

CT-SEL

piattaforma di telecontrollo al servizio del territorio

Dr. Ing. Sandro Moretti – Responsabile Area BTC - SEL S.p.A.

SEL S.p.A. - Via Ressel, 2

39100 Bolzano

Dr. Ing. Sandro Moretti

SEL S.p.A. - Responsabile Area Teleconduzione e Telecomunicazione

sandro.moretti@sel.bz.it

T +39 0471 098 726 | F +39 0471 098 720 | M +39 335 756 7448

1	INTRODUZIONE	3
2	STRUTTURA CENTRO DI TELECONTROLLO	5
3	ALIMENTAZIONI ELETTRICHE	9
4	RETE DI PROCESSO	10
5	CABINA PRIMARIA.....	11
6	CONCETTO DI CABINA ESTESA.....	13
7	INFORMAZIONI LUNGO LINEA IN TEMPO REALE	15
8	STATO DELL'ARTE	16
9	RISULTATI ATTESI E CONCLUSIONI.....	16

1 Introduzione

SEL è una delle principali aziende energetiche altoatesine. Con impegno e responsabilità persegue l'obiettivo di rendere l'approvvigionamento energetico dell'Alto Adige autonomo ed ecosostenibile. Attraverso le società affiliate, SEL offre una gamma completa di servizi energetici (energia elettrica, gas e calore) e contribuisce alla tutela dell'ambiente il che fa di SEL S.p.A. un'autentica multiutility altoatesina. Per poter garantire un approvvigionamento energetico affidabile a prezzi vantaggiosi c'è inoltre costante bisogno di innovazione e di ricerca tecnologica, aspetto su cui SEL crede in modo particolare.

Il 1° gennaio 2011 nasce la società SELNET s.r.l. dal distacco di un ramo di azienda ENEL, con lo scopo di gestire e condurre gli impianti di distribuzione dell'energia elettrica siti in Provincia di Bolzano.

Inizialmente SELNET si avvale di contratti di servizio stipulati con ENEL per la teleconduzione della rete di distribuzione elettrica. Nel frattempo, la società capogruppo SEL S.p.A. sviluppa e realizza una piattaforma multiservizio con il primo obiettivo di telecondurre la rete elettrica di proprietà di SELNET e successivamente, estendere il servizio anche ad altre società del gruppo che si occupano della distribuzione del gas e del teleriscaldamento.

Il nuovo centro di teleconduzione multiservizio di SEL, denominato CTSEL, entra formalmente in servizio il 1 luglio 2012 e sostituisce in tutto e per tutto il COE Enel per la teleconduzione della rete di distribuzione elettrica, costituita da 20 cabine primarie telecontrollate, più di 2500 cabine secondarie di cui oltre 500 telecontrollate, per una estensione complessiva di circa 2300 km di rete MT.

La volontà di SEL di investire in un centro multiservizi nasce dall'esigenza di sviluppare una piattaforma basata su sistemi aperti e protocolli di comunicazione standard, in modo da poter integrare soluzioni e sviluppi tecnologici di mercato per una migliore e più efficace gestione dei servizi erogati alle società affiliate.

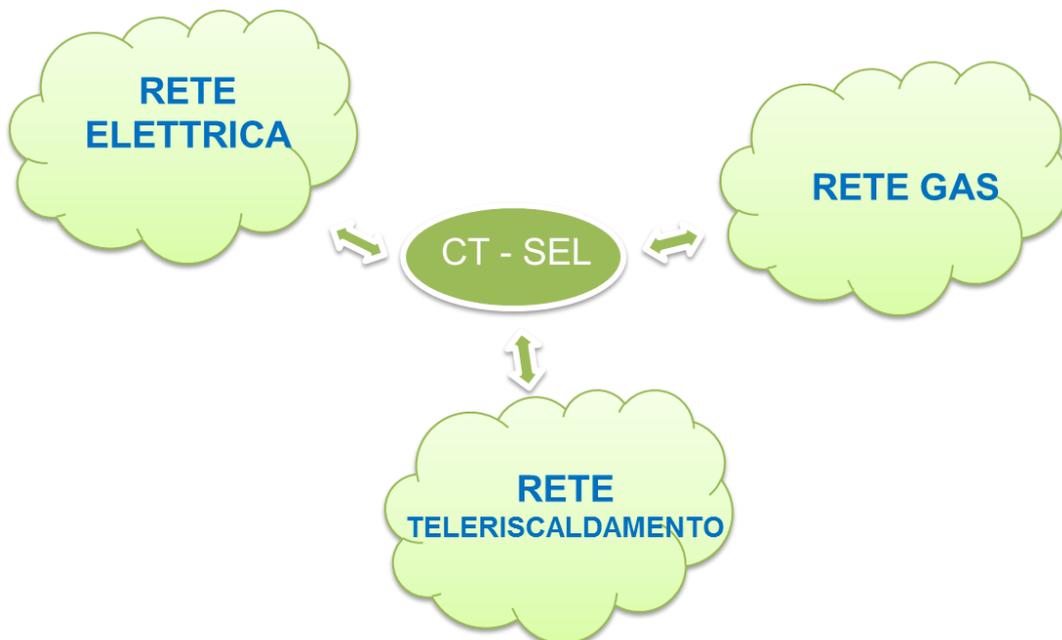
In particolare, nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica, la presenza notevole di produzione distribuita, un elevato numero di distributori sottesi e la particolare morfologia del territorio rende necessario orientare i sistemi per la conduzione degli impianti verso tecnologie in grado di acquisire in tempo reale maggiori informazioni

lungo linea, presso i produttori e grossi utenti, sviluppando ed adottando soluzioni specifiche orientate al concetto di smart grid e di “cabina estesa”.

