



Medium voltage products

Quaderno di Applicazioni Tecniche No. 18

Le smart grid

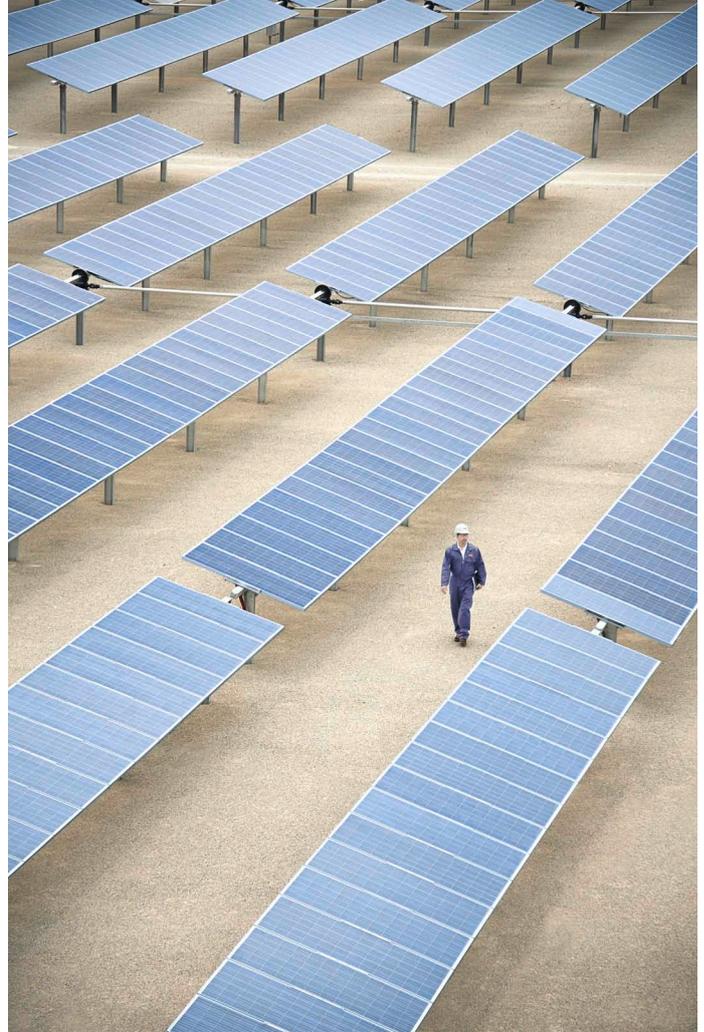
2. La cabina secondaria “smart”

Indice

2	1.	Introduzione all'automazione della distribuzione
3	2.	La distribuzione dell'energia elettrica
4	3.	Le cabine di distribuzione secondaria
4	3.1	Stato dell'arte
5	3.2	Evoluzione delle cabine secondarie: motivazioni
8	3.3	Evoluzione delle cabine secondarie: nuovi requisiti
10	3.4	Le apparecchiature in cabina secondaria
12	4.	La proposta ABB per una cabina secondaria "smart"
12	4.1	Monitoraggio
12	4.2	Controllo
13	4.3	Misura
13	4.4	Protezione
14	5.	I componenti della cabina "smart"
14	5.1	Infrastrutture di comunicazione
18	5.2	Dispositivi di comunicazione: Gateway ABB
20	5.3	Dispositivi di controllo
21	5.4	Dispositivo di controllo e protezione: REC615
22	5.5	Unità ingressi/uscite remote e FPI: RIO600
24	5.6	Sensori combinati di corrente e tensione
25	5.7	Quadro elettrico di media tensione: UniSec e Safering
26	5.8	Trasformatore di distribuzione MT/BT: Smart-R-Trafo
27	5.9	Componenti di bassa tensione: Emax e Tmax
29	5.10	Strumenti di misura di bassa tensione
32	6	Conclusioni

1. Introduzione all'automazione della distribuzione

Con l'aumento delle sorgenti di energia distribuite, l'automazione dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica sta diventando sempre più importante. Nuovi requisiti stanno nascendo in termini di automazione, monitoraggio, controllo e protezione delle cabine di distribuzione secondaria; questa guida vuole illustrare lo stato dell'arte e dare un contributo per affrontare in modo concreto e costruttivo il tema dell'automazione della distribuzione.



2. La distribuzione dell'energia elettrica

L'obiettivo principale a livello di automazione è il monitoraggio dello stato della rete e la trasmissione delle grandezze misurate al fine di aumentare la conoscenza e la governabilità della rete tramite i principali componenti elettromeccanici dislocati nella rete stessa. A tal fine è necessario conoscere e utilizzare tutte le tecnologie innovative indispensabili per lo sviluppo delle smart grid; d'altronde l'obiettivo da perseguire è estremamente sfidante ed è la gestione ottimale delle sorgenti distribuite da fonti rinnovabili e dei nuovi carichi emergenti quali ad esempio la mobilità elettrica.

Nello scenario attuale, le reti di distribuzione di media tensione (MT) e bassa tensione (BT) sono già dotate di un elevato grado d'automazione necessario per garantire il corretto funzionamento della rete rispetto ai requisiti stringenti dettati dalle norme a livello nazionale ed europeo (limiti al numero e alla durata delle interruzioni e valori di tensione all'interno di determinati intervalli). Tuttavia tali reti non sono strutturate per ricevere consistenti iniezioni di energia generata da fonti distribuite. Ovviamente la soluzione del problema non può essere affidata interamente allo sviluppo della rete di distribuzione ma implicherà un profondo cambiamento nei rapporti tra produttori, distributori e utilizzatori quindi con una gestione "smart" della domanda e dell'offerta di energia, nonché sistemi di dispacciamento localizzati a livello di micro-grid o di aree non particolarmente estese.

Ciò non di meno, lo sforzo iniziale più incisivo in termini di sviluppo è richiesto alla rete di distribuzione di MT e BT e in particolare alle cabine secondarie di distribuzione che sono i nodi strategici e strutturali della distribuzione stessa.



3. Le cabine di distribuzione secondaria

3.1 Stato dell'arte

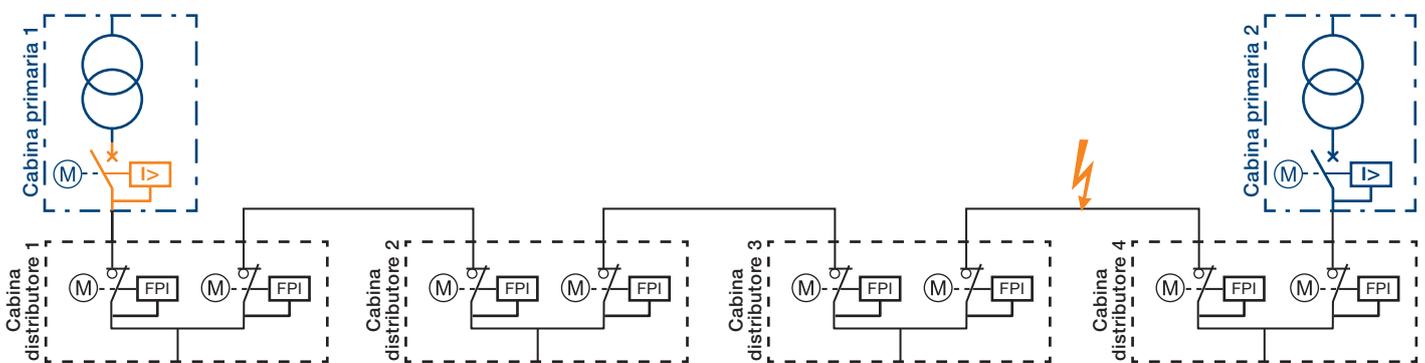
L'attuale sistema in esercizio della maggior parte delle reti prevede un interruttore in Cabina Primaria accoppiato con un relè, con funzioni di rilevazione delle sovracorrenti e di protezione. Alla linea di MT che parte da tale interruttore sono connesse le Cabine Secondarie, per l'ulteriore distribuzione dell'energia in MT e BT, e le cabine di consegna verso gli utenti connessi direttamente in MT. I relè degli interruttori in cabina primaria sono a loro volta coordinati con i sistemi di individuazione dei guasti noti come FPI (Fault Passage Indicator) installati lungo la linea nelle cabine secondarie. Enel, ad esempio, ha iniziato ad utilizzare questi sistemi già negli anni '90 a seguito della richiesta delle industrie di una maggiore qualità della fornitura di energia.

Come illustrato nella figura seguente, per selezionare il tronco guasto, l'interruttore di media tensione in cabina primaria interagisce con le Remote Terminal Unit (RTU) poste nelle cabine secondarie lungo linea, che utilizzano le segnalazioni dei FPI e opportuni algoritmi per individuare la posizione del guasto. La protezione è affidata agli interruttori e ai relativi

relè di protezione posti in cabina primaria, i quali, all'insorgere di un guasto, comandano l'apertura del relativo interruttore, nell'esempio quello posto in cabina primaria 1. Le correnti di corto circuito, infatti, sono normalmente elevate e con fattore di potenza induttivo; non sono quindi tali da poter essere interrotte dagli interruttori di manovra-sezionatori (IMS) che devono operare quindi a linea aperta. Tramite la segnalazione della direzione della corrente di guasto inviata dagli FPI, viene individuato e isolato il tronco guasto inviando il comando di apertura agli interruttori di manovra-sezionatori posti nelle cabine distributore 3 e 4. Successivamente viene chiuso l'interruttore in cabina primaria 2 contro alimentando la cabina distributore 4.

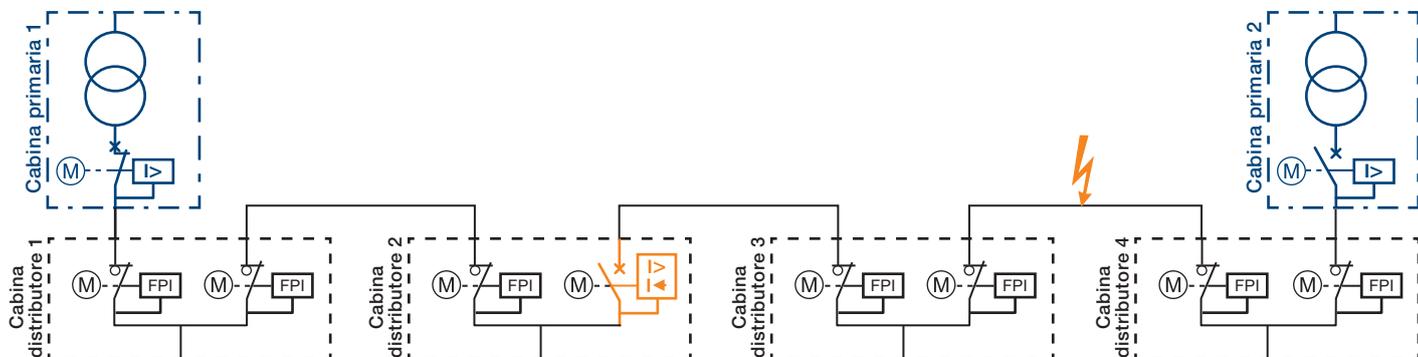
Questa operazione comporta ovviamente la perdita della disponibilità dell'intera linea, fino a quando l'interruttore non viene richiuso, dopo l'eliminazione del guasto. Il limite dei suddetti algoritmi di ricerca del tronco guasto determina una durata del disservizio di qualche minuto.

L'attività di più cabine primarie appartenenti ad una stessa area viene garantita tramite un terminale periferico di teleoperazioni da un centro di controllo.



Un primo passo fondamentale verso l'evoluzione del sistema di distribuzione è stato la sostituzione in una cabina secondaria, tipicamente in posizione centrale sulla linea di MT, dell'IMS con un interruttore in vuoto in grado di interrompere le correnti di corto circuito e rendere indipendente la cabina stessa dal punto di vista dell'estinzione del guasto. Ciò ha consentito di implementare nuove strategie di automazione disconnettendo solo le utenze strettamente necessarie ovvero solo quelle direttamente interessate dal guasto, e sottoponendo le altre a minimi disservizi.

