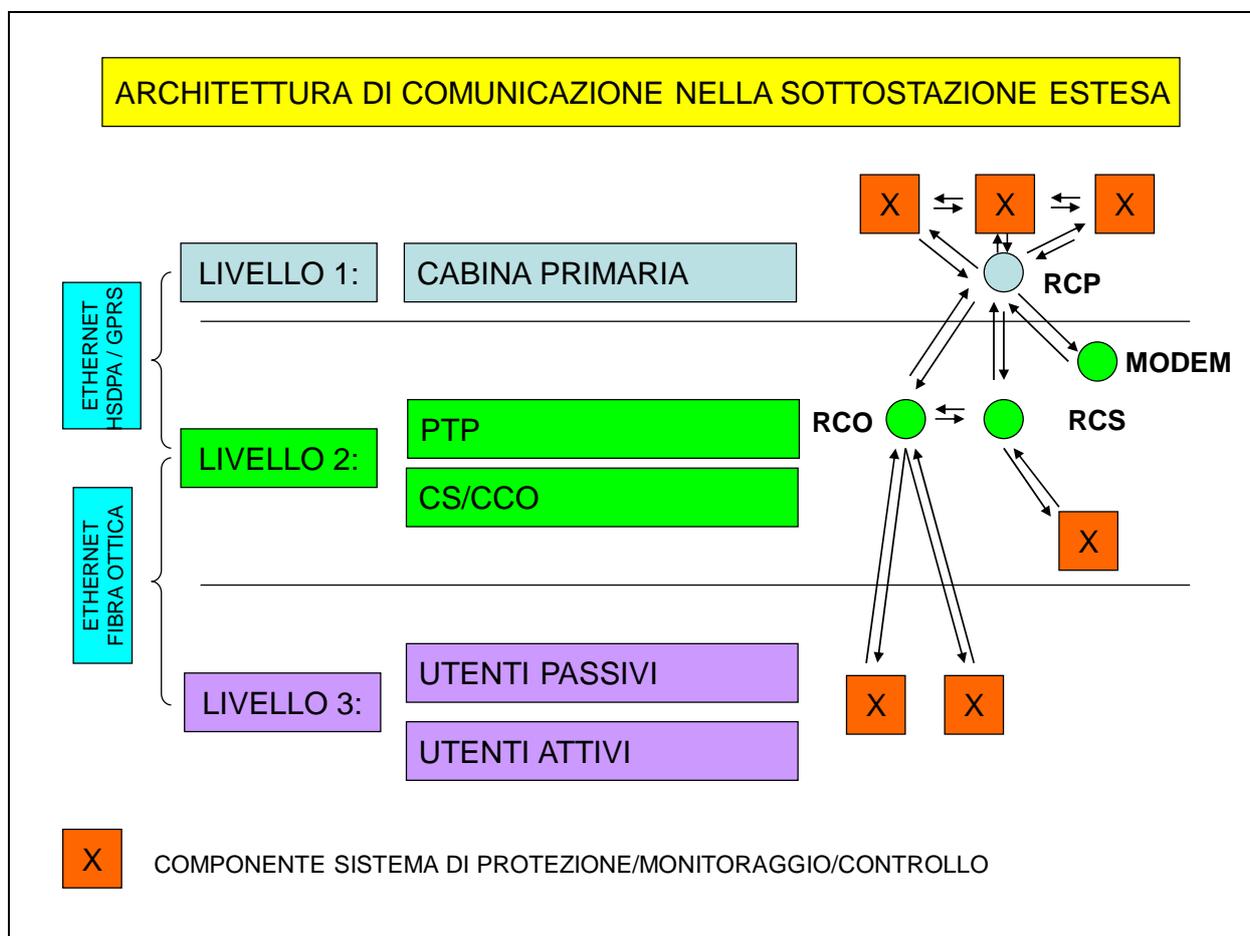


Figura 7. Schema degli impianti da realizzare

L'architettura proposta di *sottostazione estesa* risulta sviluppata su tre livelli funzionali:

- livello Cabina Primaria (CP);
- livello Cabina Secondaria (CS) e Cabina di Consegna (CCO);
- livello Utente (attivo).

Tale rappresentazione gerarchica, ben evidenziata dal sistema di comunicazione, risulta associata anche a differenti livelli di affidabilità delle apparecchiature e quindi di costo: partendo dalla CP, i componenti come l'architettura della comunicazione devono essere estremamente affidabili, fino ad arrivare all'Utente attivo, per i cui componenti si dovrà definire un compromesso tecnico/economico (compromesso identificabile nella sperimentazione del presente Progetto).

Il sistema proposto risulta pertanto di tipo centralizzato: in CP sono presenti componenti distinti per realizzare le funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio (SPL, Protezione di Linea; sistema di logica di cabina primaria; SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition).

Il router di Cabina Primaria è il componente dedicato ad assolvere le funzioni di comunicazione con gli apparati esterni alla CP. Il Router, di Cabina Secondaria (RCS) o di Consegna (RCO), gestisce la rete di comunicazione a valle (nella cabina del Distributore o nell'impianto di utente), acquisendo, ad esempio, le informazioni dai Fault Passage Indicator lungo-linea (con la finalità di implementare tecniche evolute di ricerca guasto) e dal SPI e dal sistema di monitoraggio impianto dell'Utente (reg. V, reg. P, misure, etc).

Componenti da installare in CP – Livello 1

Il Progetto consiste nell'installazione in CP (livello 1) dei seguenti componenti innovativi.

- Logica di Cabina Primaria (LCP): si tratta di un sistema di monitoraggio e regolazione, concentratore di tutte le informazioni provenienti dalle protezioni di linea e dai sistemi di protezione, monitoraggio e regolazione della GD. Tale sistema, per mezzo dello SCADA, funziona da interfaccia per segnali di controllo e regolazione da parte di Terna.
- Sistema di protezione di linea (SPL): il relè di protezione di linea MT (SPL) è l'elemento che realizza la funzione di protezione per la sottostazione estesa per ogni singola linea. Permette l'integrazione tra la protezione di linea ed il sistema di protezione esteso per la realizzazione della selettività logica e delle procedure di richiusura dinamica lungo linea. Tale dispositivo è posizionato sul montante della linea MT ed è collegato ai trasformatori di corrente e di tensione, all'interruttore di linea MT e agli altri dispositivi di cabina primaria attraverso la porta di rete.
- Router di Cabina Primaria (RCP): è necessario impiegare un Router che raccoglie le varie informazioni dagli altri componenti di CP per smistarle al Router delle Cabine Secondarie o di Consegna RCS/RCO al fine di veicolare tutte le informazioni dalla generazione alla CP, dal SPL alla generazione, e lo scambio dei file di report, e per smistarle ai modem/router dei Fault Passage Indicator per le segnalazioni di guasto lungo linea. Il RCP è inoltre in grado di

gestire le priorità delle messaggistiche al fine di garantire la minima latenza per i messaggi legati alle funzioni di selettività logica e richiusura automatica dinamica.

- SCADA: monitora, rielabora e gestisce i dati acquisiti dai dispositivi di CP e degli Utenti attivi che fanno parte della *sottostazione estesa*.
- Regolatore variatore sotto-carico (reg_VSC) del trasformatore AT/MT della cabina primaria: l'informazione in tempo reale relativa alla posizione del variatore sottocarico del trasformatore di CP è essenziale al fine del necessario coordinamento con l'algoritmo di regolazione della tensione in rete.
- Interfaccia verso Terna (INT): serve per trasmettere a Terna le informazioni, registrate nella LCP, relative alla GD, al carico e allo stato della rete.

Componenti da installare presso le cabine secondarie (CS) e cabina di consegna (CCO) – Livello 2

- Router di Cabina Secondaria o di Consegna (RCS/RCO): è il terminale del sistema di telecomunicazione (STC), che riceve segnali da parte del RCP e agisce sui vari componenti interessati presso le cabine secondarie e di consegna secondo le funzioni evidenziate nella descrizione generale.
- Sistema di ricerca guasto (SRG): è uno degli elementi fondamentali del sistema innovativo proposto. Tale dispositivo è un relè dotato di un opportuno sistema di comunicazione. Implementa le attuali funzioni di protezione di linea, le innovative segnalazioni di telescatto da inviare o ricevere dai sistemi di protezione della GD (per tramite del RCS), da altri SRG, dalla LCP.
- Sistema di misura (SM): è installato presso alcune CS al fine di misurare i transiti di potenza lungo linea e le tensioni e riportare le informazioni raccolte in CP ai fini della stima dello stato (ad es., per la regolazioni di tensione).