Durante la progettazione e realizzazione del CTSEL si è considerata inoltre la necessità di interfacciare tecnologie vetuste presenti in impianto e non immediatamente sostituibili. In particolare, ha avuto un impatto rilevante integrare le macchine RTU presenti nelle cabine primarie risalenti agli anni '80, con supporti per la comunicazione dati di tipo analogico. Si è reso necessario ingegnerizzare delle macchine front-end capaci di interfacciarsi con tali tecnologie pur garantendo la progressiva sostituzione delle RTU con macchine di nuova generazione, in grado di comunicare sia verso il centro CTSEL che verso altri dispositivi di impianto con protocolli standard IEC su supporto Ethernet, TCP/IP di tipo cablato e wireless.

Nell’ottica di centro multi servizi, nel corso di quest’anno è stata implementata nel CTSEL anche la supervisione e teleconduzione della rete di distribuzione del gas, riportando sul sistema SCADA le informazioni di 7 cabine di riduzione e misurazione (REMI) della società affiliata Selgasnet.

Per l’anno prossimo, è prevista l’implementazione della gestione di impianti di cogenerazione, alimentati a biomassa e gas, e della rete di teleriscaldamento.



2 Struttura centro di telecontrollo

Il sistema di telecontrollo consente di integrare in un'unica soluzione le funzioni di supervisione, teleconduzione, registrazione cronologica degli eventi, archiviazione dei dati e ricalca la classica struttura centro-periferia (Figura 1), con alcune innovazioni, tuttavia, che lo rendono unico nel panorama attuale dei sistemi di telecontrollo.

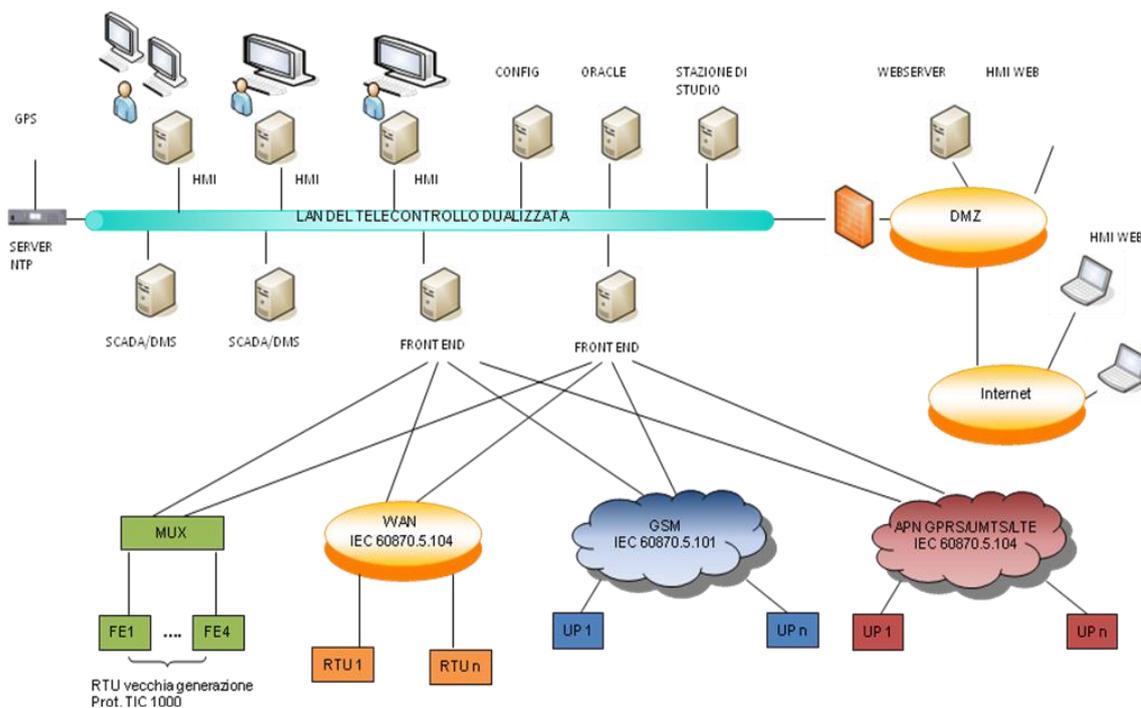


Figura 1 - struttura CTSEL

Il progetto prevede l'impiego di un software DMS (Distributed Management System) appositamente ingegnerizzato per la gestione e l'analisi di reti di distribuzione di energia elettrica.