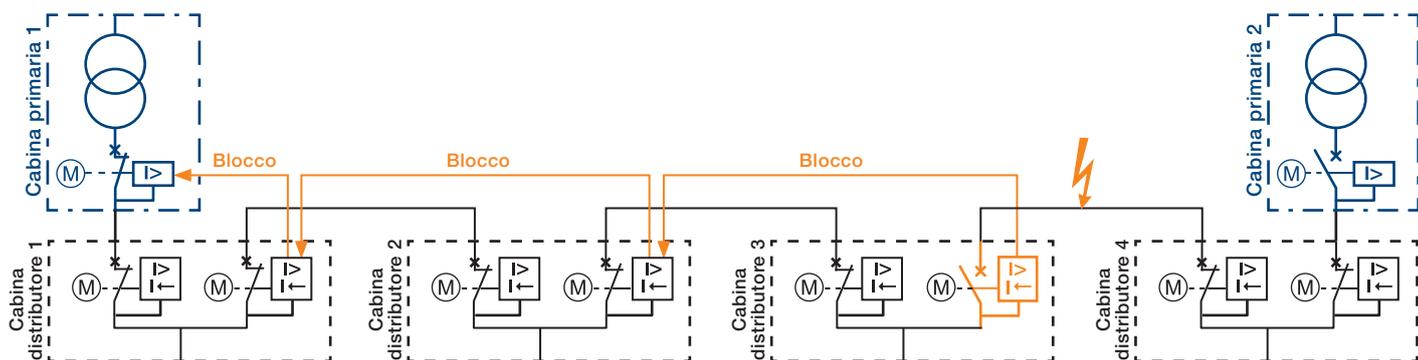
La cabina secondaria con interruttore è diventata quindi sede del dispositivo di protezione che svolge le funzioni di selettività cronometrica, regolazione della tensione al punto di consegna e rilevazione misure.



Nell'esempio illustrato nella figura precedente, il guasto a fine linea viene aperto dall'interruttore dotato di dispositivo di protezione, detto recloser, posto in cabina distributore 2 a metà linea, in selettività cronometrica rispetto all'interruttore in cabina primaria 1. A questo punto la logica di individuazione e disconnessione del tronco guasto è uguale a quella dell'esempio precedente, cioè avviene tramite gli FPI e IMS motorizzati. Anche i guasti a monte dell'unità master vengono eliminati in modo tradizionale dall'interruttore in cabina primaria. L'entità del disservizio è quindi ridotta ma pur sempre esistente.

3.2 Evoluzione delle cabine secondarie: motivazioni

Un ulteriore passo verso lo sviluppo delle reti di distribuzione consiste nell'adozione di dispositivi intelligenti (IED) in grado di dialogare tra loro con protocolli evoluti quali ad esempio IEC 61850. Nel caso illustrato nella figura seguente, ogni IED a monte del guasto (in cabina distributore 1, 2 e 3) invia un segnale di blocco agli IED a monte, bloccandone per un certo tempo l'intervento, mentre l'IED che non ha ricevuto il segnale di blocco (cabina distributore 3) comanda l'apertura del proprio interruttore al fine di estinguere il guasto.



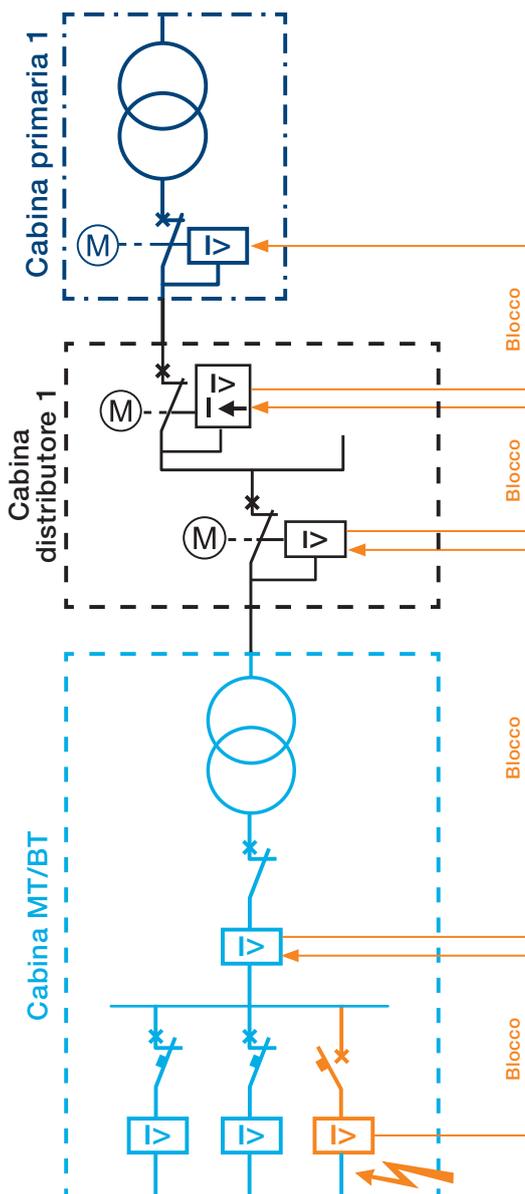
3. Le cabine di distribuzione secondaria

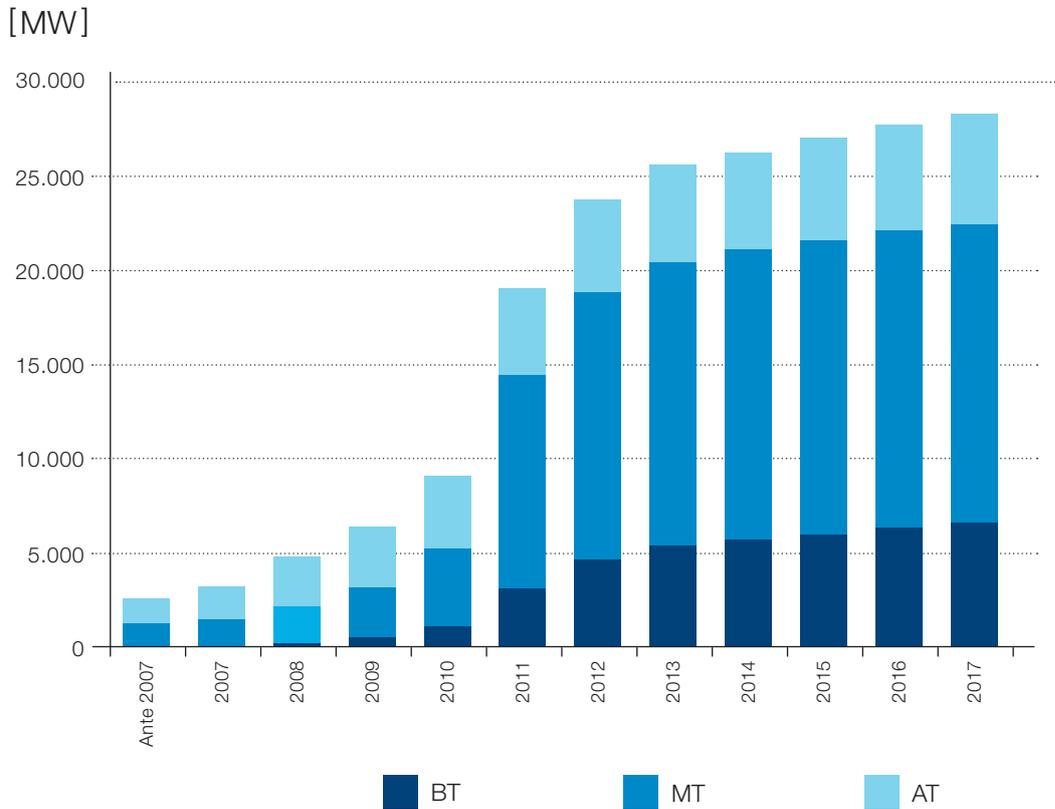
La stessa strategia può essere implementata comprendendo l'impianto dell'utente, sia in media tensione che in bassa tensione. In generale, può sempre esistere un IED/interruttore più a valle interessato da un guasto in grado di inviare un segnale di blocco agli IED/interruttori a monte mentre provvede ad interrompere il guasto stesso.

È ovviamente necessario che gli IED siano rapidamente riconfigurabili in modo da aggiornare la lista dei dispositivi precedenti e successivi nella catena. Questo tipo di automazione riduce effettivamente al minimo il disagio per gli utenti connessi alla linea di MT.

Quando non sia possibile interbloccare l'IED in cabina primaria, l'obiettivo è quello di isolare il guasto entro 200 ms in modo tale da evitare l'intervento dell'interruttore in cabina primaria per selettività cronometrica.

Tuttavia ciò non basta o comunque non basterà già in un prossimo futuro. La generazione distribuita frutto del grande sviluppo e della conseguente necessità di integrazione della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è senza dubbio il problema che gli Enti distributori dovranno affrontare e che maggiormente inciderà sulla configurazione e sullo sviluppo tecnologico delle reti di distribuzione.





Trend delle connessioni produttori previste su rete Enel Distribuzione: dati cumulati. (Fonte dati: Enel Distribuzione)

La generazione di energia elettrica sta oggi sempre più coinvolgendo anche impianti di taglia piccola da connettere alle reti di distribuzione in prossimità degli utenti, perché logisticamente convenienti o perché di proprietà degli utenti stessi (utenti attivi). Ciò impone un nuovo modo di gestire la rete di distribuzione, in quanto i flussi di potenza non fluiscono più solo unidirezionalmente dall'alta tensione alla bassa tensione ma fluiscono in modo generalizzato da diversi punti e livelli di tensione della rete. Sono quindi necessarie nuove modalità attive ed in tempo reale di gestione delle reti in modo da controllare un sistema che diventa sempre più complesso. Un'ulteriore innovazione che si sta diffondendo e che interessa principalmente la rete di BT è quella relativa alla così detta mobilità elettrica. È recente l'annuncio di uno dei principali costruttori di automobili che a breve non

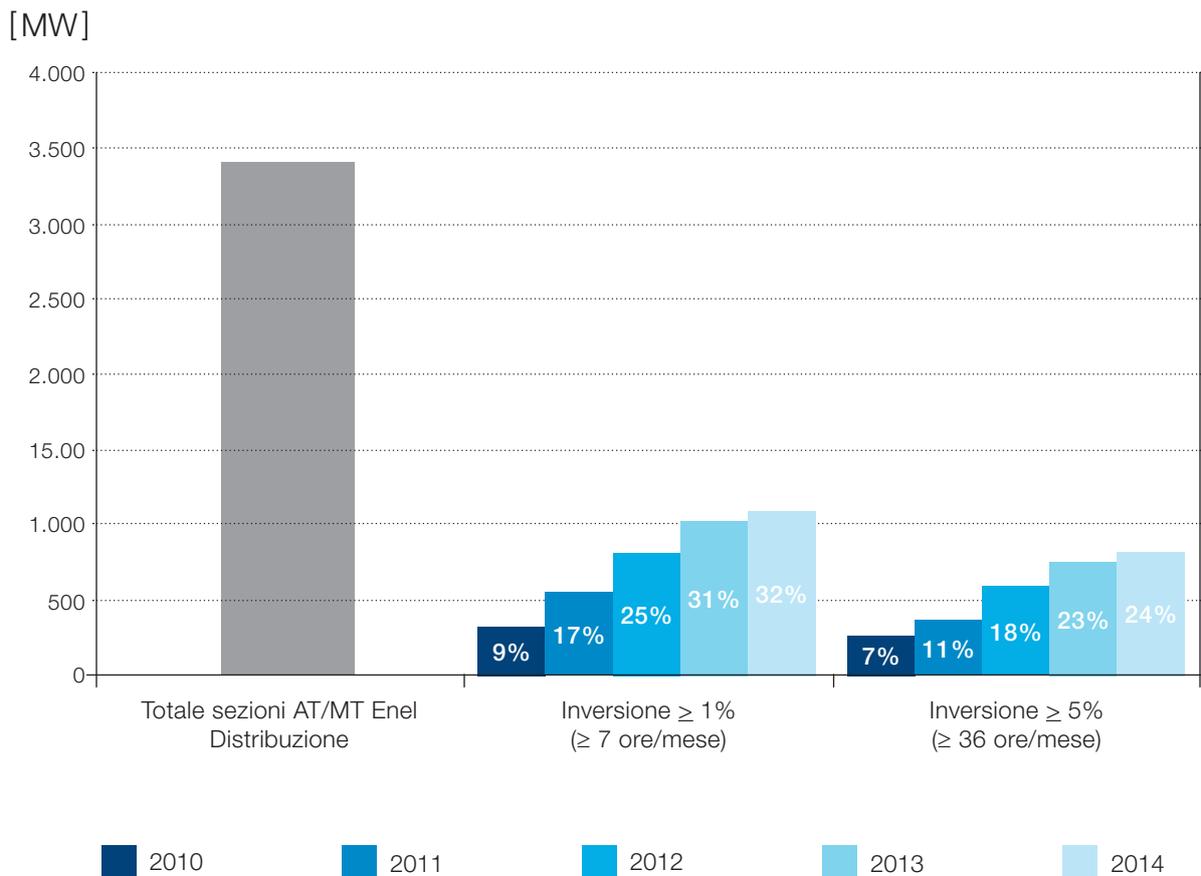
costruirà più auto dotate di solo motore a combustione ma che la produzione futura interesserà unicamente auto ibride o puramente elettriche. Tutti i paesi dovranno prima o poi implementare una infrastruttura di ricarica, pubblica o privata, in modo da mettere a disposizione degli utilizzatori la potenza di ricarica necessaria. Chiaramente oggi le reti di distribuzione non sono dimensionate per questi carichi né il sistema di comunicazione è previsto per una loro integrazione nel sistema generale di gestione dell'energia. E, infine, non dimentichiamo che tra le strategie smart grid rientrano anche altri aspetti più interattivi verso gli utenti finali quali il sistema avanzato di telelettura e la gestione della domanda e dell'offerta. La rete di distribuzione e le sue cabine secondarie, quindi, sono cruciali per l'implementazione degli obiettivi delle smart grid.