Presso i PTP (Livello 2), la presente specifica tecnica prevede l'installazione dei seguenti componenti innovativi:

- IMS motorizzato con comando proveniente da remoto tramite sistema GPRS always-on.

Componenti da installare presso l'Utente Attivo – Livello 3

Sul Livello 3, ovvero presso ciascun Utente Attivo (UA), è prevista l'installazione dei seguenti componenti innovativi.

- Switch Ethernet dell'Utente Attivo (SEU): è il terminale del sistema di telecomunicazione che riceve segnali da parte del RCP e RCS (lo switch può essere integrato nei router stessi) e agisce sui vari componenti interessati presso l'impianto di Utente Attivo.
- Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI): i relè di protezione di interfaccia SPI sono relè derivati da protezioni di interfaccia disponibili in commercio, dotati di una porta di comunicazione per ricevere il segnale di telecatto.
- Interfaccia verso i regolatori di potenza, attiva e reattiva, della GD: ai fini del Progetto verranno utilizzati i regolatori di potenza (attiva e reattiva) già disponibili presso gli UA (ad es., PLC), per i quali si dovrà realizzare un'apposita interfaccia verso l'architettura Smart (che andrà ad elaborare le misure al fine di definire i setpoint degli UA).

Nel dettaglio, a valle delle attività di progettazione, l'architettura generale sopra presentata è stata particolareggiata al caso in esame, CP VILLENUEVE, arrivando al modello di seguito descritto (Figura 8).

La Cabina Primaria vede l'installazione della seguente architettura:

- elaboratore (SCADA) che realizza la logica di Cabina Primaria LCP interagendo in via protocollare con le apparecchiature innovative tramite l'infrastruttura di rete;
- protezioni innovative Thytronic NA80 funzionanti con protocollo IEC 61850;
- apparato Bay Control Unit (BCU) funzionante con protocollo IEC 61850 impiegato per l'acquisizione delle misure di tensione e corrente della sbarra rossa e per l'interfacciamento cablato ai pannelli DV ed all'apparato TPT2000;
- regolatore di tensione innovativo funzionante con protocollo IEC 61850;
- sistema di sincronizzazione oraria NTP per la sincronizzazione di tutte le apparecchiature presenti sulla WAN 61850.

Rispetto a tale disegno, le funzionalità proprie della Logica di Cabina Primaria (LCP) possono essere riassunte come nel seguito elencate:

- interfacciamento, tramite protocollo IEC 61850, dei dispositivi innovativi presenti in CP, in particolare i dispositivi innovativi sono rappresentati dalle protezioni di linea (SPL), dalla BCU, dalla protezione del trasformatore lato MT (SPS-MT) e dal regolatore di tensione (RAT);
- interfacciamento, tramite protocollo IEC 61850, dei dispositivi innovativi presenti nelle Cabine Secondarie (UP) e presso gli Utenti Attivi (UP e SPI);
- realizzazione del controllo e monitoraggio delle linee Smart;

- implementazione della postazione operatore locale e remota per la visualizzazione grafica/alfanumerica delle informazioni acquisite/imposte alle linee Smart;
- esecuzione dell'algoritmo di regolazione della tensione;
- calcolo del valore della potenza che transita lungo la direttrice, evidenziando carico ed energia prodotta suddivisa per tipologia.

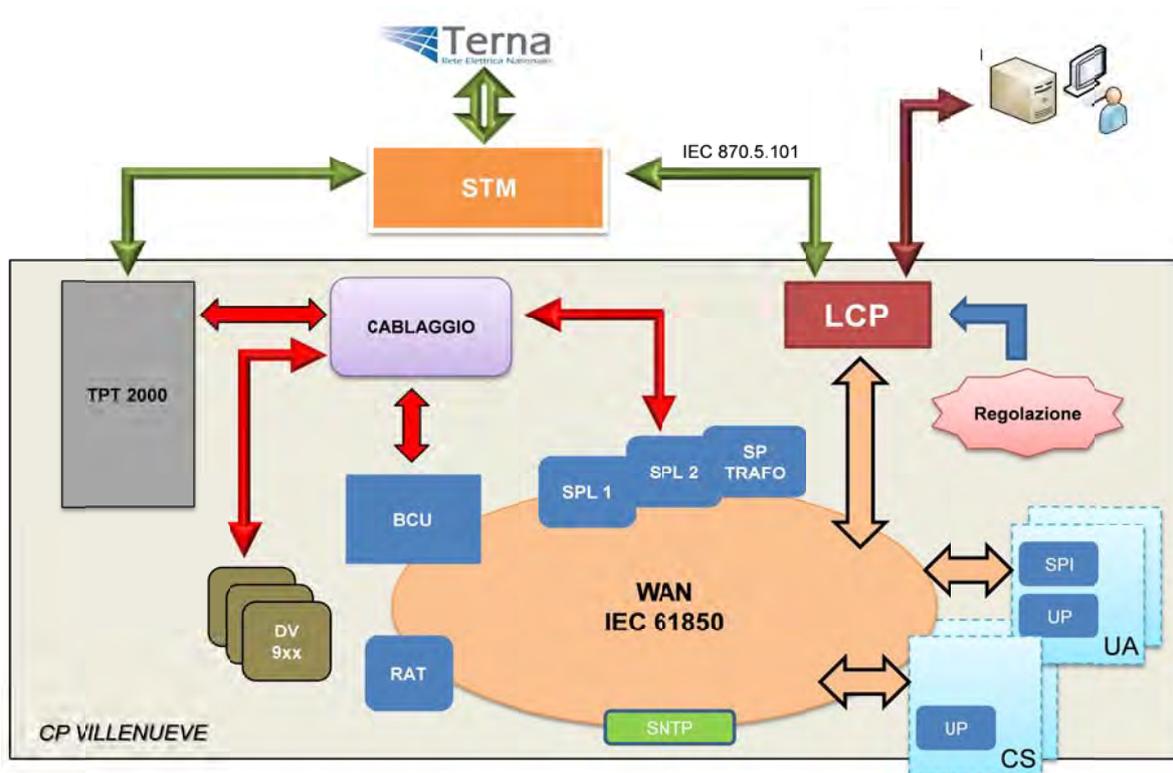


Figura 8. Architettura generale della soluzione in fase di realizzazione nella CP VILLENEUVE.

Circa invece la gestione delle protezioni di linea gli apparati attualmente presenti, MT DV901 A2 NCI, verranno affiancate da protezioni multifunzione dotate di protocollo IEC 61850, Thytronic modello NA80, equipaggiate con modulo di espansione I/O.

I nuovi apparati consentiranno di:

- rendere disponibili alla LCP, attraverso la WAN 61850, le informazioni relative agli scatti per intervento, alle anomalie e alle misure;
- eseguire le funzioni di protezione della linea (massima corrente e direzionale di terra) comandando l'apertura dell'interruttore a seguito di intervento;
- eseguire le funzioni di richiusura della linea dopo guasto;
- inviare il segnale di teledistacco al sistema SPI posto presso gli UA interrompendo così, in caso di guasto, la generazione distribuita lungo la direttrice.

Le protezioni di linea saranno inoltre sincronizzate tramite protocollo SNTP fornito da apposito server.

Completano l'architettura le apparecchiature installate presso le Cabine Secondarie (CS) e gli Utenti Attivi (UA), anch'esse operanti in protocollo IEC 61850, e il sistema di comunicazione implementato mediante router (SNN-110).

La fase di progettazione, svolta in stretta cooperazione con la società selezionata per la fornitura degli apparati, ha evidenziato come la sostituzione delle protezioni nella CP implica una importante attività di automazione e integrazione della attuale logica cablata di impianto. L'attuale architettura della CP è conforme allo standard ENEL e utilizza pannelli di protezione e servizi della serie DV9xx privi di protocollo di comunicazione. L'intervento in CP prevede la sostituzione dei soli pannelli di protezione linea MT (DV 901 A2 NCI), per le linee sopraindicate. Questo richiede che i segnali attualmente cablati sui pannelli DV 901 delle linee Rhemes e Thumel siano riportati nelle protezioni innovative NA80.

Inoltre occorre replicare lo scambio informativo tramite i segnali di uscita dai Sistemi di Protezione di Linea verso il sistema di controllo.