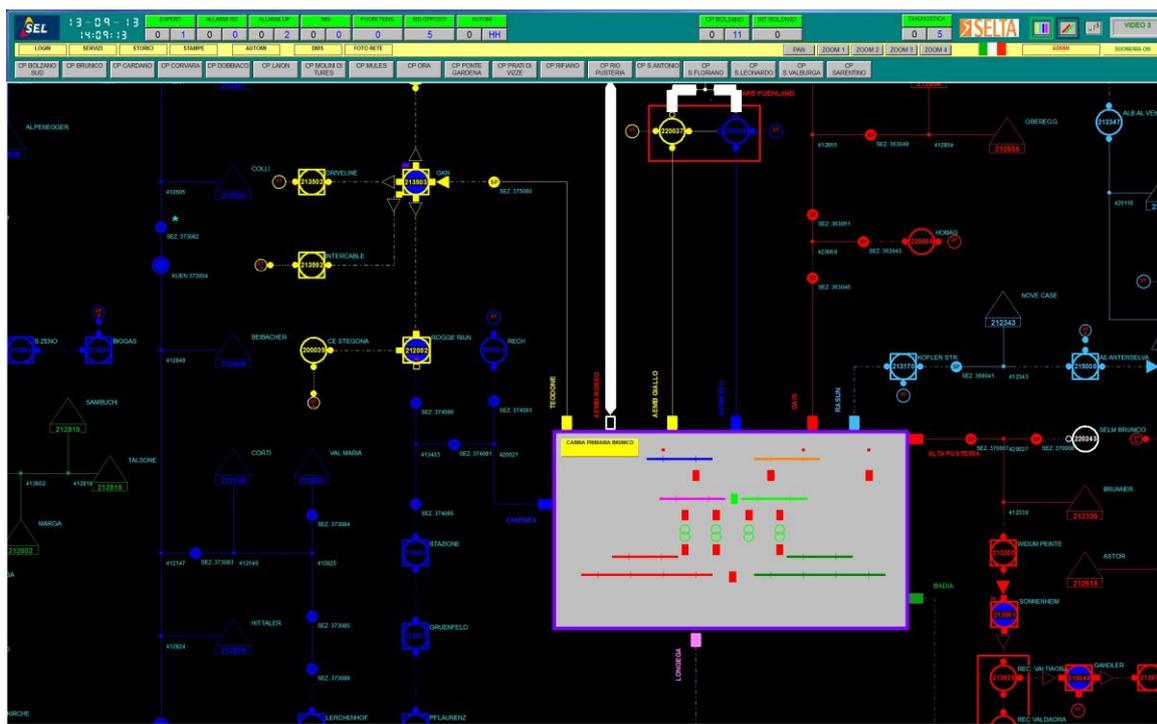


Figura 2 - pagina grafica DMS

Il DMS, oltre alle tipiche funzioni di telecontrollo, offre funzionalità specifiche quali il disegno della rete di distribuzione (*topologico di rete* - Figura 2) animato da soluzioni grafiche per evidenziare i vari stati della rete (assenza tensione, messa a terra, parallelo, ecc.), la registrazione per lo studio delle informazioni legate alle interruzioni nella fornitura dell'energia elettrica, pop up di interfaccia per la visualizzazione in tempo reale delle misure acquisite lungo linea (Figura 3) e la ricerca automatica del tronco guasto.



Figura 3 - pop up interfaccia misure lungo linea

Sono inoltre rese disponibili pagine grafiche di dettaglio per la gestione puntuale delle cabine primarie (Figura 4) e per la diagnostica di sistema.