3. Le cabine di distribuzione secondaria

3.3 Evoluzione delle cabine secondarie: nuovi requisiti

Come già detto, un numero elevato e crescente di fonti di generazione di energia elettrica distribuite può portare a flussi

di potenza attiva contrari a quelli sino ad oggi considerati come normali ovvero dalla rete MT alla rete AT. I dati illustrati nella figura seguente sono stati registrati sui trasformatori AT/MT in cabina primaria ma ciò evidentemente vale anche per le singole linee di MT che vanno da una cabina secondaria verso la cabina primaria.



Sezioni AT/MT di Enel Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale. (Fonte dati: Enel Distribuzione)

Nel caso di Enel Distribuzione, la percentuale di sezioni AT/MT operanti in condizione di inversione di flusso è aumentata dal 7% dell'anno 2010 al 24% dell'anno 2014, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.

In questo momento si assiste quindi ad un aumento del rischio di formazione di "isola incontrollata" sulla rete di distribuzione e conseguentemente di richiuse in "controfase" a fronte delle quali devono essere previsti specifici interventi tecnici. In questa situazione si rende perciò necessaria l'installazione di dispositivi di protezione idonei ad operare con rete di distribuzione attiva sia in MT che in BT. Una prima criticità è rappresentata dalla possibile richiusura dell'interruttore di cabina primaria in un momento in cui la rete di distribuzione è attiva: in questo caso si potrebbe avere una chiusura in controfase pericolosa per i generatori. Inoltre il guasto rimarrebbe comunque alimentato dai generatori attivi indipendentemente dall'apertura dell'interruttore in cabina primaria.

Da una parte, quindi, sarebbe necessario "informare" l'interruttore di cabina primaria della presenza di eventuali isole in modo da bloccare le richiuse e dall'altra evitare il formarsi di isole indesiderate inviando segnali di distacco ai generatori distribuiti al fine di ottenere una riduzione parziale o totale della produzione locale. Le stesse considerazioni valgono per la rete in BT.

La possibilità di limitare la potenza attiva da generazione distribuita tramite un comando esterno proveniente dal sistema di telecontrollo del distributore è già prevista dalla CEI 0-16. Nella Norma si sostiene, tra l'altro, che poiché l'attuale sistema di telecontrollo delle reti di Distribuzione è basato su tecnologia GSM/GPRS, al fine di garantire l'integrazione degli Utenti attivi, è necessario implementare, su tutti gli impianti di produzione con potenza maggiore o uguale a 100 kW, un sistema di comunicazione basato su tale tecnologia. Tale sistema di comunicazione sarà in grado di ricevere l'informazione (trasmessa tramite rete GSM) relativa alla necessità di disconnessione dell'impianto di generazione.

Sempre la Norma sostiene che quando in futuro saranno impiegate dal Distributore reti di comunicazione "always on" (basate su infrastrutture pubbliche o dedicate), i sistemi di comunicazione presenti presso gli impianti degli Utenti attivi dovranno essere di conseguenza aggiornati e integrati. Circa le modalità di distacco, la Norma prevede che possano essere di tipo pianificato (modalità lenta) o con intervento immediato (modalità rapida). La prima modalità è essenzialmente prevista per gestire situazioni di sovratensione, insufficiente capacità regolante del Servizio Elettrico Nazionale o congestioni sulla rete primaria altrimenti non risolvibili, la seconda per risolvere eventi di rete a dinamica rapida (controllo della frequenza ed azioni preventive per evitare rischi di instabilità della rete). La prima modalità può essere attuata con procedura automatica o manuale, la seconda potrà essere solo automatica.

In definitiva i nuovi requisiti per le cabine secondarie sono ad esempio:

- scambio informativo in tempo reale con la rete di distribuzione in MT e BT (misure, consumi, configurazione della rete);
- diagnostica interna della cabina, registrazione eventi e loro trasmissione al centro di controllo;
- automazione evoluta che consideri assetti variabili e non più fissi; questo requisito passa per l'adozione degli interruttori in tutte le cabine secondarie con estensione anche alla bassa tensione tramite l'installazione di interruttori motorizzati e telecontrollati dalle cabine di MT;
- controllo dal centro di dispacciamento della produzione da generazione distribuita;
- raccolta delle informazioni dalla rete e dagli utilizzatori di BT per attuare una politica di gestione della domanda e dell'offerta;
- integrazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici
- scambio informativo con i sistemi di immagazzinamento dell'energia;
- scambio informativo per consentire la gestione dei servizi in ambito smart city.

3. Le cabine di distribuzione secondaria

3.4 Le apparecchiature in cabina secondaria

Abbiamo visto che per implementare le funzioni di automazione base sulla linea di media tensione che fa capo all'interruttore di cabina primaria è necessario installare nelle cabine secondarie scomparti MT dotati di interruttore, sensori di corrente e tensione, sistemi di protezione innovativi e RTU (Remote Terminal Unit). Inoltre, nell'ambito dell'integrazione delle fonti di generazione distribuite, le cabine secondarie dovranno essere dotate di tecnologie per il telecontrollo per il distacco dalla rete nonché per il controllo e la regolazione dei generatori e di sistemi per la gestione della rete BT. Nella figura seguente vediamo lo schema di principio dei componenti necessari per il distacco da remoto degli Utenti attivi come suggerito dalla Norma CEI 0-16. Il modem GSM/GPRS, con SIM CARD inserita, andrà installato nell'impianto dell'Utente e dovrà garantire un funzionamento affidabile della comunicazione.

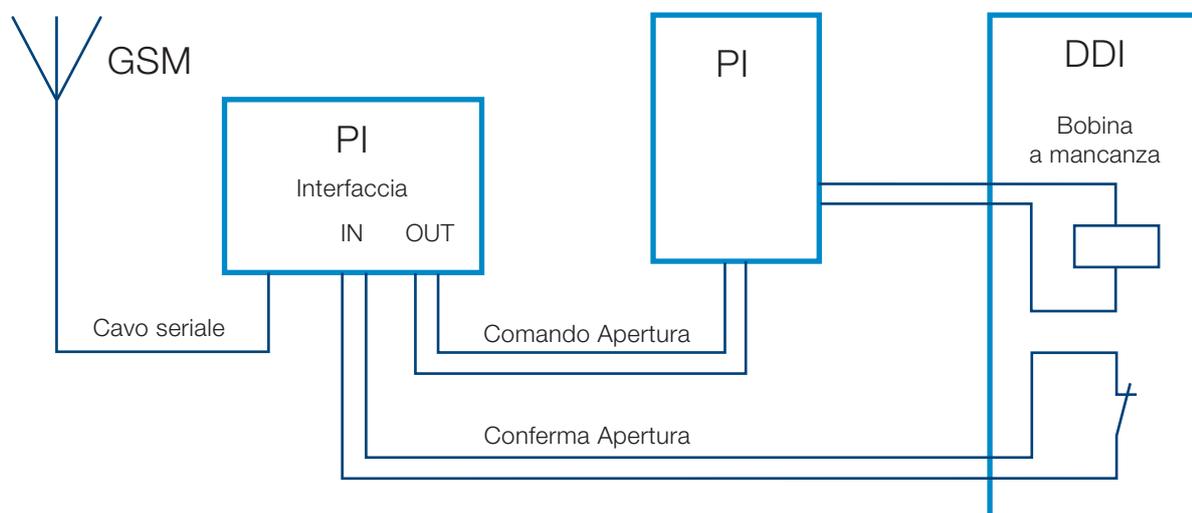
Qualora i parametri della rete del Distributore siano al di fuori dei limiti prefissati, la PI:

- provoca l'apertura del DDI e qualora necessario attivano la logica che porta all'apertura del dispositivo di rincalzo (DDR);
- inibisce l'eventuale ingresso in parallelo dei gruppi di generazione.

Le finalità della PI sono quelle di:

- consentire la de-energizzazione di eventuali guasti sulla rete locale del Distributore;
- evitare la formazione di isole indesiderate sulla rete del Distributore;
- evitare che eventuali richiuse dei dispositivi presenti sulla rete del Distributore o sulla rete di trasmissione possano provocare danni alle persone e alle apparecchiature.

La PI, capace di ricevere segnali dal Distributore, include anche una funzione di telecatto il cui intervento è subordinato a un comando proveniente dal Distributore.



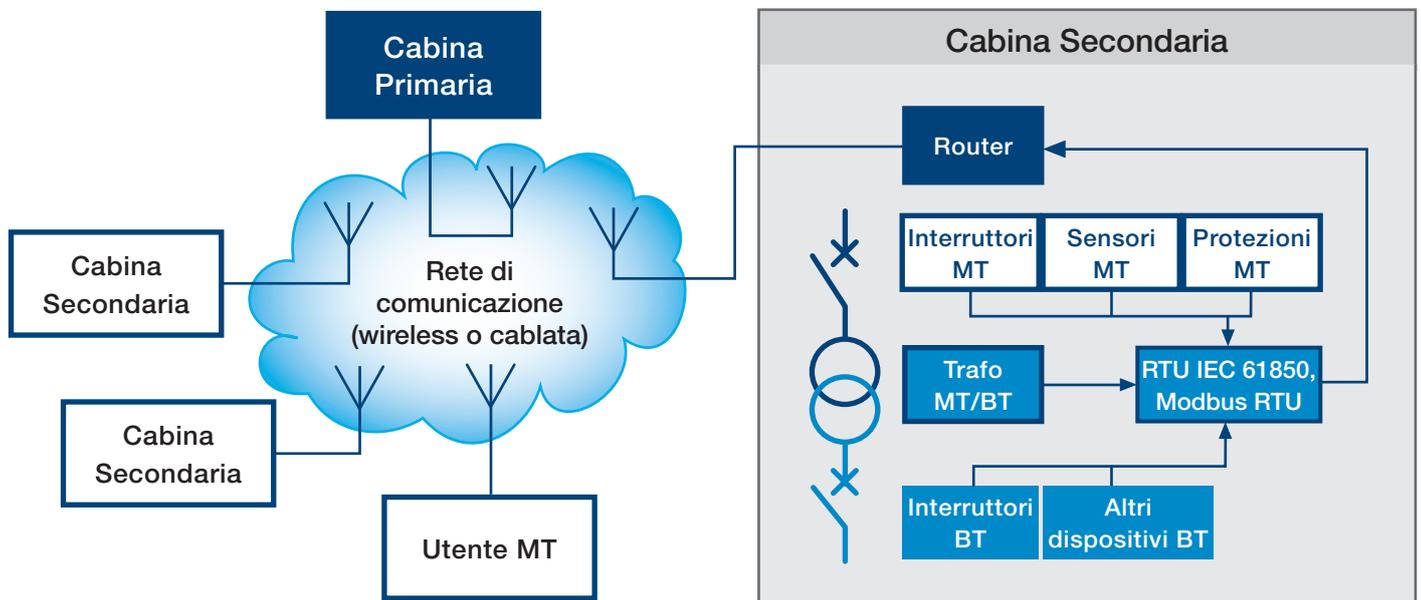
Con Protezione di Interfaccia (PI) si intende l'insieme di protezioni utilizzate per il monitoraggio dei parametri di frequenza e di tensione della rete del Distributore. La PI è richiesta nel caso di impianti produttori eserciti in parallelo con la rete del distributore e agisce sul Dispositivo di Interfaccia (DDI) tramite relè a logica positiva (ossia eccitati con parametri della rete all'interno dei limiti prefissati e in condizioni di presenza della tensione ausiliaria).