La soluzione identificata prevedrà quindi la gestione della Cabina Primaria come se fossero presenti due nuove linee Smart, mentre gli apparati esistenti, ancora attrezzati con pannelli DV 901 disalimentati, saranno poste fuori elaborazione.

Tale soluzione permetterà un rapido ritorno al funzionamento su pannelli DV 901, ossia sugli apparati esistenti, in caso di necessità operative, garantendo la possibilità di sviluppare la sperimentazione nella garanzia di un adeguato livello di qualità e di continuità del servizio per gli Utenti finali.

In relazione alla gestione dei guasti sulla rete, verranno utilizzati gli apparati sopradescritti al fine di ottimizzare i tempi di intervento necessari a individuare e isolare la sezione di rete affetta da guasto. Gli elementi cardinali dell'architettura sono il controllo del campo (IMS lungo linea), una rete di comunicazione ad elevata velocità, i processi di automazione e un protocollo di comunicazione che preveda messaggi spontanei ad elevata velocità.

La logica di ricerca tronco guasto RTG, si basa sulla possibilità di scambiare informazioni fra gli apparati STCE-KD 61850 posti lungo la linea: i messaggi prevedono di far conoscere ad entrambi gli elementi affacciati le reciproche condizioni. È previsto l'utilizzo del protocollo IEC 61850,

completo di messaggi MMS verso lo Scada LCP che forniscono informazioni sull'assetto della rete MT, e l'invio di data set, tramite messaggi GOOSE, fra gli apparati presenti lungo direttrice. Questi messaggi consentono di verificare l'integrità del sistema di comunicazione con un ciclo di sottofondo (1 sec) e l'invio spontaneo di variazione dei dati in esso contenuto su variazione.

Un processo logico, eseguito da un PLC interno all'apparato STCE-KD, si occupa di verificare la congruenza dei dati scambiati, e di intraprendere opportune azioni in caso di discordanza degli eventi provenienti dai Fault Passage Indicator.

La logica prevede l'impostazione di alcuni parametri che definiscono l'assetto standard della rete MT, nel caso di modifica, è previsto che l'automatismo venga escluso fino al rientro nelle condizioni precedenti od una riconfigurazione della topologia della rete.

L'architettura sviluppata consentirà altresì, come da specifica della Delibera ARG/elt 39/10, una regolazione evoluta di tensione lungo le direttrici della rete MT nei punti di consegna degli UA e sui trasformatori di Cabina Primaria. Le azioni di regolazione previste possono essere classificate in due macro-categorie:

- regolazione dell'UA, andando direttamente ad interagire con il generatore e modificando il suo valore di $\cos\phi$. In questo modo si agisce sulla produzione di potenza reattiva (induttiva o capacitiva) necessaria ad operare un rifasamento della direttrice e di conseguenza della rete. Il set di regolazione del $\cos\phi$ è fisso se in modalità di regolazione locale (ad es., nel caso di disconnessione dalla WAN dell'unità di regolazione) oppure dinamico e calcolato dalla logica di CP se in modalità remota;
- regolazione su VSC, nel caso la regolazione sugli UA non risultasse sufficiente, interviene una regolazione sul trasformatore AT/MT che tende a diminuire od aumentare il valore di tensione su tutta la rete sottesa.

Si evidenzia come nell'architettura proposta entrambe tali regolazioni verranno gestite dagli apparati posti in CP; andando ad interfacciarsi direttamente con gli apparati di regolazione (sistemi di eccitazione) già disponibili presso gli UA.

Si sottolinea infine come, rispetto al Progetto iniziale, le funzionalità di monitoraggio e di regolazione della rete hanno motivato l'opportunità di prevedere, in alcune Cabine Secondarie, opportuni apparati di lettura delle grandezze di rete; tali informazioni verranno utilizzate dagli algoritmi di controllo della rete e di regolazione di tensione presenti in CP.

In Figura 9 si dettaglia lo schema degli apparati e degli scambi di segnali previsti nelle sopraccitate CS.

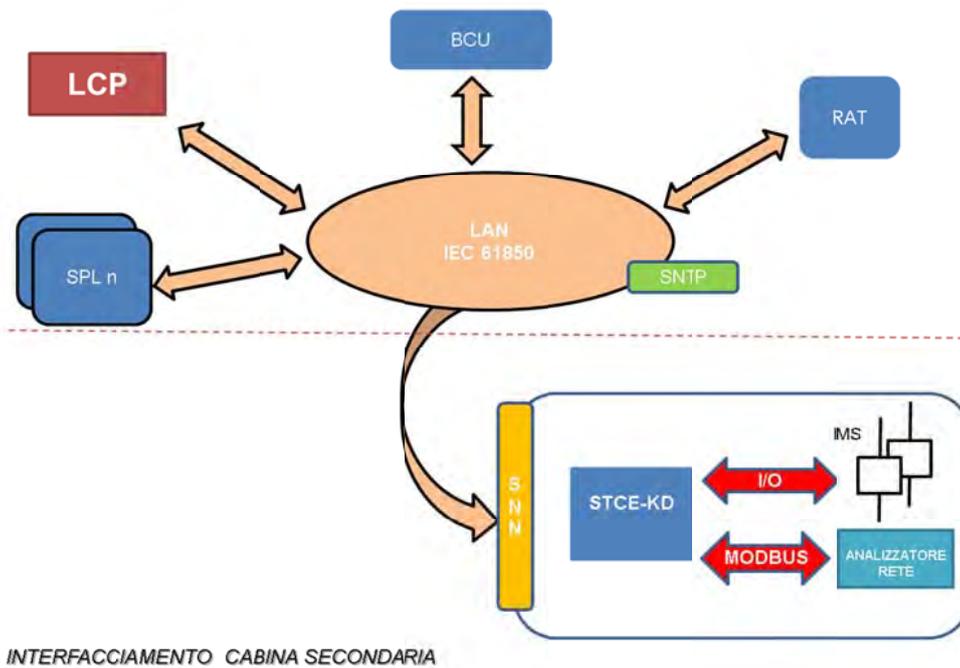


Figura 9. Dettaglio degli apparati e dello scambio di segnali presso le Cabine Secondarie che verranno monitorate, in tempo reale, dall'architettura Smart.

Sistema di comunicazione

Ultimo componente/sistema, necessario per l'implementazione e il corretto funzionamento degli apparati fin qui descritti, è il sistema di comunicazione. A valle delle indagini condotte sul territorio, per la particolare conformazione dell'area, si decide di impiegare una rete eterogenea costituita da router wireless collegati tra loro a mezzo di ponti radio, rete HSDPA (3G, pubblica) fibre ottiche e ponti radio, in grado di coprire efficacemente la zona oggetto di studio. Tramite tale architettura si possono infatti superare eventuali criticità relative alla copertura grazie all'elevata flessibilità assicurata da una simile rete e incrementare la disponibilità del sistema di comunicazione a seguito dei vari mezzi trasmissivi adottati. In particolare, la rete HSDPA verrà realizzata ex-novo, in cooperazione con un operatore di telecomunicazione opportunamente strutturato, nel territorio coinvolto dal Progetto (Figura 10), e sarà esercita come rete pubblica (scelta motivata dalla volontà di fornire un servizio al territorio, ossia di operare sinergicamente con lo sviluppo, in senso generale, del territorio Valdostano). Laddove le caratteristiche orografiche del territorio non consentissero un efficace utilizzo della rete HSDPA si sfrutteranno i sopracitati ponti radio e/o tratti in fibra ottica. La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per la comunicazione tra tutti i dispositivi appena elencati ad esclusione della comunicazione verso Terna. Tale scelta è giustificata dal fatto che l'impiego del protocollo IEC 61850 permette di garantire il raggiungimento dell'interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema. Infatti, qualora i dispositivi

presenti non fossero interoperabili, non sarebbe possibile implementare tutte le funzioni innovative proposte, le quali sono appunto basate sulla condivisione delle informazioni tra i diversi dispositivi.