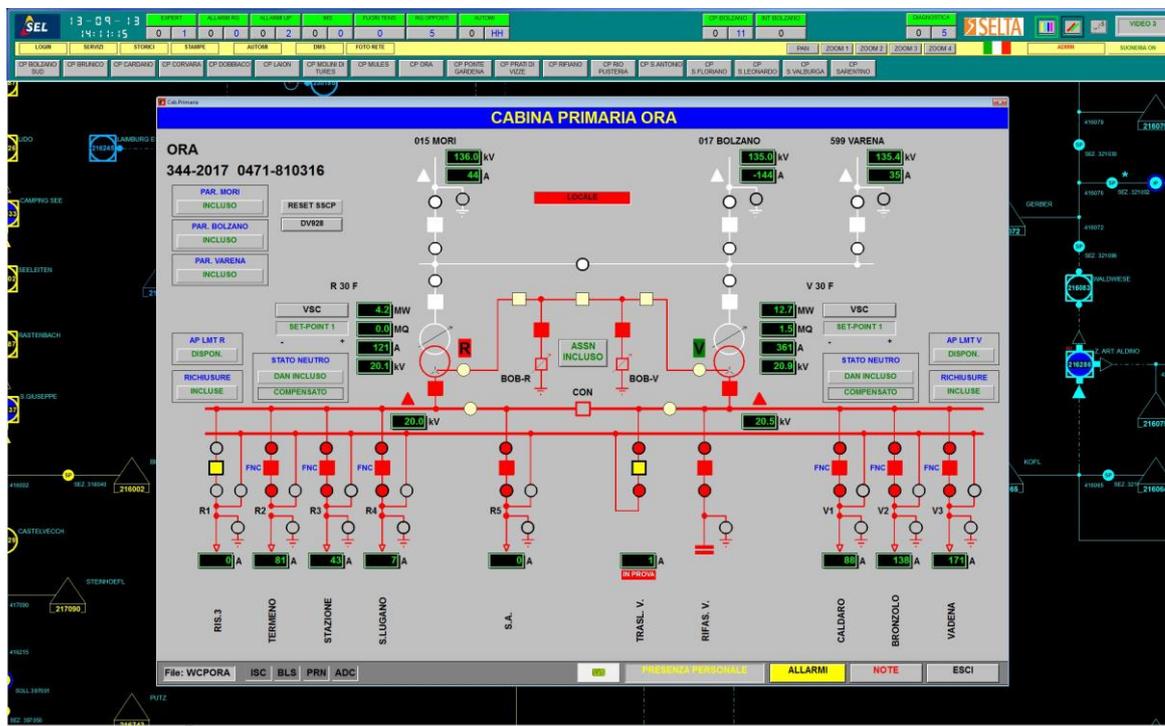


Figura 4 - pagina grafica cabina primaria

Il DMS è funzionalmente costituito da un sistema SCADA di telecontrollo (cui si farà riferimento nel seguito come SCADA DMS) preposto alle tipiche attività di telecontrollo (interfacciamento impianti, creazione banche dati, gestione dei posti operatori [HMI], gestione allarmi e stampe), alla memorizzazione periodica dello stato della rete (foto) e delle manovre (chiusure/aperture di interruttori, sezionatori, ecc..) effettuate sulla rete stessa, alla ricerca automatica del tronco guasto, all'implementazione degli automi per il funzionamento delle cabine secondarie secondo quanto standardizzato da Enel con logiche FRG neutro isolato e neutro compensato o FNC neutro compensato per RGDAT direzionali.

Nel sistema è presente anche uno SCADA di simulazione denominato Stazione Studio, che risulta essere un ulteriore sistema SCADA, replica dello SCADA DMS, ma non

connesso al campo sotto controllo ed in grado di rileggere le foto e le manovre memorizzate come una sorta di moviola. Da questa postazione è possibile selezionare l'arco temporale d'interesse, visualizzare la lista delle manovre, applicare le manovre alla foto di impianto con lo scopo di analizzare la rete fuori linea e studiare diversi assetti standard o situazioni di interruzioni reali registrate dal sistema di telecontrollo, validare le manovre registrate dal sistema di telecontrollo ed operare le necessarie correzioni in caso di errori (esempio manovre funzionali non corrette), ricostruire in modo cronologicamente corretto le disalimentazioni e rialimentazioni degli utenti della rete indipendentemente dai tempi di interrogazione delle periferiche, definire gli elementi utili al completamento dei dati richiesti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per la regolamentazione e qualità dei servizi di distribuzione dell'energia, simulare delle manovre e analizzare il comportamento della rete.

Lo SCADA DMS e la Stazione Studio condividono i dati utilizzando un data base Oracle, in cui vengono memorizzate le foto di impianto, l'elenco delle manovre e l'insieme delle interruzioni. Il data base Oracle è utilizzato anche per realizzare la base dati storica dell'impianto.

I dati memorizzati sul data base Oracle sono organizzati in tabelle consultabili anche da applicativi esterni che tramite query, possono esportare i dati verso programmi sviluppati ad hoc per la gestione anagrafiche, gestione guasti, manutenzione impianti, etc.

Lo SCADA DMS integra inoltre gli algoritmi necessari per effettuare le correlazioni a partire dagli allarmi comunicati secondo gli standard ENEL da apparati RTU TDE 240 acquisiti da Enel ed ancora presenti in impianto. In particolare, grazie alle correlazioni, è possibile fornire al sistema DMS i singoli eventi e le linee di pertinenza e, conseguentemente, visualizzare le singole informazioni nelle pagine dedicate.

3 Alimentazioni elettriche

L'affidabilità delle alimentazioni elettriche presenti presso il CTSEL è di fondamentale importanza per la continuità del servizio. Tutti i sistemi rilevanti al fine del servizio, prevedono doppi alimentatori o comunque due apparati identici in back up alimentati da fonti distinte.

Allo scopo è stata approntata una rete di distribuzione ridondata servita da due UPS di tipo industriale (Figura 5). Ciascun UPS è in grado di sostenere da solo tutte le alimentazioni elettriche necessarie al corretto funzionamento del CTSEL. Generalmente le macchine sono esercite in parallelo ma, in caso di manutenzione o guasto, è possibile separare e trasferire il carico su una sola di esse. Ciascun UPS è collegato a due batterie in parallelo che garantiscono una adeguata autonomia. A supporto dell'alimentazione elettrica in caso di anomalie sulla fornitura, oltre agli UPS è stato installato un gruppo elettrogeno.