Per quanto riguarda il sistema di protezione, attualmente si devono poter selezionare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza/tensione sulla base per guasto locale e perturbazione di sistema con variazione transitoria della frequenza. In presenza di un sistema di comunicazione, il problema è tuttavia risolto in maniera definitiva con l'invio del segnale di telecatto.

Per il futuro, le cabine secondarie dovranno controllare, gestire e comunicare con tutti gli elementi della rete di distribuzione di MT e BT e con il sistema di dispacciamento locale o centrale.

A tal fine i componenti innovativi da installare nelle cabine secondarie saranno i seguenti:

- Remote Terminal Unit (RTU) su rete IP per la supervisione e il controllo di tutti gli organi della cabina, per realizzare l'automazione avanzata coordinando e monitorando gli apparati di protezione. Inoltre, effettuerà la diagnostica e la raccolta cronologica di stati e allarmi e il monitoraggio dei parametri dei componenti di rete sottesi;
- scomparti MT dotati di interruttori: al fine di garantire l'apertura della linea in caso di guasto e realizzare la selettività logica lungo linea. Potranno essere dotati di due terne di sensori non convenzionali, una lato linea e l'altra lato sbarra per rilevare l'eventuale condizione di guasto MT e intraprendere le eventuali azioni sulla rete BT;
- sistemi di Protezione innovativi: realizzeranno la funzione di selettività logica lungo linea, permetteranno la gestione di più assetti della rete attraverso lo scambio di segnali in protocollo IEC 61850 e la selettività logica con l'impianto utente;
- interruttori BT motorizzati: saranno utilizzati per effettuare la richiusura automatica e saranno dotati di un sensore lato linea in modo da evitarne l'eventuale richiusura con presenza tensione a valle;
- interfaccia utente: nelle cabine con utenti MT, provvederà a fornire le misure nel punto di scambio;
- concentratori dati dei contatori di energia di BT di nuova generazione: per la raccolta dei dati provenienti dai contatori installati sulla rete di distribuzione BT sottesa e per lo scambio di informazioni in tempo reale al fine di implementare strategie di "demand response";
- router di Comunicazione, modem/radio/antenne: fungono da interfaccia per la gestione di tutti i messaggi e le informazioni da e verso la cabina secondaria e da e verso i router di cabina primaria.

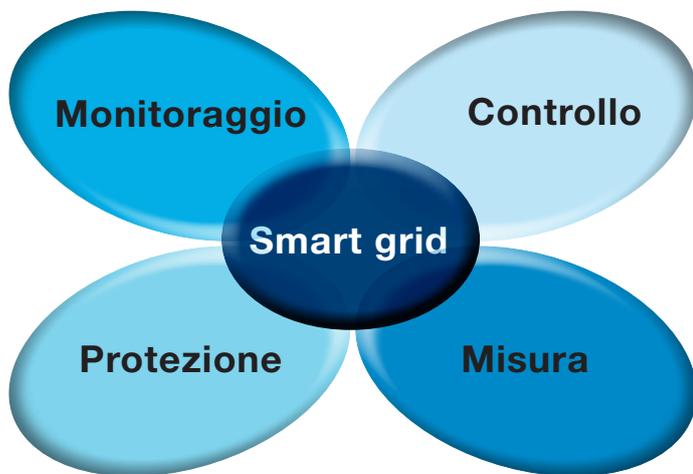


4. La proposta ABB per una cabina secondaria “smart”

In funzione della complessità della rete e dei diversi requisiti, ABB propone diverse soluzioni tecniche.

Dal punto di vista funzionale, oltre a funzioni base quali l'interruzione  e la manovra/sezionamento del circuito elettrico  e la comunicazione  è possibile individuare quattro livelli funzionali diversi, quali:

1. Monitoraggio 
2. Controllo 
3. Misura 
4. Protezione 



Si possono individuare delle soluzioni di completezza crescente partendo dal monitoraggio e controllo, con aggiunta delle misure ed ulteriormente con l'inserimento della protezione e selettività. Le soluzioni possono, quindi soddisfare livelli crescenti di automazione arrivando fino a pacchetti avanzati per la distribuzione elettrica.

4.1 Monitoraggio



Per quanto riguarda il monitoraggio  per l'acquisizione degli stati degli apparecchi di BT e MT, questa funzione ha l'obiettivo di aumentare la disponibilità dei componenti della cabina consentendo la riduzione dei tempi di guasto, monitorare la topologia della rete, utilizzare in modo efficiente la manodopera tramite:

- lettura dello stato dell'apparecchiatura di manovra di MT;
- lettura delle indicazioni di guasto di MT;
- lettura dello stato e delle misure della rete BT;
- monitoraggio delle condizioni della cabina elettrica.

4.2 Controllo



Controllo  con funzioni di automazione per l'isolamento del guasto; questa funzione ha l'obiettivo di minimizzare i tempi di fuori servizio e aumentare l'efficienza della rete tramite:

- la localizzazione e disconnessione remota del tronco guasto;
- il controllo remoto degli interruttori e interruttori di manovra sezionatori.

4.3. Misura

Misura  per la gestione del flusso di energia; questa funzione ha l'obiettivo di gestire l'inversione del flusso di energia, monitorare la misura della tensione al fine di garantirne la stabilità e minimizzare le perdite anche in presenza di generazione distribuita intermittente. Ciò può essere realizzato tramite:

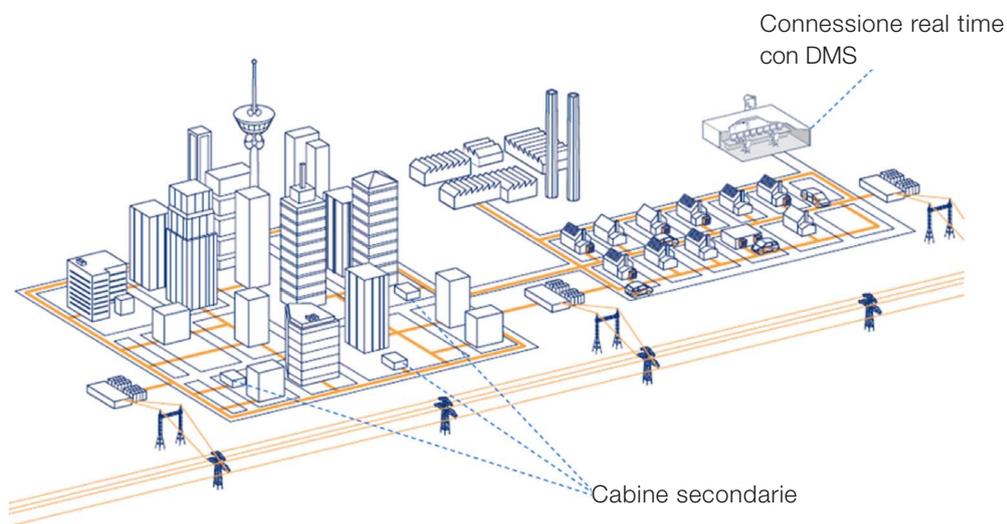
- lettura delle misure di MT con elevata precisione;
- monitoraggio e controllo delle apparecchiature di manovra di MT e BT.



4.4. Protezione

Protezione  e selettività della rete; questa funzione ha l'obiettivo di garantire la massima disponibilità della rete di MT e anche di BT in caso di guasto. A tal fine è necessario:

- adottare protezioni avanzate dotate di protocollo IEC 61850 come soluzione a lungo termine in accordo a standard globali;
- utilizzare la selettività logica tramite GOOSE (Generic Object Oriented System Event).



5. I componenti della cabina “smart”

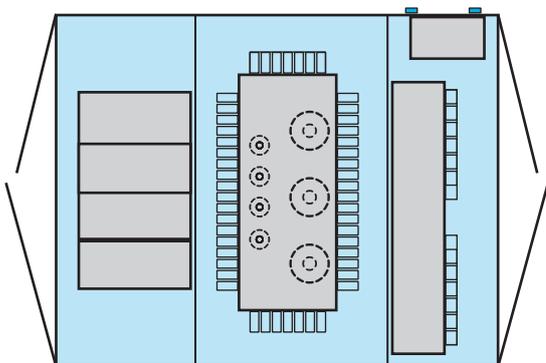
Abbiamo visto che la cabina secondaria è uno dei componenti fondamentali di una smart grid.



Nella cabina secondaria trovano posto normalmente le seguenti apparecchiature:

- quadro di media tensione;
- trasformatore;
- quadro di bassa tensione;
- apparecchiatura di comunicazione e controllo.

Una cabina secondaria “smart” differisce da una cabina normale in quanto sono “smart” le relative apparecchiature. Con il massimo delle funzionalità avremo:



- quadro di media tensione con interruttori dotati di IED in grado di effettuare protezione e logiche di automazione e ricevere comandi da un centro di controllo;
- trasformatore di MT/BT dotato di commutatore sotto carico automatico;
- quadro di bassa tensione dotato di interruttori con relè elettronici per l’acquisizione degli stati e delle misure;
- sistema di comunicazione con il centro di controllo.

5.1 Infrastrutture di comunicazione

Oggi è disponibile un’ampia gamma di tecnologie di comunicazione in grado di supportare le applicazioni smart grid. In questa gamma sono compresi prodotti basati su reti cablate e su reti wireless o su entrambe le soluzioni. Non è possibile purtroppo avere un’unica soluzione per la trasmissione dei dati in una smart grid. Conseguentemente, l’interoperabilità tra le diverse tecnologie è un requisito chiave. La realtà, infatti, è che i dispositivi utilizzano diversi mezzi di comunicazione e devono comunicare tra loro anche se di costruttori diversi; un ruolo chiave è quello giocato dalle Norme tecniche di riferimento, ad esempio lo standard IEC 61850.

I principali requisiti tecnici da considerare sono le prestazioni di comunicazione, la sicurezza e l’interoperabilità. La larghezza della banda fornita dall’operatore di comunicazione deve essere scalabile e capace di supportare le migliaia (o milioni) di punti dati esistenti nel sistema di un ente elettrico. Anche il problema della sicurezza o cyber security nelle infrastrutture strategiche è un aspetto importante e prioritario.

Infine, come già accennato, l’interoperabilità e la standardizzazione sono criteri imprescindibili per la riduzione dei costi e la salvaguardia degli investimenti in qualunque ente elettrico.

Solamente i sistemi di comunicazione che sono in grado di soddisfare i suddetti criteri possono essere presi in considerazione per supportare le principali applicazioni tra le quali l’automazione della distribuzione.

Tra le principali tecnologie di comunicazione attualmente disponibili sul mercato, troviamo le proposte riportate di seguito.

Reti di comunicazione cablate di proprietà degli enti elettrici

Un ente elettrico può, nella stesura dei cavi di potenza, aggiungere un condotto per la stesura di propri cavi di comunicazione. Questi cavi possono essere di rame e in grado di portare segnali modem di tipo telefonico a bassa velocità o segnali a larga banda di tipo digitale (DSL). Un’ulteriore alternativa è quella di stendere dei cavi in fibra ottica in grado di supportare Ethernet e sviluppare una rete metropolitana a banda larga (MAN) con velocità di parecchi Gb/s.