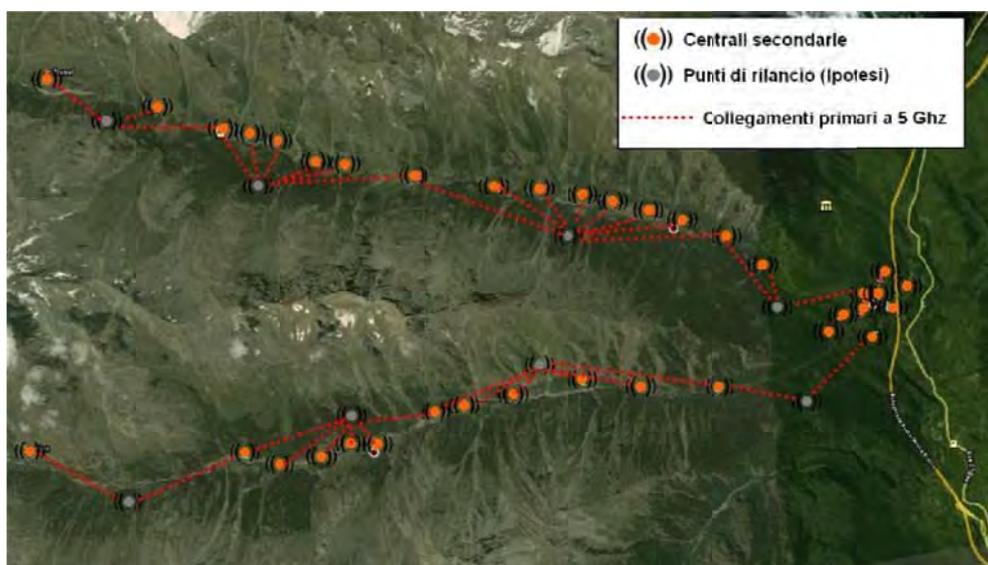


Figura 10. Schema di progetto di una nuove Rete HSDPA nell'area interessata dal Progetto

APPENDICE D – DESCRIZIONE DI DETTAGLIO DEL CRONOPROGRAMMA DEL PROGETTO E DELLE ATTIVITÀ SVOLTE

Al fine di meglio chiarire lo stato di avanzamento dei lavori e le attività che DEVAL ha intrapreso per lo svolgimento del Progetto, si sintetizzano nel seguito le principali attività (inquadrandole nelle varie fasi del cronoprogramma) secondo un ordine cronologico:

- Primo semestre
 - Avvio delle attività di studio di dettaglio della rete oggetto di indagine: attività svolta in cooperazione con Politecnico di Milano e finalizzata all'elaborazione di un modello di rete utile per le indagini numeriche.
 - Avvio delle attività di indagine del territorio, confronto con le autorità, richiesta delle autorizzazioni per le opere edili.
 - Avvio dei lavori edili per l'aggiornamento della Cabina Primaria.
 - Avvio delle attività di confronto con le società di Telecomunicazione in grado di sviluppare una soluzione adeguata alle necessità del Progetto.
 - Confronto con Fondation du Gran Paradis per la cooperazione nello sviluppo di una infrastruttura di ricarica per la mobilità elettrica, entro l'area geografica oggetto di indagine con il Progetto.
 - Avvio delle attività di confronto con il mondo industriale, con particolare riferimento alle società attive nello sviluppo di apparati innovativi (smart).
- Secondo semestre
 - Prosecuzione dei lavori per il rifacimento/potenziamento della CP.
 - Aggiornamento del centro di controllo DEVAL.
 - Installazione del nuovo sistema DMS (il software ad oggi installato gestisce una quota parte delle funzioni Smart: è previsto un programma di aggiornamento del sistema ad integrare funzioni via via più evolute).
 - Completamento delle prime analisi numeriche di dettaglio da parte del partner scientifico, Politecnico di Milano, ad ottenere in particolare le prime indicazioni circa le modalità di regolazione degli UA.
 - Avvio del confronto con gli UA tramite sopralluogo degli impianti, analisi di dettaglio delle modalità di interfaccia e delle modalità di partecipazione dei generatori al Progetto pilota.
 - Installazione dei primi punti (colonnine) di ricarica per la mobilità elettrica.

- Identificazione ed attivazione di un opportuno contratto verso la società di telecomunicazione selezionata per la posa del vettore dati nelle aree coinvolte dal Progetto (la società selezionata è WIND S.p.A.).
- Avvio, in cooperazione con la società di TLC precedentemente selezionata, delle procedure autorizzative per la realizzazione degli apparati di telecomunicazione e/o per il potenziamento di quelli esistenti.
- Avvio del confronto con il mondo industriale al fine di definire le specifiche di dettaglio degli apparati smart, i tempi di sviluppo e i costi di fornitura.
- Terzo semestre
 - Concertazione con le autorità locali circa la soluzione edile proposta per la realizzazione della CS Thumel atta ad ospitare gli apparati di contro-alimentazione della rete di distribuzione in val di Rhemes.
 - Presentazione di una seconda soluzione progettuale per una migliore integrazione paesaggistica della CS Thumel.
 - Aggiornamento delle specifiche del Progetto in ragione delle mutate condizioni nel quadro tecnico-regolatorio.
 - Attivazione e collaudo del sistema DMS installato presso il centro di controllo DEVAL.
 - Attivazione del centro di controllo del sistema di ricarica per la mobilità elettrica.
 - Proseguimento dei lavori di aggiornamento della CP Villeneuve.
 - Focalizzazione nel confronto con il mondo industriale al fine di concordare le specifiche degli apparati innovativi e concordare una tempistica di sviluppo, realizzazione ed installazione compatibile con il cronoprogramma del Progetto.
- Quarto semestre
 - Proseguimento nella installazione dei sistemi di ricarica per la mobilità elettrica.
 - Proseguimento nella installazione ed attivazione della rete di comunicazione nelle aree coinvolte dal Progetto.
 - Avvio dell'installazione di apparati di protezione e controllo (cfr. interruttori, sezionatori motorizzati) nei feeder oggetto di indagine.
 - Forte attività di confronto tecnico con diverse società fornitrici di tecnologie per valutare le migliori modalità di implementazione del Progetto, anche in ragione alle tempistiche per lo sviluppo, la realizzazione e l'installazione degli apparati Smart.
 - Selezione della società che realizzerà l'architettura Smart per la Val di Rhemes.
- Quinto semestre

- Continuazione dei lavori di installazione/attivazione della bobina di Petersen in CP.
- Installazione ed attivazione del sistema TPT 2000-ext (soluzione intermedia verso la soluzione TPT2020 che si andrà ad attivare in un secondo tempo).
- Contrattualizzazione delle attività di sviluppo, installazione ed attivazione degli apparati alla società selezionata per la fornitura delle tecnologie smart.
- Conferenza dei servizi per l'autorizzazione alla costruzione delle opere edili utili a realizzare il centro satellite Thumel.
- Avanzamento nell'attivazione della rete di comunicazione.
- Collaudo in laboratorio degli apparati innovativi.
- Avvio delle opere edili per la costruzione del centro satellite Thumel e per l'allargamento della CS Proussaz.

Al fine di dettagliare tali attività si riporta nel seguito una descrizione specifica per le macro-attività ad oggi già completate.

Indagini Preliminari

Il Progetto ha richiesto analisi preliminari di dettaglio relative alla progettazione della rete di comunicazione HSDPA, sia in ragione della verifica della copertura dell'area interessata, sia in ragione della verifica della praticabilità di posa/realizzazione delle infrastrutture di alimentazione degli apparati stessi.

Progettazione

Ad oggi è stata ultimata la progettazione pressoché dell'intera infrastruttura smart grid.

Richieste autorizzative

DEVAL ha completato le attività di progettazione delle opere edili, utili alle richieste autorizzative, dedicate al potenziamento della Cabina Primaria e alla costruzione, presso la centrale Thumel, di un locale atto ad accogliere il trasformatore di contro-alimentazione della rete di distribuzione della val di Rhemes e dei relativi apparati di regolazione e controllo. In particolare, le opere civili necessarie ad ospitare gli apparati Smart (organi di manovra e protezione, trasformatore di contro-alimentazione, apparati di monitoraggio, ecc.) presso la centrale elettrica Thumel sono state concertate con le autorità regionali.

Le autorizzazioni opere edili per la realizzazione del centro satellite Thumel sono state avanzate in data 18/04/2012, arrivando ad una prima conferenza dei servizi in data 04/06/2012. In tale occasione si è avuto un parere negativo da parte della autorità competente con richieste specifiche per una migliore integrazione paesaggistica; è stata quindi presentata (12/02/2013) una variante di progetto, discussa con parere positivo in una seconda conferenza dei servizi (16/03/2013). L'autorizzazione alla costruzione del manufatto è stata ricevuta in data 10/06/2013.

La consegna del manufatto a DEVAL è prevista nel mese di Settembre 2013, a cui consegnerà l'avvio dei lavori elettrici per la realizzazione delle connessioni per la posa del trasformatore elettrico e per le interfacce di controllo, protezione e comunicazione.