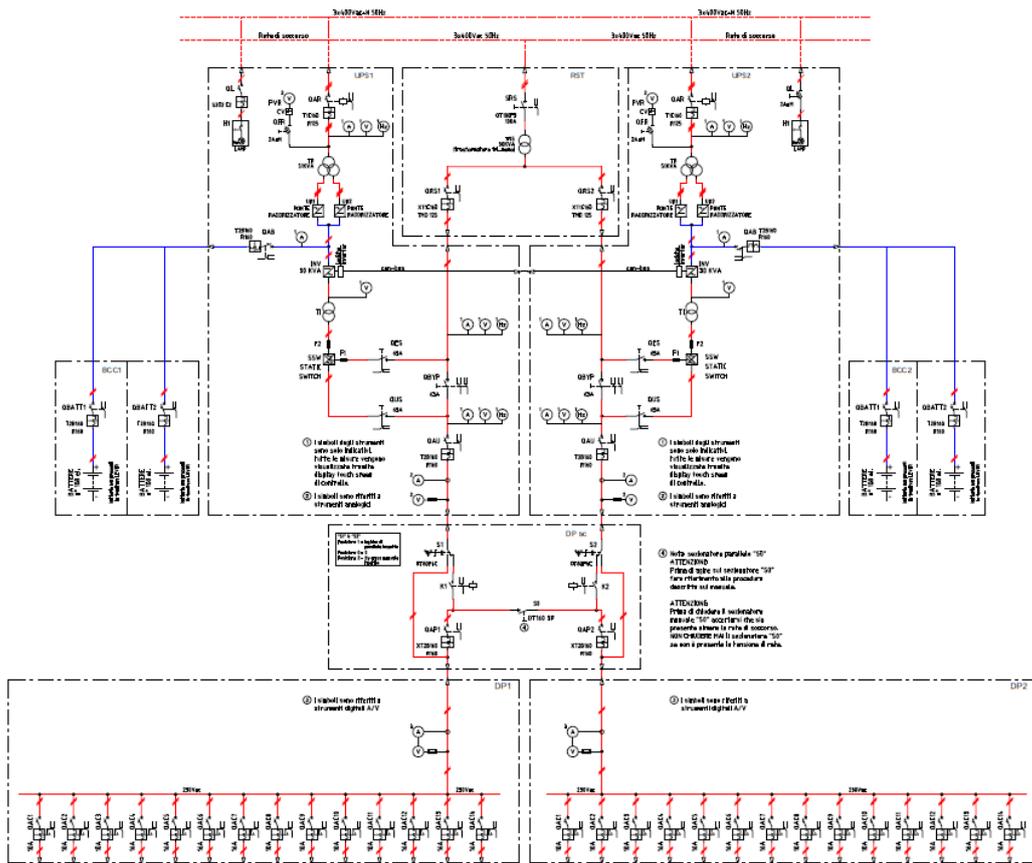


Figura 5 - schema UPS

4 Rete di processo

Il sistema di comunicazione centro-periferia costituisce evidentemente un elemento essenziale per la gestione delle informazioni e purtroppo, per la carenza di infrastrutture, costituisce anche uno degli elementi critici nella gestione di sistemi di telecontrollo con estensione geografica ed orientati a soluzioni smart grid.

Per integrare le tecnologie più datate installate in impianto, sono stati implementati sistemi e infrastrutture di comunicazione GSM / PSTN utilizzati per il colloquio mediante protocollo IEC 60870-5-101.

La comunicazione telegrafica con gli apparati RTU TDE 240 acquisiti da Enel, ha richiesto l'uso di vettori e multiplexer analogici. Allo scopo, è stato configurato un sistema di comunicazione con canali 200 baud FSK con ridondanza e scambio automatico.

La comunicazione con gli apparati di nuova generazione che si basano su una comunicazione TCP/IP e protocollo IEC 60870-5-104, è resa disponibile attraverso una WAN privata, sviluppata e gestita dal provider di riferimento il cui confine è individuato nelle porte RJ45 lato LAN degli switch. La rete è costituita da vettori dedicati e ridondati che sfruttano connessioni di tipo CDN, ISDN, SAT ed UMTS. I supporti fisici sono diversificati e tutti i collegamenti principali delle sedi periferiche sono costituiti da circuiti punto-punto e raccolti da router ridondati dedicati. La rete è costituita da DMZ con criteri di sicurezza diversi in funzione delle esigenze. Le macchine di telecontrollo risiedono nella DMZ con grado di protezione più alto, mentre le macchine connesse con la rete pubblica al fine rendere disponibili alcune informazioni (Server WEB), risiedono in una DMZ specifica.

5 Cabina primaria

Particolare attenzione è stata posta nello sviluppare i progetti per il rinnovo delle cabine primarie, dove avviene lo scambio di energia con la rete elettrica di trasporto nazionale.

Con l'avvento di una cospicua generazione diffusa, le cabine primarie assumono un ruolo diverso rispetto alla concezione originaria della rete MT, non più vista come passiva, ma come fonte di produzione energetica.