Sistemi radio gestiti dagli enti elettrici

Questi sistemi sono installati e gestiti direttamente dagli enti elettrici con velocità di trasmissione modeste dell'ordine dei kb/s ma hanno un ampio raggio di azione, in genere fino a 30 km.

Le frequenze di trasmissione utilizzano solitamente bande libere (ad esempio in Nord America a 900 MHz) o bande su licenza (ad esempio in Europa a VHF 150 MHz o UHF 400 MHz). Diverse soluzioni sono state sviluppate a seconda delle prestazioni richieste dall'applicazione specifica (es: telelettura o automazione).

Sistemi di trasmissione dati tramite rete cellulare pubblica

Esempi radicati e diffusi di questo tipo di reti sono CDMA e GSM/GPRS. Ultimamente, sono stati introdotti sistemi più moderni di quarta generazione quali WiMax e LTE (Long Term Evolution) di UMTS.

Questi sistemi sono ottimizzati per il pubblico utilizzo in termini di copertura e carico di traffico quindi è necessario assicurarsi che le prestazioni siano sufficienti a garantire i requisiti richiesti.

Comunicazione satellitare

Questo tipo di comunicazione è gestita, come la precedente, da terze parti. Sono disponibili sistemi sia a bassa sia ad alta velocità, in quest'ultimo caso con maggiori costi per le antenne paraboliche. Sono disponibili sia servizi condivisi che dedicati. Per l'automazione della distribuzione normalmente si impiegano servizi dedicati.

Comunicazione tramite linee di trasmissione e distribuzione (PLC, DLC)

Un ovvio mezzo di comunicazione per gli enti elettrici sono le linee elettriche stesse. Nelle reti di trasmissione in AT la tecnologia HVPLC è da tempo consolidata. Anche in bassa tensione è ormai ampiamente utilizzata per la telelettura e per fornire ulteriori servizi al cliente.

La proposta ABB

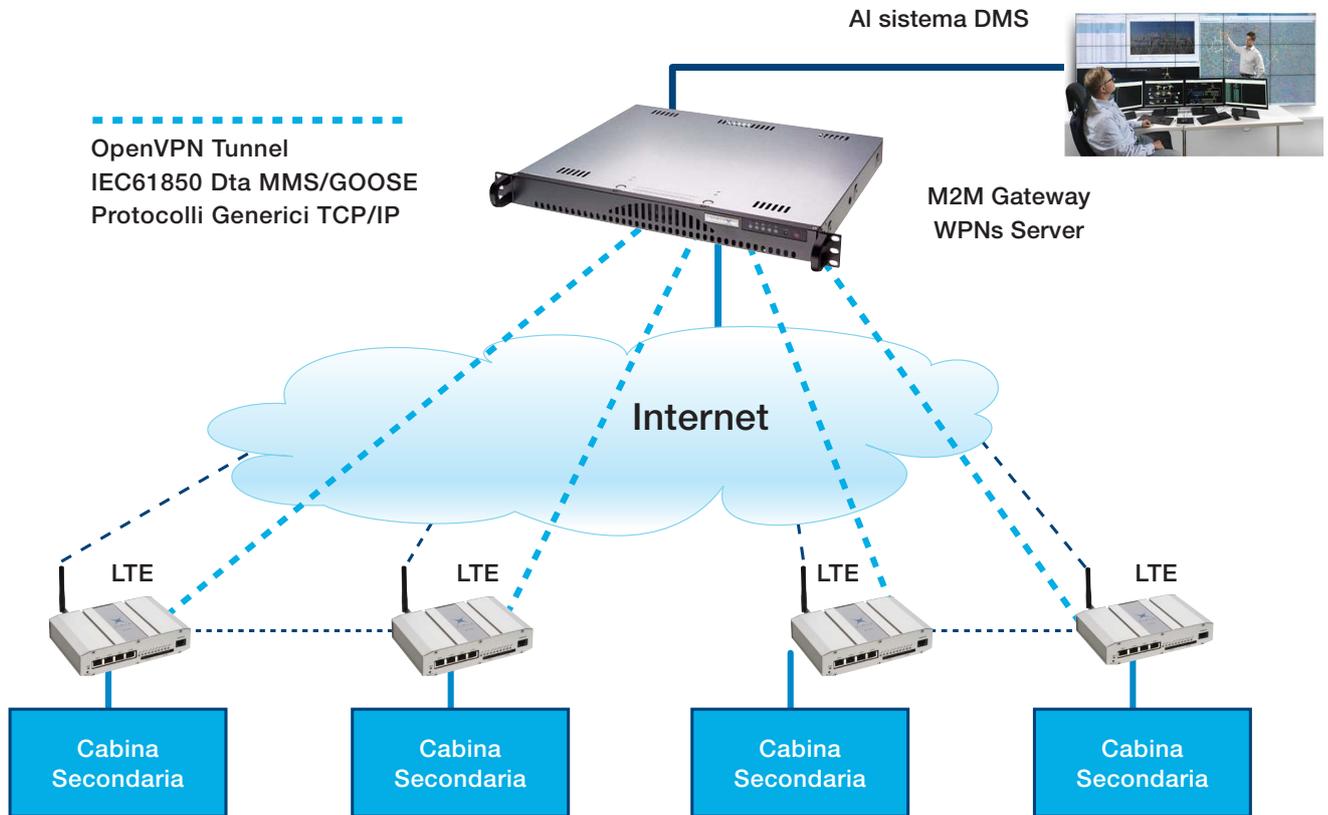
Nel caso di sistemi di trasmissione dati tramite rete pubblica è chiaro che l'ente elettrico deve entrare nell'ordine di idee di acquistare questo servizio da un ente terzo, incorrendo nei costi ricorrenti definiti dal contratto con il fornitore del servizio. Tuttavia, vi sono numerosi benefici tra i quali:

- rapida attuazione: non è necessario installare reti e richiedere licenze;
- bassi investimenti unicamente nei dispositivi di comunicazione;
- bassi costi di manutenzione;
- adeguatezza ai requisiti grazie ad una connessione multidirezionale con copertura multinazionale;
- alta disponibilità della rete in combinazione con l'utilizzo di dispositivi di comunicazione forniti agli enti elettrici da fornitori qualificati;
- sicurezza dei dati grazie a livelli di codificazione e di accesso multipli.

Come abbiamo visto i sistemi di comunicazione per le smart grid sono complessi e contemplano diverse tecnologie. ABB può supportare gli enti elettrici offrendo soluzioni a lungo termine e scalabili in grado di soddisfare anche i requisiti futuri.

L'architettura di comunicazione proposta prevede la connessione ad una rete cellulare pubblica con LTE, tecnologia che offre tempi di latenza molto bassi, adeguati per essere applicati alle protezioni in ambito della distribuzione, tra i dispositivi di comunicazione Arctic di cabina secondaria e l'M2M gateway con funzione di VPNs Server. La comunicazione avviene, infatti, in sicurezza utilizzando canali Open VPN tramite i quali è possibile utilizzare servizi GOOSE e Data MMS in accordo alle Norme IEC 61850. L'M2M gateway risiede presso l'ente elettrico e comunica con il sistema DMS.

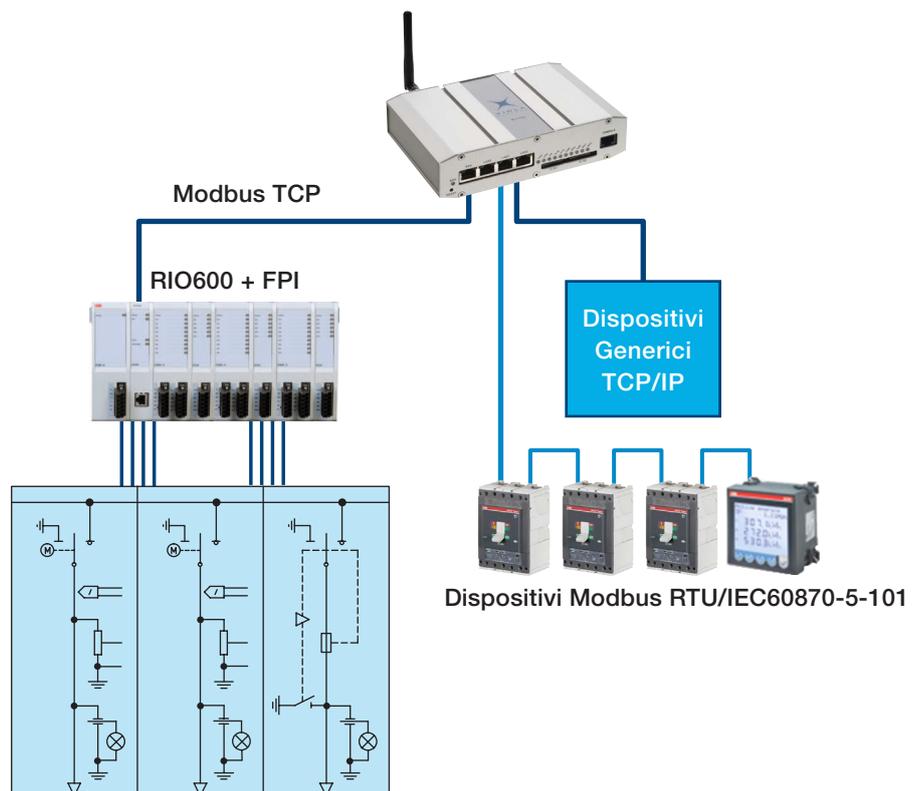
5. I componenti della cabina “smart”



All'interno della cabina secondaria, le soluzioni possono essere più d'una. Nel caso di solo monitoraggio e controllo, la soluzione più adatta è la seguente:

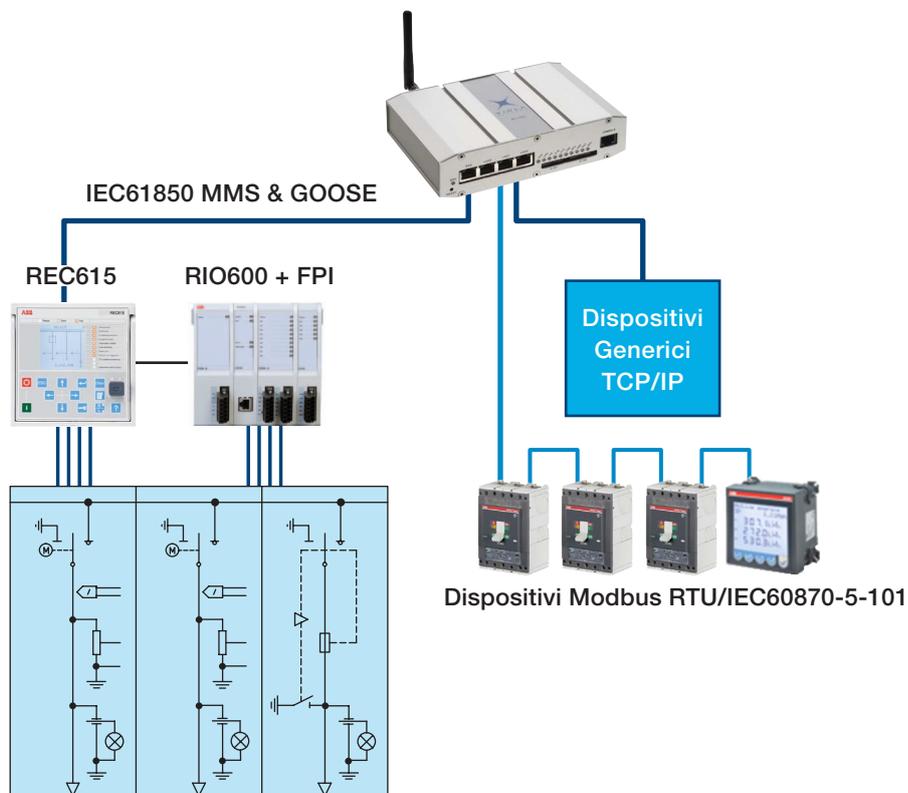
Il dispositivo di comunicazione di cabina Arctic P permette il collegamento ai dispositivi di bassa tensione e a generici dispositivi TCP/IP tramite la conversione di protocollo Modbus ASCII/RTU e Modbus TCP.