Sempre in ragione delle opere civili richieste dal Progetto si è manifestata la necessità di una espansione degli spazi oggi dedicati alla CS Proussaz, allargamento entro il terreno ad oggi di proprietà della stessa società che gestisce la Centrale Idroelettrica connessa alla CS sopracitata.

Anche questo secondo intervento è stato autorizzato ed i lavori sono in fase di completamento.

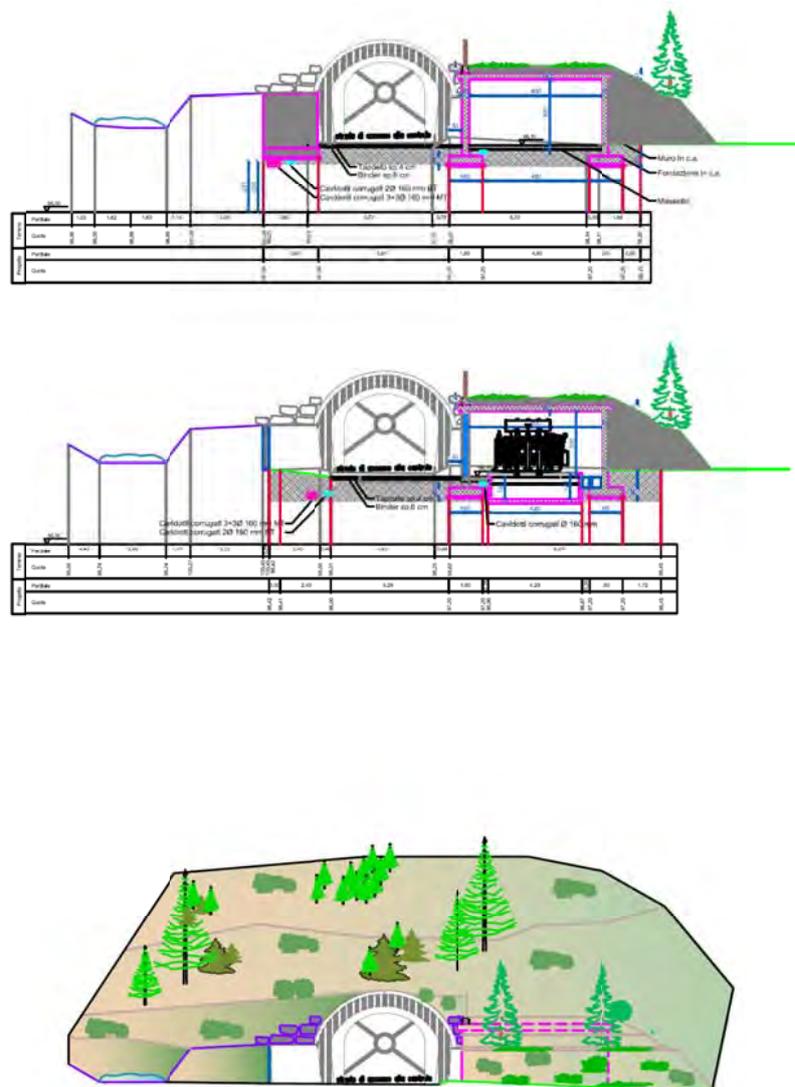


Figura 11. Progetto finale circa il Centro Satellite da realizzarsi presso la centrale THUMEL.

Acquisizione delle apparecchiature

L'acquisizione delle apparecchiature è avvenuta secondo due canali distinti:

- Le apparecchiature già disponibili commercialmente, anche in relazione ad eventuali standard ENEL, sono state acquisite grazie agli accordi in essere fra ENEL e DEVAL⁶ (è il caso dei sistemi per la ricarica elettrica, degli interruttori DY 800, degli apparati RGDAT – RGDAT outdoor - RGDM, del sistema DMS, dei trasformatori per formazione del neutro, della bobina di Petersen, ecc.).
- Le apparecchiature non disponibili commercialmente sono state commissionate ad un fornitore di tecnologie a seguito di dettagliate attività di confronto tecnico/economico. La società selezionata è fornitrice unica, andando a sviluppare chiavi in mano l'intera architettura, dalla CP agli Utenti Attivi, interfacciando opportunamente gli apparati già installati o già acquistati da DEVAL.

Realizzazione delle opere

Rete di Comunicazione:

In Tabella 15 si riporta il dettaglio dei siti coperti dalla rete HSDPA, utilizzata per la comunicazione fra gli apparati ai fini delle funzioni smart.

La rete HSDPA in analisi è stata realizzata installando nuove BTS piuttosto che potenziando BTS esistenti, come dettagliato nelle seguenti: da Figura 12 a Figura 18. Rispetto alla rete di comunicazione, un elemento critico è correlato al fatto che i siti in cui si sono realizzate le BTS risultano all'interno del parco naturale del Gran Paradiso, con vincoli paesaggistici ed ambientali sia rispetto agli apparati sia rispetto alle opere necessarie per l'alimentazione elettrica degli apparati. Si sottolinea come proprio la realizzazione delle opere di alimentazione delle BTS abbia portato a complicazioni rilevanti e ad un conseguente incremento dei costi realizzativi. Si dettaglia, infine, un accordo con la società Electrorhemes srl, proprietaria dell'impianto Thumel per l'utilizzo di un tratto in fibra ottica (della lunghezza indicativa di 10 km: dalla CS Proussaz alla centrale stessa) ad oggi già posato dalla sopracitata società. Tale accordo consentirà il raggiungimento della Centrale Thumel, realizzata a 1900 metri slm., con prestazioni marcatamente superiori alla connessione radio, originariamente prevista, risultata essere piuttosto critica in ragione delle caratteristiche orografiche del sito. La soluzione impiantistica, in fase di completamento (come sopra dettagliato), vedrà quindi una configurazione mista fra, rete radio HSDPA e fibra ottica.

⁶ Accordo ENEL-DEVAL 2011-2013 per la *prestazione delle attività di staff e di servizi di supporto tecnico* in cui rientra anche la *fornitura dei materiali unificati ENEL*.

Id Sito	Sito	Lat_Dec	Long_Dec	Quota s.l.m. [m]	Descrizione sito
1	NORAT	45,691	7,1827	882	Cabina Secondaria
2	CAMPING	45,6502	7,1523	1181	Cabina Secondaria
3	RHEMES N.D.	45,5696	7,11922	1725	Cabina Secondaria
4	CHANA VEY	45,5794	7,12386	1699	Cabina Secondaria
5	PROUSSAZ	45,6293	7,1436	1434	Cabina Secondaria
6	BUILLET	45,6826	7,19077	1062	Cabina Secondaria
7	PONTON	45,6941	7,1775	869	Cabina Secondaria
8	THUMEL	45,5432	7,10405	1854	Cabina Secondaria
9	PELAUD	45,5582	7,11272	1804	Cabina a palo
10	TACHE	45,6705	7,17047	1045	Cabina a palo
11	S.SIRO	45,6043	7,20241	1484	Cabina a palo
12	S.GIUSEPPE	45,5742	7,12105	1709	Cabina a palo
13	CRETON	45,6209	7,14232	1532	Cabina a palo
14	FRASSINEY	45,637	7,14592	1311	Cabina a palo
15	MELIGNON	45,6056	7,13721	1580	Cabina a palo
16	SARRAL	45,664	7,16124	1108	Cabina a palo
17	BIVIO	45,6851	7,18698	959	Cabina a palo
18	RHEMES S.G.	45,6551	7,15587	1204	Cabina a palo
19	PLAN D'INTROD	45,6902	7,18606	851	Cabina Secondaria
20	BRENAND	45,592	7,13228	1636	Cabina a palo
21	CRETE DE VILLE	45,6991	7,1799	850	Cabina Secondaria
22	CLOUX	45,6427	7,14923	1256	Cabina a palo
23	CAP.DEGIOZ	45,5926	7,20957	1540	Cabina Secondaria
24	LEVIONAZ	45,5877	7,20887	1540	Cabina Secondaria
25	PONT	45,5281	7,20213	1964	Cabina Secondaria
26	INTROD	45,6935	7,1819	863	Cabina a palo
27	CHAMPAGNE	45,69938	7,191452	-	Cabina Secondaria
28	BIEN	45,5738	7,21229	1615	Cabina a palo
29	BOIS DE CLIN	45,6199	7,2	1398	Cabina a palo
30	CRETON	45,582	7,21157	1570	Cabina a palo
31	EAU ROUSSE	45,5675	7,20867	1695	Cabina a palo
32	FENILLE	45,6335	7,1982	1303	Cabina a palo
33	ROVENOD	45,6099	7,20092	1474	Cabina a palo
34	C.LE CONDY	45,6926	7,19311	750	Cabina elettrica all'interno di centrale elettrica
35	VILLE DESSOUS	45,6953	7,18524	815	Cabina a palo

Tabella 15. Coordinate dei siti raggiunti dalla rete HSDPA.