Le scelte fatte da SEL portano ad utilizzare apparati di Telecontrollo (RTU) di mercato ridondati sia nella parte di alimentazione che nelle CPU, che utilizzano protocolli di comunicazione TCP/IP e standard IEC che consentono di ricercare soluzioni innovative e di personalizzare le scelte in base alle esigenze in continua evoluzione.

Le cabine primarie AT/MT e le sezioni MT/MT acquisite, sono state a suo tempo realizzate con le scelte previste dallo Standard ENEL dove, per ogni singola funzione, veniva utilizzato un pannello o protezione specifica. Questo standard, nonostante alcune revisioni occorse negli ultimi tempi, risale agli anni '80 e '90, limitano le prestazioni già presenti da anni nei modelli commerciali quali, ad esempio, protocolli di comunicazione standard IEC lato campo (61850), sincronismo orario, registrazioni di oscillografia, configurabilità da remoto, disponibilità completa delle grandezze elettriche monitorare (V, A, P, Q, HZ). Inoltre, la disponibilità di un protocollo di comunicazione nelle protezioni e regolatori (VSC) in sostituzione del tradizionale collegamento a filo, consente di aumentare la disponibilità di informazioni, di ridurre in modo significativo i cablaggi verso l'apparato RTU con conseguente riduzione degli spazi necessari e dei tempi di realizzazione dell'impianto con una significativa semplificazione dell'apparato RTU, eliminando quasi totalmente le schede di acquisizione (Figura 6).