L'unità di I/O RIO600 permette il monitoraggio e il controllo del quadro di media tensione UniSec dotato di interruttori di manovra-sezionatori ed è collegato al dispositivo di comunicazione tramite Modbus TCP.

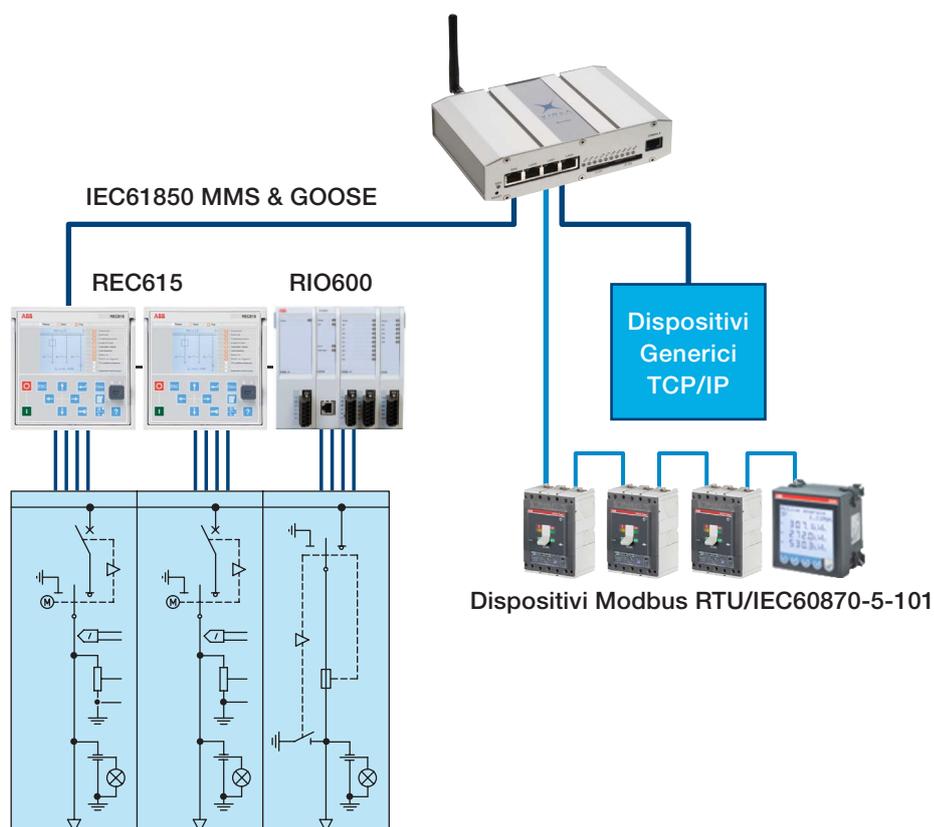


La seconda soluzione, illustrata nella figura seguente, consente la funzione di misura e già un primo livello di automazione potendo implementare logiche per l'eliminazione di guasti; l'unità fondamentale a tale scopo è il REC615 che può essere affiancato dall'unità di I/O RIO600 nel caso in cui gli ingressi e le uscite integrate nel REC615 non fossero sufficienti a controllare il quadro di media tensione UniSec, sempre dotato di interruttori di manovra-sezionatori.

I servizi GOOSE di IEC 61850 sono disponibili nel REC615 e tramite l'unità Arctic possono essere scambiati con altre cabine secondarie e con il centro di controllo.



La terza soluzione è la più completa e prevede l'utilizzo in media tensione del quadro UniSec dotato di unità interruttori. Ad ogni interruttore è associato un dispositivo REC615 ed eventualmente un'unità RIO600 in caso di raccolta di ulteriori segnali. In questo caso è possibile implementare la piena funzione di protezione. Anche in questo caso i servizi GOOSE e MMS di IEC 61850 sono disponibili nel REC615 e tramite l'unità Arctic possono essere scambiati con altre cabine secondarie implementando logiche di automazione anche complesse con i tempi e le possibilità di intervento tipiche degli interruttori.



5. I componenti della cabina “smart”

5.2 Dispositivi di comunicazione: Gateway Arctic



I dispositivi proposti sono i gateway ABB serie Arctic e M2M per la comunicazione su rete pubblica. I primi sono disponibili in tre versioni con funzionalità crescenti.

In particolare:



ARG600 Wireless Gateway

Il prodotto ARG600 fornisce soluzioni complete di comunicazione per integrare dispositivi dotati di porte seriali o Ethernet con il Sistema di controllo centrale tramite connessione GPRS, 3G o LTE.



ARP600 Wireless Protocol Gateway

Il prodotto ARP600 contiene le funzioni della versione precedente ma con l'aggiunta della connessione e conversione di più protocolli industriali. Grazie a questa funzione, possono essere collegati dispositivi dotati di protocollo IEC-101 o Modbus RTU a sistemi di controllo centralizzati tramite modem TCP/IP con IEC-104 o Modbus TCP.



ARR600 Wireless I/O Gateway

Il prodotto ARR600 contiene le funzioni della versione ARP con l'aggiunta di un Sistema integrato di ingressi /uscite. Questa funzionalità RTU consente una migliore connessione dei dispositivi di campo, di monitorare e controllare i dispositivi e le variazioni dei principali valori.

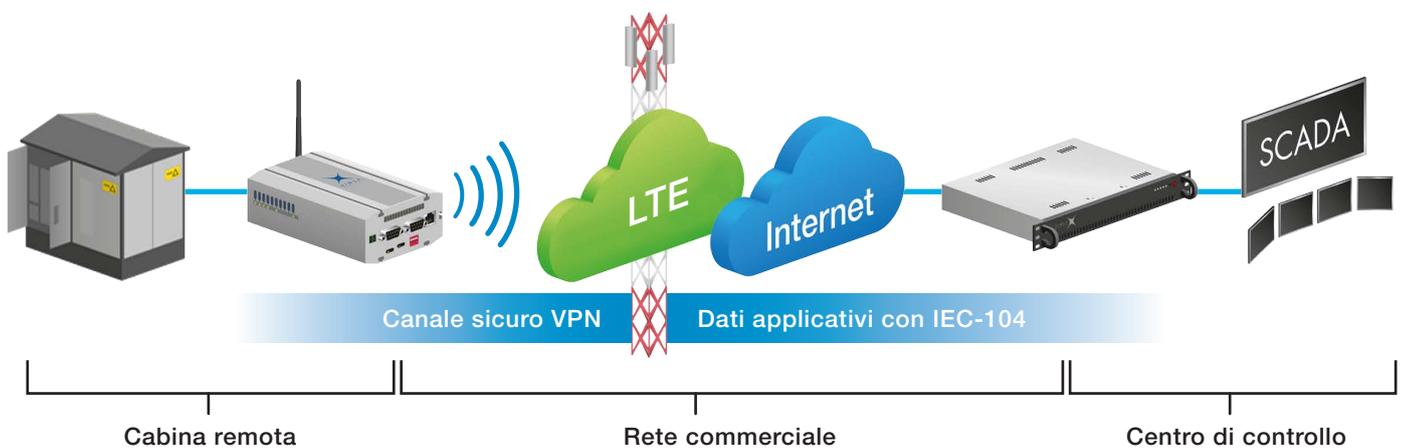
Gateway Arctic – versioni ARG600, ARP600, ARR600

Caratteristiche	ARG	ARP	ARR
Ethernet, GPRS, 3G, LTE	x	x	x
Router TCP/IP	x	x	x
Gateway Seriale (su TCP/IP)	x	x	x
DNP3 su TCP/IP	x	x	x
Conversione di protocollo IEC-101 to IEC-104	-	x	x
Conversione di protocollo da Modbus ASCII/RTU a Modbus TCP	-	x	x
Funzionalità RTU – supporto funzione integrata di I/O	-	-	x



ARM600 M2M - Gateway

Il gateway ARM600 M2M è un server industriale di elevata qualità con software preinstallato per la comunicazione sicura tra centrale di controllo e siti remoti, quali le cabine secondarie, attrezzate con i dispositivi Arctic. In questo modo è possibile estendere Ethernet su una rete wireless (LTE/3G/EDGE/GPRS) e integrare, quindi, le installazioni remote come se fossero parte della propria rete locale. Utilizzando la rete commerciale è possibile coprire qualunque distanza nella massima sicurezza in quanto M2M fornisce un canale di comunicazione sicuro a due vie (VPN and static IP addresses).



Le principali caratteristiche di M2M sono quindi:

- è un gateway industriale per l'interfacciamento con i prodotti della serie Arctic;
- permette di espandere la propria rete Ethernet su una rete wireless (LTE/3G/EDGE/GPRS);
- offre un indirizzamento su IP statico, indipendente dall'operatore telefonico della rete commerciale;
- è facile da installare e configurare;
- fornisce una comunicazione sicura tramite Firewall and VPN con bridge di livello 2 per i servizi GOOSE;
- ha preinstallata un'applicazione software per il monitoraggio remoto dei dispositivi;
- è dotato di due porte Ethernet 10/100 Base-T.

Il gateway ARM600 M2M, infine, ha preinstallata un'applicazione centralizzata di gestione della rete di comunicazione denominata Patrol per il monitoraggio a distanza dello stato di connessione dei dispositivi remoti, che fornisce un allarme in tempo reale in caso di guasto della connessione. L'applicazione è in grado di ricevere informazioni critiche da dozzine di dispositivi remoti e assicurare il rapido aggiornamento di una rete anche di grandi dimensioni. Consente inoltre una manutenzione efficiente della rete e il controllo di tutti i dispositivi collegati grazie a un Internet browser.

5. I componenti della cabina “smart”

5.3 Dispositivi di controllo



Il dispositivo proposto è ARC600 della serie Arctic per il controllo remoto wireless delle apparecchiature contenute nella cabina secondaria.

Questa soluzione consente il monitoraggio ed il controllo a costi contenuti dei dispositivi (fino a tre) di cabina secondaria come sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori o ring main unit. Questa unità fornisce, inoltre, funzioni di comunicazione, quali:

- conversione di protocollo da IEC 60870-5-101 a IEC 60870-5-104;
- una connessione 10/100Mbit/s Ethernet per applicazioni LAN;
- comunicazione a due vie basata su GPRS/3G/LTE.

Sono infine disponibili altre funzioni accessorie quali la ricarica e il monitoraggio dello stato delle batterie.

Altre funzioni previste e integrate sono:

- misura del tempo di manovra e dell'energia richiesta dai sezionatori o interruttori di manovra-sezionatori e loro comando locale o remoto;
- tutti gli ingressi e le uscite necessarie per la gestione delle manovre, nonché per il controllo del trasformatore e degli interruttori di BT;
- facile configurazione, in locale o in remoto.

Un'ulteriore possibilità è offerta dai dispositivi di controllo della famiglia RTU 500. La famiglia è strutturata in quattro linee di prodotti: RTU511, RTU520, RTU540 e RTU560 di capacità crescente. Le prime tre sono particolarmente adatte per l'utilizzo nelle cabine secondarie di distribuzione.

Le linee di prodotto sono costituite da un'unità RTU base più tutti i moduli aggiuntivi con ampia disponibilità di ingressi e uscite analogiche e digitali che contribuiscono a configurare il prodotto finale in funzione dei requisiti del cliente.

In particolare:

- l'RTU560 è fornita in rack con piattaforma modulare e, se richiesto, ridondabile. L'area tipica di applicazione è nella trasmissione in AT e nelle cabine primarie data la facilità e le potenzialità di estensione;
- l'RTU540 si presenta in un contenitore metallico montabile su guida DIN ed è particolarmente compatto, quindi, adatto per quelle applicazioni dove lo spazio è limitato, ovvero ancora nelle cabine primarie ma anche nelle cabine secondarie;
- l'RTU520 è particolarmente semplice da configurare e trova applicazione nell'automazione delle utenze e di processo e nelle cabine secondarie;
- l'RTU511 è fornita su un contenitore modulare montabile su guida DIN, è molto compatta ed economica e viene utilizzata in talune semplici applicazioni nelle cabine secondarie, principalmente per l'automazione delle partenze.