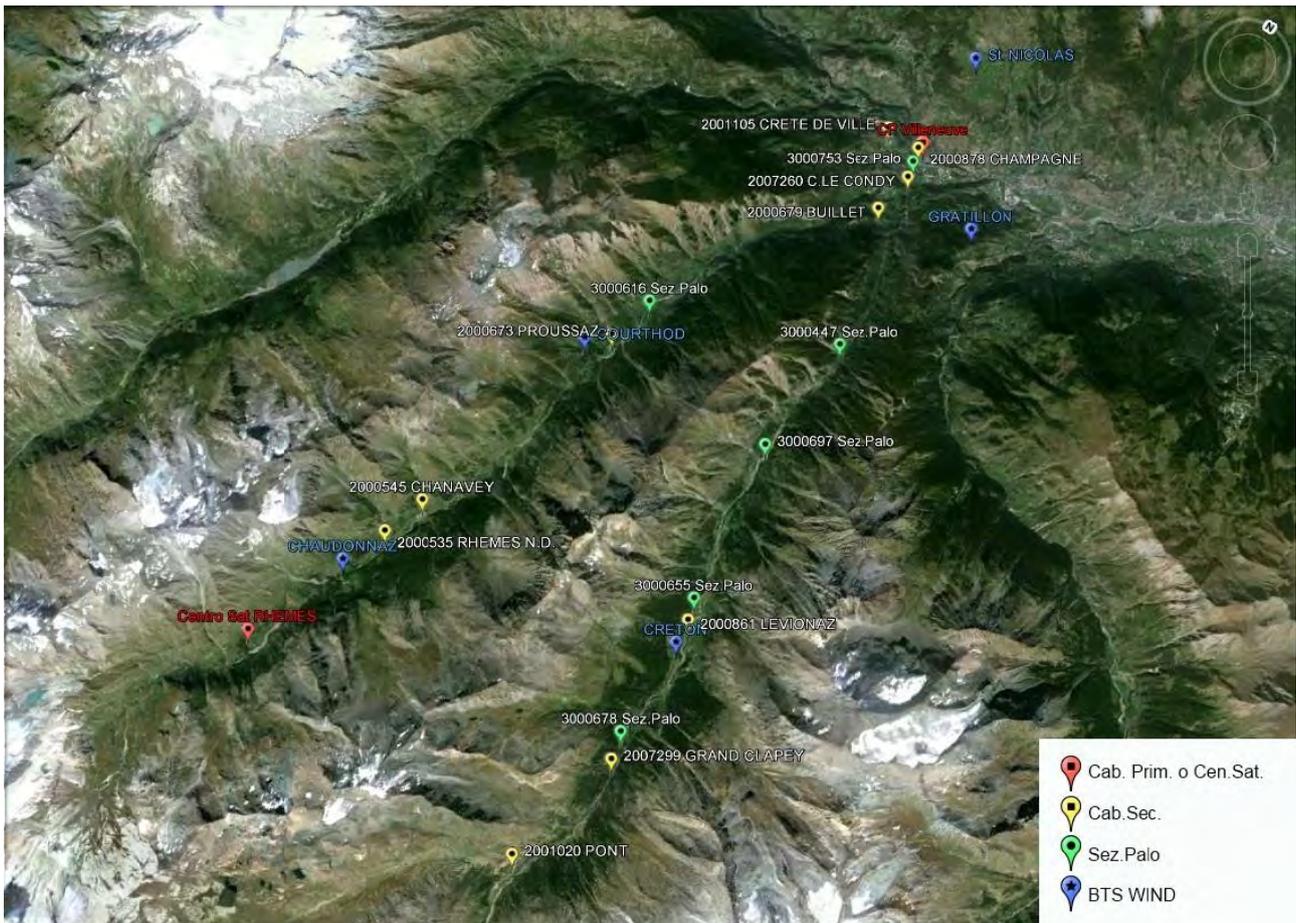


Figura 12. Dettaglio geografico della Val di Rhemes e della Valsavarenche con indicazione della localizzazione dei vari nodi della rete elettrica e della rete di telecomunicazione.

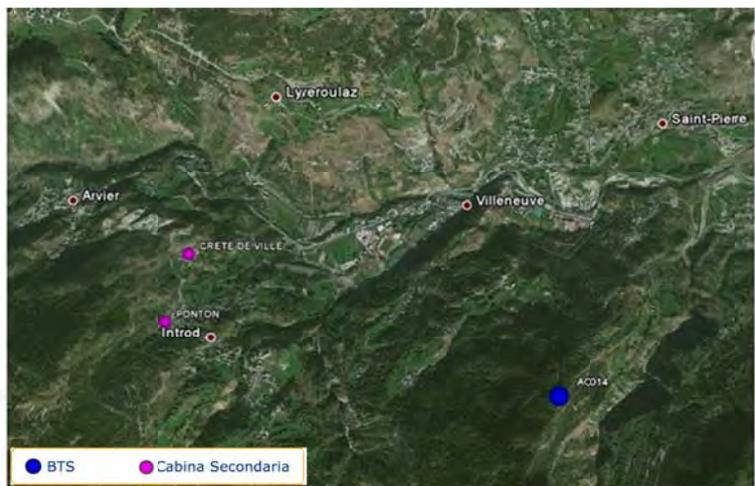


Figura 13. Area Geografica asservita al nodo (BTS) AO014, rete HSDPA.

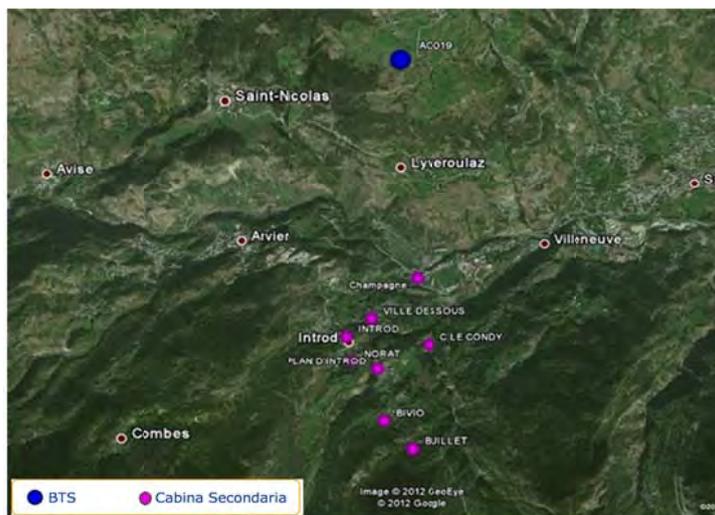


Figura 14. Area Geografica asservita al nodo (BTS) AO019, rete HSDPA.

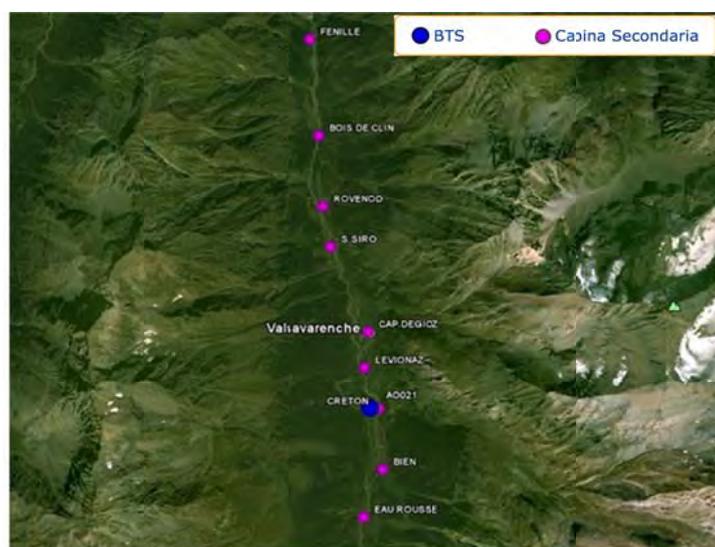


Figura 15. Area Geografica asservita al nodo (BTS) AO021, rete HSDPA.