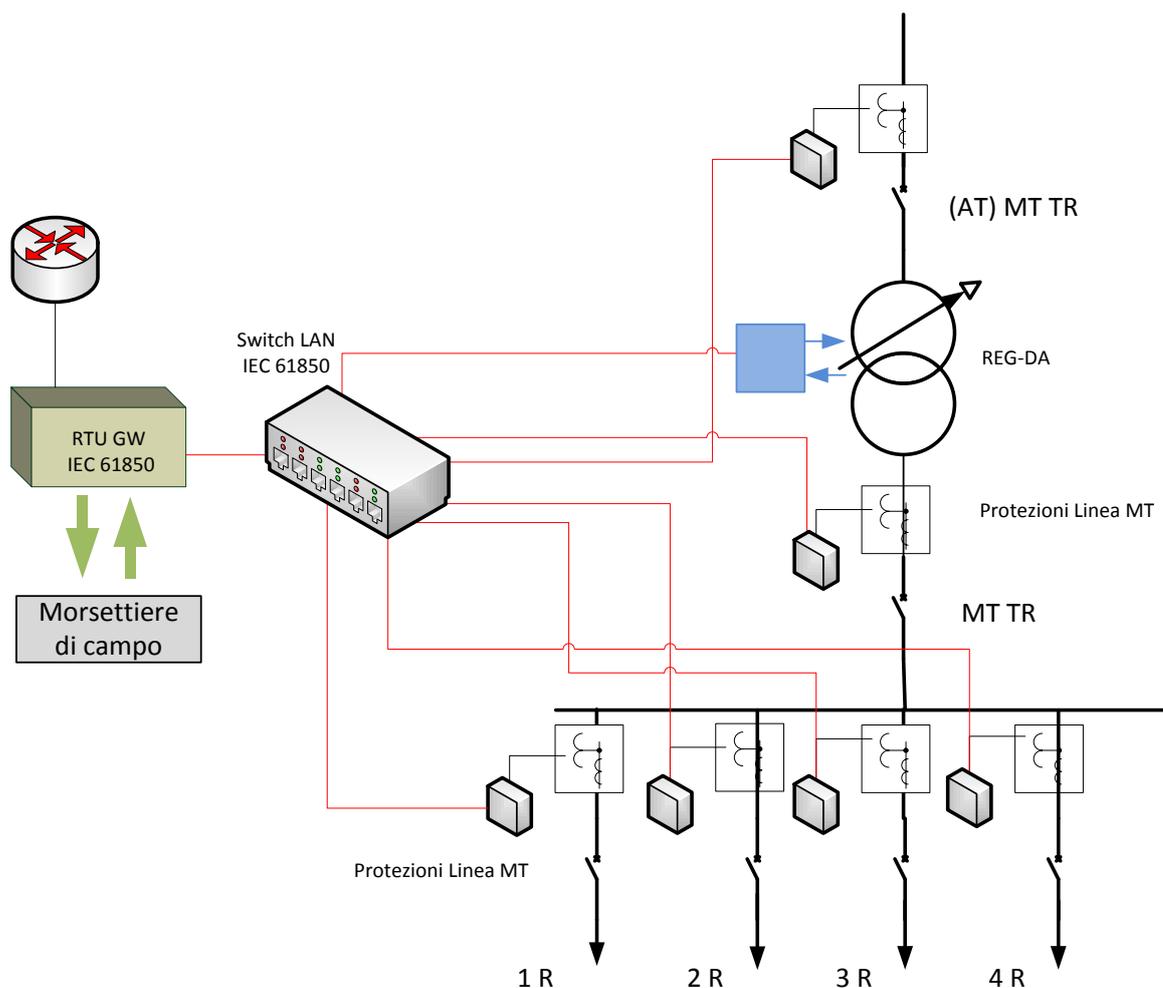


Figura 6 - schema tipico sezione cabina primaria

6 Concetto di cabina estesa

L'idea alla base della transizione verso sistemi Smart Grid è quella di passare da una modalità passiva ad una modalità attiva di gestione della rete di distribuzione. Si introduce per tale ragione il concetto di sottostazione estesa, ovvero un'estensione dell'interazione del sistema di supervisione e protezione della cabina primaria con le protezioni (SPI) di utenze attive, ovvero autoproduttori, ed in generale anche di utenze passive quali grossi utenti e sub-distributori. Ne consegue, quale condizione indispensabile per la realizzazione della sottostazione estesa, la disponibilità e l'utilizzo reti di comunicazione che permettano lo scambio di messaggi di comando e lo scambio di informazioni tra la cabina primaria ed i singoli utenti attivi e/o passivi.

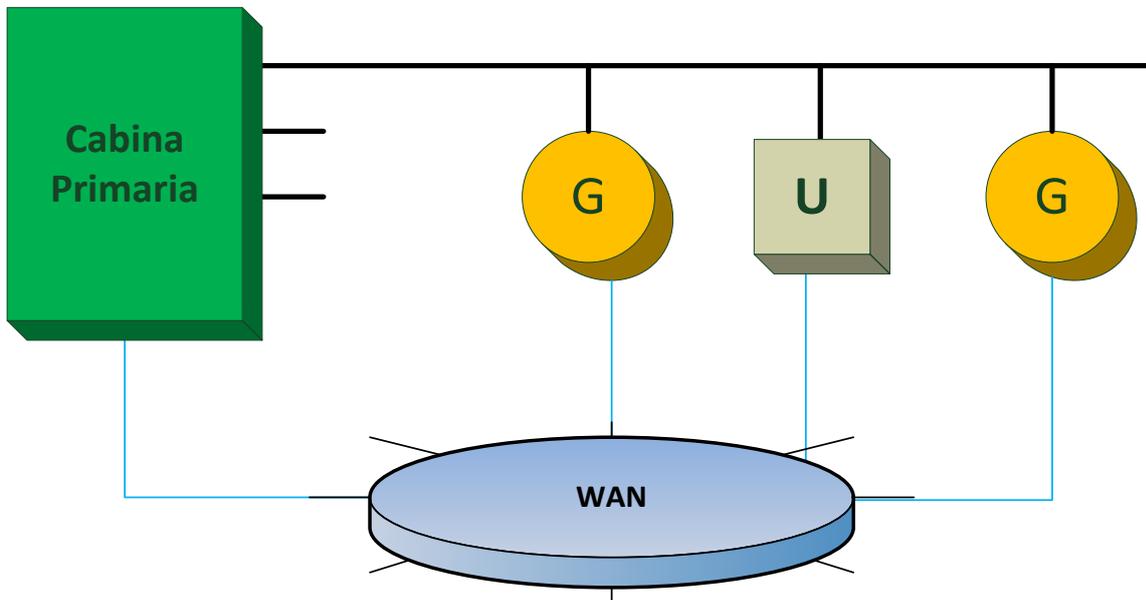


Figura 7 - cabina estesa

Il concetto di sottostazione estesa, presente anche nell'attuale norma CEI-016 con riferimenti al protocollo IEC 61850 ed a funzioni di teledistacco, è rappresentato nella Figura 7, dove un sistema di comunicazione di tipo IP permette a tutti i soggetti della rete MT di comunicare fra loro.

Nel progetto SEL, il teledistacco dovrà essere reso possibile dalle protezioni SPI, adeguate con protocollo IEC 61850, che possono ricevere un messaggio GOOSE inviato direttamente, a seguito dello scatto, dalla protezione di linea MT installata in cabina primaria.

E' evidente che questo concetto di cabina estesa necessita di infrastrutture adeguate e di apparati lungo linea sempre connessi nonché dotati di funzione gateway per garantire l'interoperabilità dei protocolli di comunicazione.

7 Informazioni lungo linea in tempo reale

La progettazione e la realizzazione degli apparati e delle infrastrutture necessarie all'acquisizione di informazioni in tempo reale lungo linea e contestualmente garantire la possibilità di colloquiare con gli SPI di impianto hanno costituito una vera sfida.

La soluzione per la comunicazione consiste in un APN (Access Point Name) privato gestito dal provider di riferimento. La connessione con la rete di processo avviene attraverso firewall e l'autenticazione degli apparati è garantita da server RADIUS proprietari.