5.4 Dispositivo di controllo e protezione: REC615

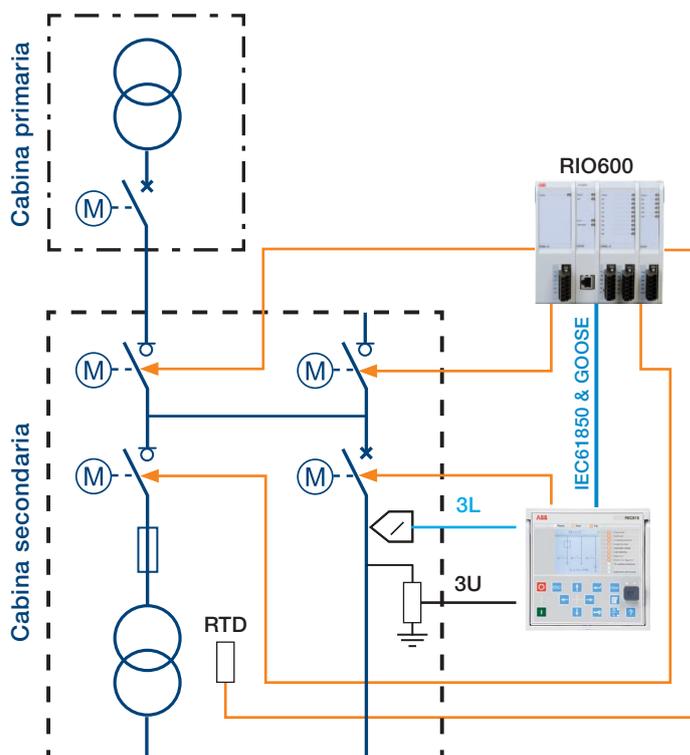


Il REC615 è un'unità di protezione, controllo, misura e supervisione molto flessibile, progettata espressamente per l'applicazione delle cabine secondarie.



Il dispositivo è progettato per il controllo remoto; sono quindi disponibili i protocolli IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, Modbus®, DNP3. Fornisce, infine, in modo nativo lo standard IEC 61850 e supporta i messaggi GOOSE. Una seconda porta di comunicazione consente, inoltre, di realizzare una rete ridondante.

Dal punto di vista delle funzioni di protezione, il dispositivo può essere configurato in relazione ai requisiti del cliente. La selezione delle funzioni di protezione dipende dall'applicazione, dal fatto che la rete sia a neutro compensato o meno, dalla eventuale gestione della rete in anello chiuso e dalla presenza di generazione distribuita. Nella versione standard, REC615 prevede la funzione di massima corrente non direzionale, la protezione di massima corrente di sequenza inversa, la protezione ad immagine termica per la protezione di partenze, cavi e trasformatori di distribuzione, protezioni di tensione e frequenza. In opzione, il dispositivo include metodi avanzati per rilevare i guasti a terra in diverse tipologie di reti di distribuzione; un opportuno algoritmo può rilevare guasti intermittenti o transitori al fine di localizzare possibili futuri problemi nella rete. In una delle configurazioni standard è inoltre compresa la funzione synchrochek, particolarmente utile in caso di connessione di utenti attivi. Dal punto di vista del controllo, l'unità è in grado di controllare fino a 5 sezionatori e 1 interruttore, ma è comunque estendibile tramite le unità RIO600. Gli oggetti sono controllabili tramite l'interfaccia grafica frontale, con sinottico dedicato, o da remoto.



Nel caso illustrato nella figura precedente, la combinazione degli interruttori di manovra-sezionatori motorizzati e della misura di correnti e tensioni tramite sensori sull'unità interruttore, consente la protezione selettiva delle partenze grazie alla protezione direzionale di guasto a terra e di massima corrente e alla funzione di autorichiusura.

In aggiunta, il dispositivo offre l'interfaccia grafica locale, la misura della potenza in tutti e quattro i quadranti e il controllo della qualità della fornitura di energia elettrica.

Nella versione dedicata ai sensori, il REC615 può ricevere tre sensori di tensione resistivi o capacitivi, tre sensori di corrente e il segnale da un TA toroidale per la misura della corrente residua.

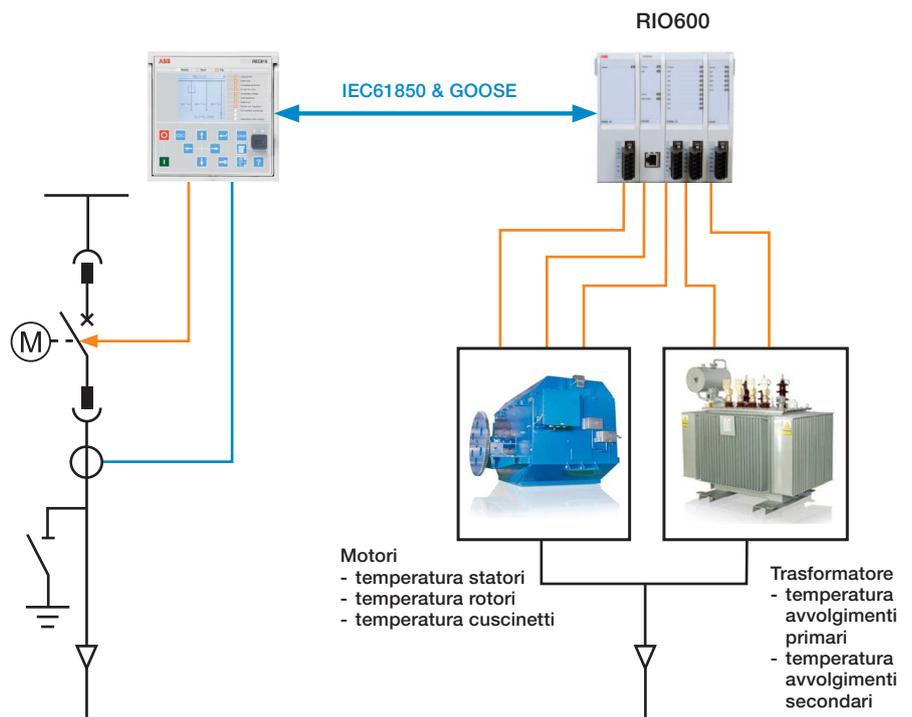
5. I componenti della cabina “smart”

5.5 Unità ingressi/uscite remote e FPI: RIO600

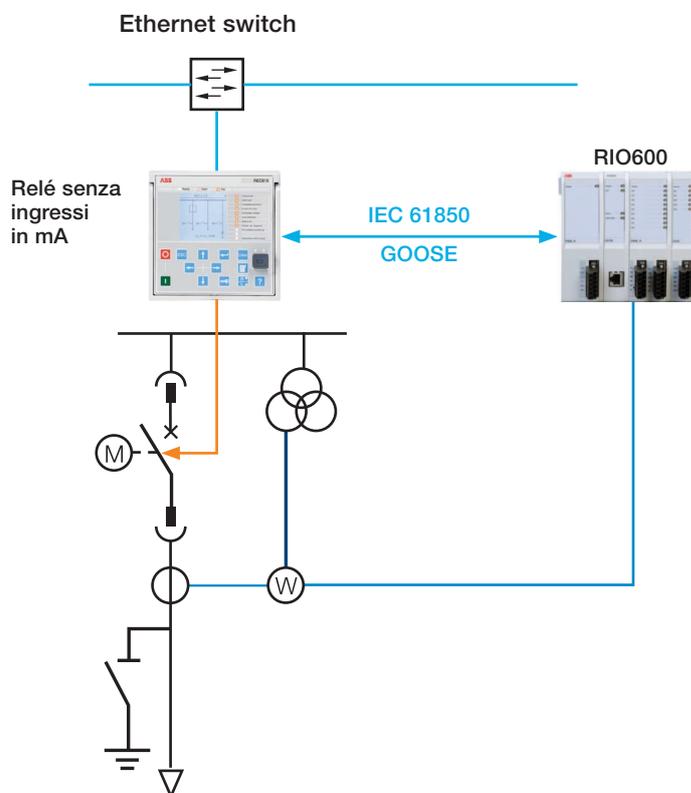


Le unità RIO600 sono delle unità modulari di ingresso/uscita, analogiche e digitali, che consentono di espandere la capacità di controllo del REC 615. RIO600 consente comunque di connettere i sensori combinati di corrente/tensione e di ricevere misure analogiche al fine di migliorare il monitoraggio e il controllo di tutte le apparecchiature della cabina secondaria.

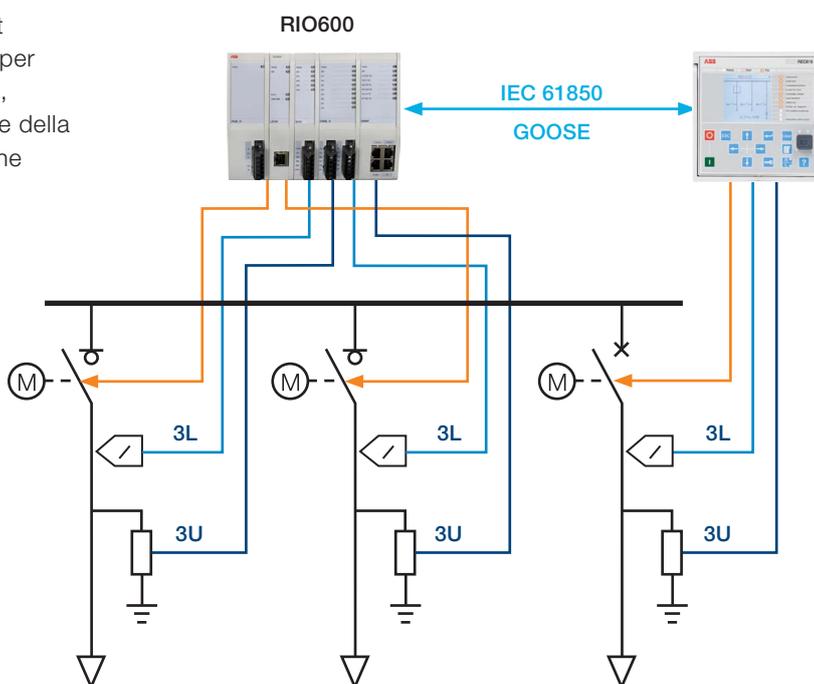
Tramite un collegamento Ethernet, RIO600 consente di posizionare moduli aggiuntivi all'interno della cabina raccogliendo le informazioni e trasmettendole in modo efficace, ad esempio, al REC615 utilizzando la comunicazione IEC 61850 GOOSE.



I moduli possono essere utilizzati sia per le applicazioni afferenti ai dispositivi (sezionatori, interruttori, ecc.) del quadro di media e bassa tensione sia, tramite gli ingressi analogici, per diverse applicazioni di monitoraggio quali il controllo della temperatura di alcuni componenti, il controllo del commutatore sotto carico del trasformatore e infine, tramite le uscite analogiche, interfacciarsi con qualunque dispositivo dotato di ingressi di questo tipo. RIO600 comprende un modulo di misura in grado di interfacciarsi direttamente con i sensori di misura ABB ed inviare tali valori usando messaggi GOOSE ai dispositivi di protezione e controllo. Il modulo è in grado di effettuare anche il monitoraggio dei flussi di potenza e della qualità della fornitura. La precisione tipica per le misure di tensione, corrente e potenza attiva è di almeno lo 0,5% e per le altre misure di potenza almeno dell'1%.



Inoltre, RIO600 può effettuare la funzione di FPI (Fault Passage Indicator). Questo modulo, studiato proprio per applicazioni di automazione della rete di distribuzione, basandosi sulle misure effettuate può dare indicazione della direzione del guasto ed inviarla al sistema di protezione superiore.