Figura 16. Area Geografica asservita al nodo (BTS) AO022, rete HSDPA.



Figura 17. Area Geografica asservita al nodo (BTS) XA112, rete HSDPA.

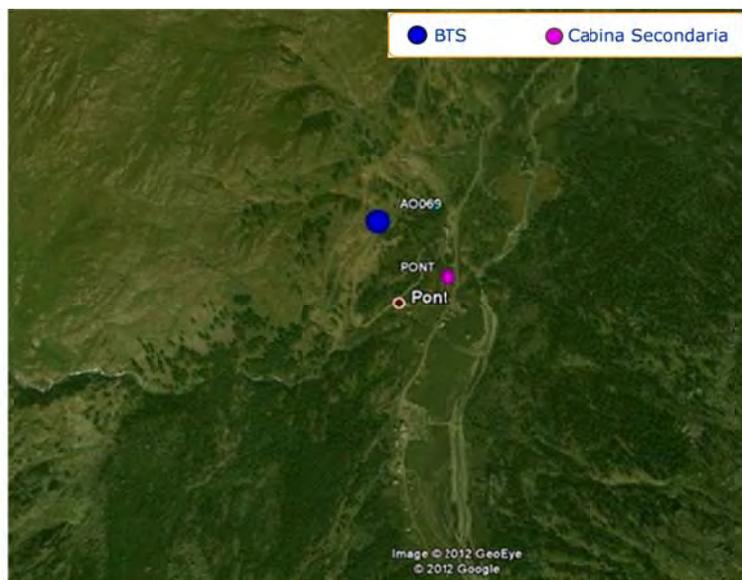


Figura 18. Area Geografica asservita al nodo (BTS) AO069, rete HSDPA, ad oggi in fase di realizzazione.

In termini tecnologici, l'architettura della rete di comunicazione implementata (Figura 19) è di tipo IP/MPLS, basata su servizi di connettività IP nativa, anche detta VPN di livello 3, su backbone MPLS, che garantisce attraverso la tipologia di trasporto del flusso informativo in modalità *any to any* lo scambio di dati tra Cabine Secondarie e tra Cabina Secondaria e Cabina Primaria di afferenza.

Le prestazioni nominali della rete prevedono una Banda di Accesso pari a 2 Mbps nella CP Villeneuve (tramite ponte radio, già originariamente disponibile), e pari a 576 kbps (upload) / 14.4 Mbps (download) nelle varie CS.

Infine, circa la rete di comunicazione, si registra la possibilità di un futuro potenziamento/aggiornamento rispetto alla tecnologia LTE, al netto di un costo marginale, corrispondente alla sola sostituzione degli apparati modem nelle varie CS.

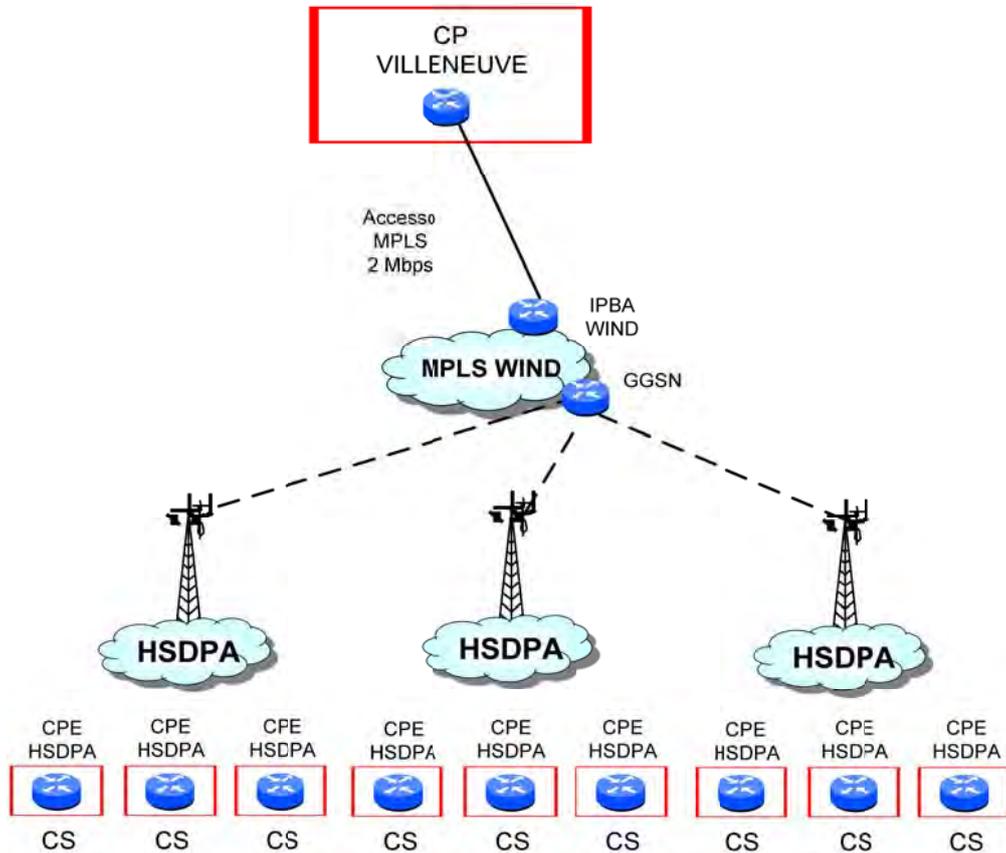


Figura 19. Architettura della rete di comunicazione.

Apparato DMS presso il Centro Operativo DEVAL

In corrispondenza del II semestre di attivazione del Progetto è stato installato e collaudato il nuovo sistema DMS ed integrato nel Centro Operativo DEVAL, avviando contestualmente i lavori funzionali all'attivazione delle nuove funzioni smart, il cui completamento è previsto entro la fine dell'anno 2013 grazie ad un aggiornamento del software di controllo.

Il sistema (Figura 20) prevede la possibilità di distribuire sia le funzionalità d'interfacciamento verso il campo (I/O Server per acquisire informazioni dagli apparati periferici) che quelle d'accesso da parte degli operatori per la gestione della rete, d'analisi dei dati e generazione dei report. In particolare il sistema DMS, in connessione diretta con il sistema di telecontrollo STM, mette a disposizione in modalità real-time e/o off-line innovative funzioni di analisi.