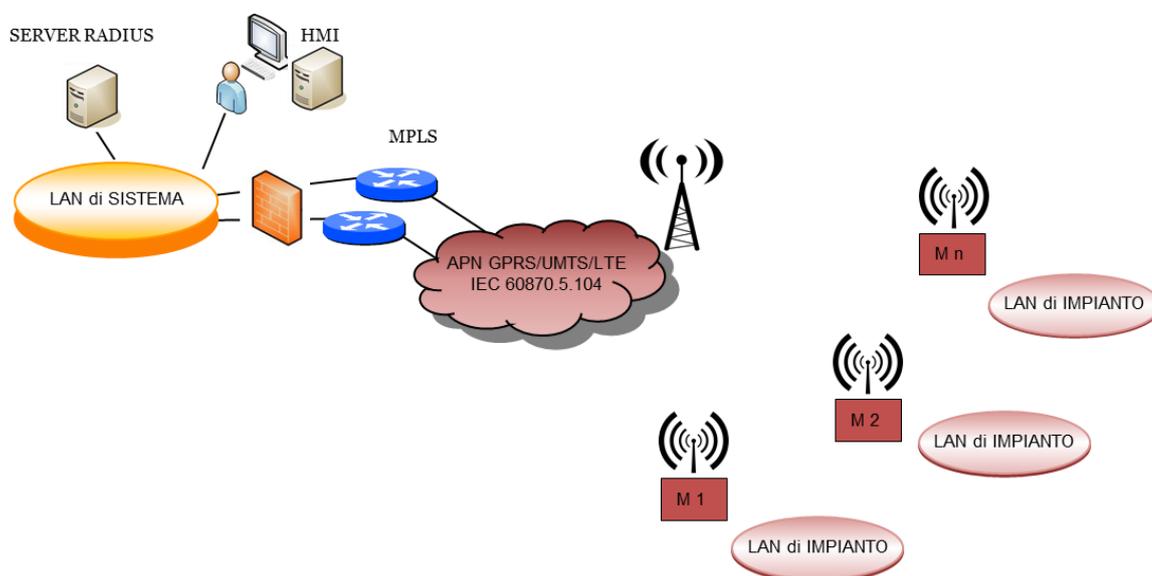


Figura 8 - trasmissione dati UP tempo reale

L'apparato di networking in impianto incorpora un modem GPRS/UMTS, un router e uno switch integrato in grado di gestire delle sottoreti di impianto e delle rotte statiche per il colloquio con apparati analoghi installati lungo la stessa linea MT o in aree omogenee. Lo stesso router gestisce anche due porte seriali e relativi protocolli per la connessione del concentratore dei contatori e di eventuali UP con colloquio seriale mediante protocollo IEC 60870-5-101, risparmiando così ulteriori modem e relative SIM associate.

L'apparato di telecontrollo installato nelle cabine secondarie, di seguito UP, realizzato mediante la stessa tipologia e tecnologia degli apparati utilizzati nelle cabine primarie, consente di colloquiare con il CTSEL attraverso protocollo IEC 60870-5-104 e verso il campo, i produttori e gli utenti mediante i più noti protocolli (modbus, modbus over ETH, 60870-5-101, 60870-5-104) ed in particolare con il protocollo IEC 61850 preposto alla gestione dei comandi GOOSE verso gli SPI. Lo stesso apparato è in grado di gestire un adeguato numero di informazioni cablate e di interfacciarsi con gli apparati installati in cabina quali IMS, RG DAT, etc. L'apparato è completato da un analizzatore di rete configurabile preposto ad acquisire tutte le grandezze elettriche necessarie alla gestione della rete MT.

Tali UP possono essere telegestite e teleconfigurate ed incorporano un PLC liberamente programmabile secondo lo standard IEC 61113-3 per l'implementazione di eventuali logiche necessarie alla corretta gestione dell'impianto o per l'aggregazione di informazioni da inviare al CTSEL.

8 Stato dell'arte

Ad oggi, la rete di distribuzione elettrica e del gas sono totalmente implementate e gestite dal CTSEL. Sono state ammodernate alcune cabine primarie introducendo i nuovi RTU ed ingegnerizzate tre cabine primarie con l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per il colloquio tra i diversi apparati di impianto e la macchina di telecontrollo.

L'APN è stata realizzata e configurati i servizi Radius per l'autenticazione. Sono state realizzate delle UP in tempo reale ed installate in impianti pilota per i necessari test.

9 Risultati attesi e conclusioni

Le soluzioni descritte nascono soprattutto per specifiche esigenze del Distributore di riferimento nostro cliente, che ha espresso la necessità sempre più pressante di monitorare e gestire direttamente la produzione distribuita ed i distributori sottesi, acquisendo

informazioni puntuali e soprattutto in tempo reale. Contestualmente, evitare situazioni potenzialmente pericolose quali per esempio le isole indesiderate, introducendo il concetto di cabina estesa e, in un futuro prossimo, avere la possibilità di gestire i livelli di tensione lungo linea ed agire direttamente sulle macchine di produzione con l'introduzione potenziale di una funzione di dispacciamento da parte del distributore.

Le nuove macchine RTU ed UP unite alla rete di trasmissione dati garantiscono fin da oggi tali possibilità, introducendo immediati vantaggi quali banalmente la tele configurazione, la tele diagnostica, la gestione di informazioni legate ad una marca oraria e la funzione gateway per interconnettere mediante diversi protocollo di comunicazione apparati già presenti in impianto. Il sistema SCADA DMS prevede già tutta una serie di strumenti integrati per fare fronte alle nuove esigenze nell'intento ultimo e generale di garantire nel tempo un servizio eccellente a tutti gli utenti.