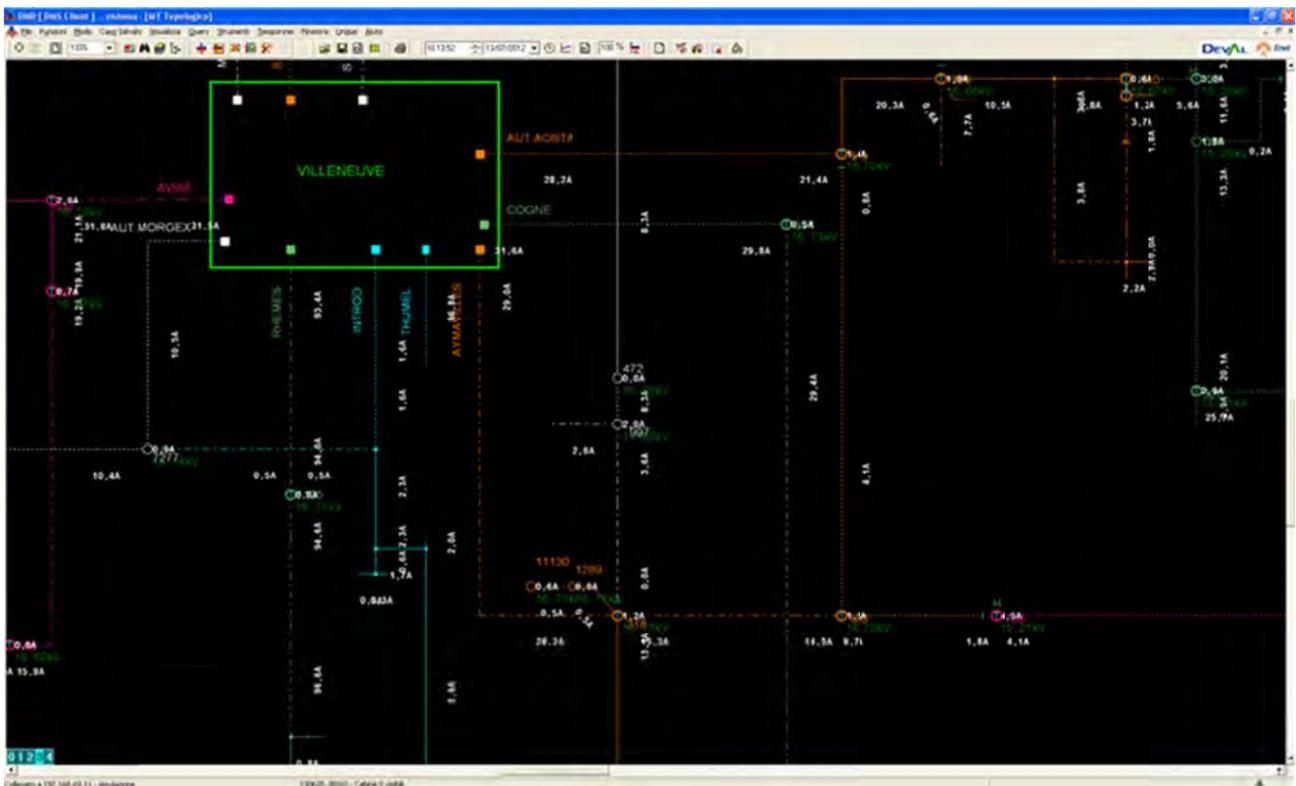


Figura 20. Schermata di interfaccia del nuovo sistema DMS installato presso il Centro Operativo di Aosta.

Apparati ed infrastrutture per la mobilità elettrica

Sinergicamente al progetto “Rê.V.E. – Grand Paradis”, DEVAL ha avviato i lavori di posa dei nodi (colonnine) di ricarica, e per l’attivazione di un centro di controllo per la mobilità elettrica (Figura 21, Figura 22), integrato nel centro operativo DEVAL.

Ad oggi il sistema è operativo e regolarmente in uso. Si sottolinea come il sistema sia ad oggi integrato nell’infrastruttura di monitoraggio e telecontrollo di DEVAL, tramite la quale vengono veicolate non solo le informazioni commerciali (autorizzazione e fatturazione della ricarica) ma anche la abilitazione o meno del singolo sistema di ricarica (si ha cioè la possibilità di interrompere selettivamente l’alimentazione, in caso di condizioni critiche della rete, agli apparati per la mobilità elettrica).

In merito ai sistemi di ricarica, DEVAL ha completato il programma di installazioni previste nell’ambito del Progetto, dettagliato in 6 colonnine di ricarica site nelle seguenti località: Aosta sede Deval, Introd, Rhemes St. Georges, Rhemes Notre Dame, Valsavarenche, Cogne (Figura 23, Figura 24).

The screenshot displays the DEVAL web interface for managing EV charging systems. At the top, there is a navigation bar with the DEVAL logo and the text "ECAR - Operation Centre". Below this, there is a search form titled "Lista CU - criteri di ricerca". The form includes several sections of filters:

- Stato CU:** Active, Installed, Maintenance, Dismissed, Planned.
- Stato ricarica:** In corso, Conclusa, Produzione, Test.
- Visibilità:** Production, Test.
- Usa:** Private, Public.
- Tipo presa:** SCAME, Mennekes, Schuko.
- Configurazione:** Singola, Master, Slave.
- Geographic filters:** Nation (Italia), Region (Vale d'Aosta), Province (Aosta), City (dropdown), Locality (dropdown), Address (text input).
- Other filters:** Manufacturer (Tutti), Model (text input), Software Version (text input), Proprietari (text input).
- Search fields:** S/N, Codice CU, POD.

At the bottom, there is a table titled "Lista CU" showing search results. The table has columns for selection, ID, location, status, technical specifications, and code. The data shown is as follows:

	id	ubicazione	stato	prov.	st. CU	realta	#Rc	POD	kWh	uso	marca / modello	sv. Ver	Prop.	codice CU
<input type="checkbox"/>	N.11240184841000003	14a Cavallà S. AOSTA	Avvta	A	Conclusa 0	000000PODDEVAL	0,000	Privata	ENEL / ENEL_1_1.5.1 - BM0Y1L4	DEVAL	DEVAL 000000			
<input type="checkbox"/>	N.11240184841000004	14a Cavallà S. AOSTA	Avvta	A	Conclusa 0	000000PODDEVAL	0,000	Privata	ENEL / ENEL_1_1.5.1 - BM0Y1L4	DEVAL	DEVAL 000000			
<input type="checkbox"/>	N.11240184841000004	14a Cavallà S. AOSTA	Avvta	A	Conclusa 2	000000PODDEVAL	16,188	Privata	ENEL / ENEL_1_1.5.1 - BM0Y1L4	DEVAL	DEVAL 000000			
<input type="checkbox"/>	N.11240184841000002	14a Cavallà S. AOSTA	Avvta	A	Conclusa 12	000000PODDEVAL	26,637	Privata	ENEL / ENEL_1_1.5.1 - BM0Y1L4	DEVAL	DEVAL 000000			

Figura 21. Schermata di interfaccia del nuovo centro di controllo dei sistemi di ricarica per la mobilità elettrica.

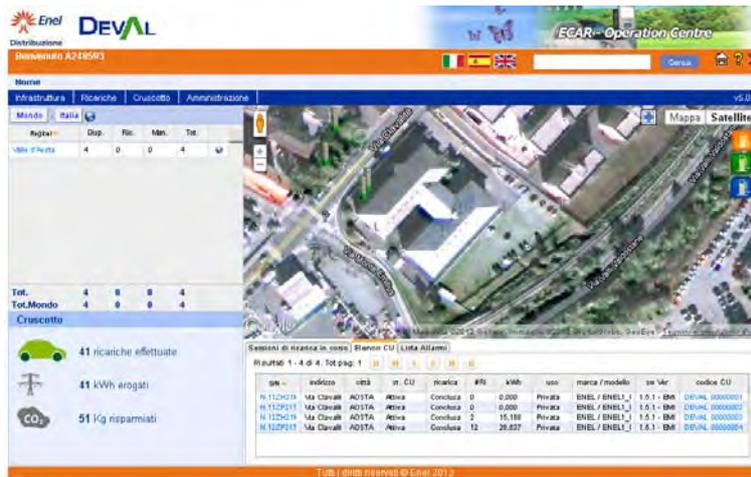


Figura 22. Schermata di interfaccia del nuovo centro di controllo dei sistemi di ricarica per la mobilità elettrica.



Figura 23. Pensilina fotovoltaica integrata con gli apparati per la ricarica di mezzi elettrici.



Figura 24. Punto di ricarica elettrica installato presso la sede DEVAL.

Lavori in CP

A partire dal primo semestre del Progetto smart grid DEVAL ha avviato una completa revisione della CP VILLENEUVE.

I lavori eseguiti hanno, in particolare, richiesto di attivare una Cabina Mobile così da poter liberare e aggiornare tutti gli apparati precedentemente installati.

Nel dettaglio i lavori eseguiti hanno previsto:

- l'installazione dei sistemi di messa a terra del neutro tramite bobina di Petersen;
- la sostituzione degli apparati di protezione;
- la sostituzione degli apparati di telecontrollo;
- la sostituzione degli apparati di monitoraggio;
- la predisposizione per l'installazione degli apparati dell'architettura smart, con la contemporanea presenza (a funzione di back-up) degli apparati tradizionali.



Figura 25. Opere realizzate per la gestione a neutro compensato della rete sottesa alla CP VILLENEUVE.



Figura 26. Lavori presso la CP VILLENEUVE.



Figura 27. Nuovi pannelli di linea MT (feeder RHEMES) SELTA SPC901-A2-NCI installati in CP.

Lavori edili nelle CS

Come dettagliato nei capitoli precedenti, il Progetto ha richiesto l'allargamento della CS Proussaz al fine di ospitare le apparecchiature di monitoraggio e telecontrollo.

In Figura 28 si riporta lo stato attuale della CS Proussaz, si evidenzia la nuova costruzione realizzata a fianco dello stabile originale.



Figura 28. Lavori edili eseguiti presso la CS Proussaz.

Un intervento più importante è stato eseguito presso la centrale Thumel, andando a realizzare un nuovo centro satellite. I lavori edili sono, ad oggi, terminati e si sta procedendo all'installazione delle apparecchiature di potenza, di comando e di controllo (Figura 29).



Figura 29. Lavori edili eseguiti presso la centrale Thumel (si evidenzia come la nuova costruzione risulti interrata al fine di rispettare le richieste di integrazione paesaggistica).