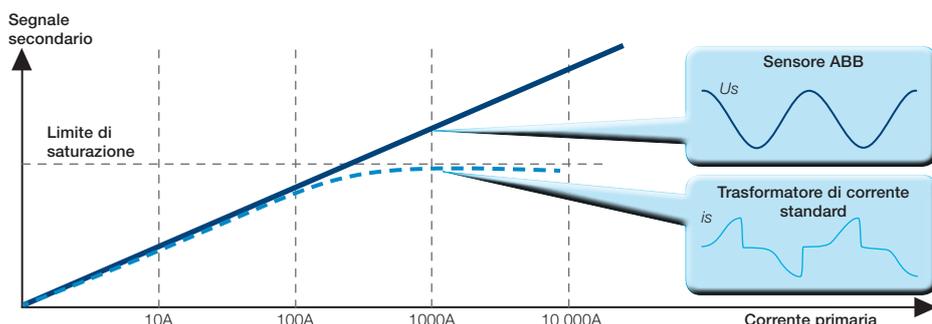
5. I componenti della cabina “smart”

5.6 Sensori combinati di corrente e tensione



I trasformatori di misura elettronici, detti anche sensori, sono un'alternativa alle misure della tensione e della corrente effettuata con i tradizionali trasformatori di tipo induttivo. I sensori di corrente, infatti, sono realizzati senza nucleo ferromagnetico e ciò comporta numerosi vantaggi per l'utente e per l'applicazione. Il principale beneficio è che il sensore supera il problema della non linearità della risposta dovuta al ciclo di isteresi del nucleo con il risultato di fornire una elevata accuratezza e linearità della risposta in tutto il campo di funzionamento. Ciò consente, quindi, di combinare le classi di misura e protezione. I moderni relè elettronici (tipo il REC 615) sono stati progettati per l'utilizzo di tali sensori e dato che realizzano sia le funzioni di misura che di protezione, si sposano perfettamente con i moderni sensori combinati.

In termini di precisione, quanto detto per i sensori di corrente vale anche per sensori combinati. Infatti, viene raggiunta la classe di precisione 0.5 per la misura di corrente nel campo tra il 5% della corrente nominale al primario fino alla corrente termica continuativa nominale. Nel caso della misura per protezione il sensore mantiene la classe 5P fino alla corrente di breve durata I_{th} (quindi con una classe di precisione 5P630).



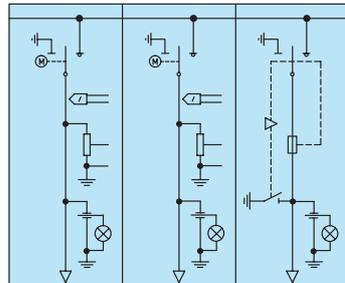
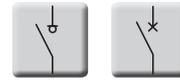
Con i sensori di corrente viene raggiunta la classe 0.5 nel campo di misura tra il 5% della corrente nominale al primario fino alla corrente termica continuativa nominale. Ad esempio, nel caso della misura per protezione il sensore mantiene la classe 5P fino a 8000 A (quindi con una classe di precisione 5P100).

Questi sensori sono molto compatti; il cono esterno è in accordo alla Norma EN 50181, Interface C (serie 400-630 A, dadi M16) ed è quindi connettabile con tutte le prese cavi compatibili.

A maggior ragione, i sensori combinati sono molto compatti, tenendo conto che combinano le funzioni di un TA e un TV tradizionale, risultando una soluzione estremamente ridotta nelle dimensioni e nel peso della somma dei due. Ad esempio, il peso di un sensore combinato per 24 kV è di circa 15 kg. Ciò consente una facile installazione nei quadri di MT sia dal punto di vista della collocazione fisica che per la movimentazione.



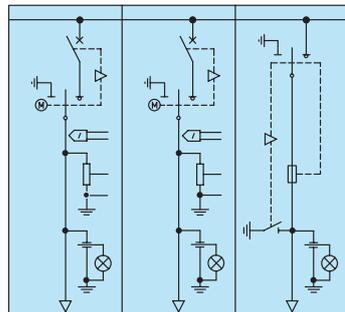
5.7 Quadro elettrico di media tensione: UniSec e Safering



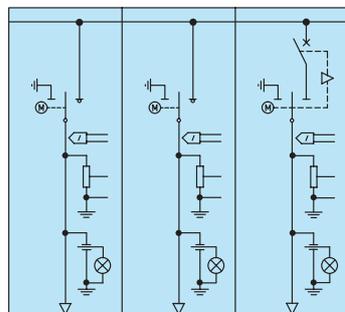
Il quadro di media tensione UniSec nella versione per smart grid è equipaggiato con vari dispositivi per l'automazione della cabina elettrica che vanno dal Fault Passage Indicator fino ai dispositivi integrati di protezione e controllo.

Il quadro UniSec è dotato di un'ampia gamma di unità tipiche in modo da poter personalizzare la soluzione in base ai requisiti della rete.

Sono stati tuttavia selezionate due soluzioni tipiche per l'applicazione nelle cabine secondarie di distribuzione. La prima è costituita da due unità con interruttore di manovra-sezionatore motorizzati (SDC) più una corredata anche di fusibili di protezione (SFC). La soluzione consente il monitoraggio, il controllo e la misura.



La seconda soluzione è costituita da due unità interruttore (HBC) più un'unità con interruttore di manovra-sezionatore e fusibili (SFC). Questa soluzione consente il rapido ripristino della funzionalità della rete grazie al controllo remoto degli interruttori quindi un aumento dell'efficienza della rete. È inoltre previsto l'utilizzo dell'unità integrata di protezione e controllo REC615 e quindi di funzioni come la gestione del flusso di energia e il monitoraggio della misura per la stabilità di tensione.



Un'ulteriore possibilità è data dall'utilizzo dei quadri isolati in SF6 tipo SafeRing e SafePlus. Questi quadri, disponibili in diverse configurazioni, sono disponibili per applicazioni fino a 24 kV. Le unità sono composte da contenitori in acciaio inossidabile contenenti i dispositivi di manovra e protezione come interruttori di manovra-sezionatori o interruttori e possono essere equipaggiate con protezioni avanzate e sensori in ottica smart grid.

5. I componenti della cabina “smart”

5.8 Trasformatore di distribuzione MT/BT: Smart-R-Trafo



Le potenze disponibili vanno da 250 kVA a 800 kVA per tensioni fino a 24 kV.

I contatti del commutatore non richiedono manutenzione essendo garantite 700.000 commutazioni e la soluzione, essendo molto compatta, non richiede modifiche al progetto della cabina elettrica.

Il trasformatore può essere collegato al sistema di controllo centralizzato tramite Ethernet o linea seriale con protocolli IEC 60870-5-1 e 61850.

Il trasformatore MT/BT è uno dei componenti principali della cabina elettrica avendo il compito di alimentare gli utenti di bassa tensione. È quindi di grande importanza non solo la sua affidabilità, ma anche la possibilità, in ottica smart grid, di mantenere la tensione all'interno della banda contrattualmente definita, compito che sta diventando sempre più complesso all'aumentare della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

La soluzione proposta è lo Smart-R-Trafo dotato di regolatore sotto carico configurabile per 5, 7 e 9 posizioni (ad esempio con 5 posizioni si ottiene $\pm 4 \times 2.5\%$ e quindi un'ampiezza di regolazione del 10%). Con il massimo di 9 posizioni e passi di regolazione del 3% si possono ottenere ampiezze di regolazione fino al 24%.

5.9 Componenti di bassa tensione: Emax e Tmax



In bassa tensione, oggi, la tecnologia mette a disposizione dispositivi che integrano all'interno delle singole unità funzioni di protezione 'intelligenti' in passato proprie di dispositivi esterni indipendenti quali la supervisione, il controllo, la misura, la comunicazione.

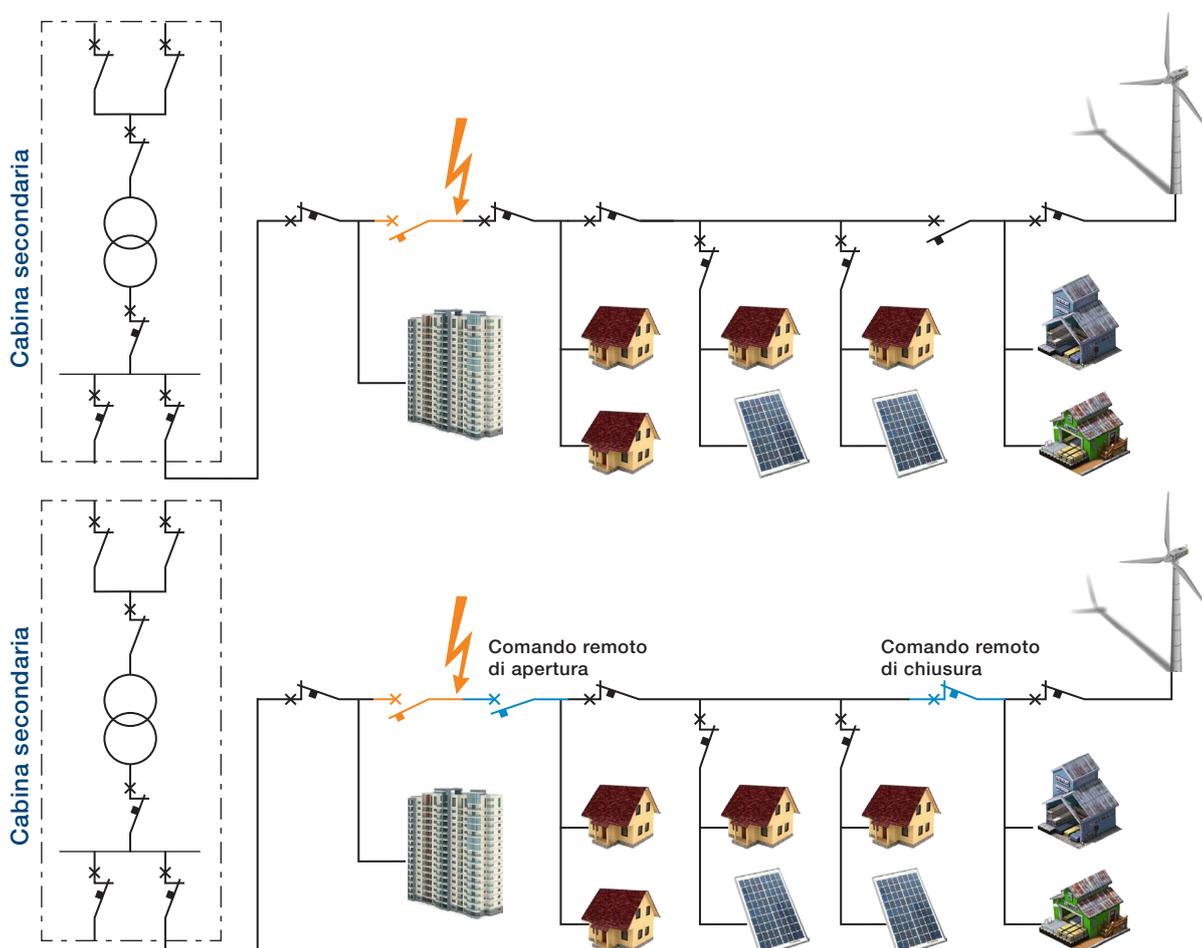
Un esempio di tale integrazione è negli interruttori aperti Emax 2 e negli interruttori in scatola isolante Tmax XT.

Grazie a questi dispositivi, alcuni dei concetti di smart grid possono essere applicati anche alla rete di bassa tensione con indubbi benefici in termini di affidabilità della fornitura di energia elettrica.

Un primo esempio è la disponibilità di misure di tensione e corrente, che insieme all'interfaccia di comunicazione permette di utilizzare gli interruttori, oltre che come apparecchi di protezione, come sensori connessi ad un sistema di supervisione. In caso di intervento della protezione, il sistema di supervisione riceve anche i relativi dati: in particolare può identificare la causa dell'intervento (corto circuito, sovraccarico, guasto a terra) in modo che l'operatore possa intraprendere le azioni necessarie.

È inoltre possibile applicare la **funzione di ricerca guasti** analogamente a quanto previsto in media tensione.

A tal proposito, si veda l'esempio riportato nelle figure seguenti relativo ad una futura rete di bassa tensione con generazione distribuita.



5. I componenti della cabina “smart”

In caso di guasto il servizio può essere ristabilito in tempi brevi in quanto l'interruttore interviene in modo selettivo rilevando ed eliminando il guasto. L'informazione viene divulgata tramite il sistema di comunicazione e, da remoto, l'operatore può riconfigurare la rete di BT rialimentando le utenze da un'altra fonte di alimentazione.

Negli interruttori aperti sono inoltre disponibili funzioni di protezione avanzate, come quella direzionale e la protezione contro il corto circuito con selettività logica: ciò permette il coordinamento tra interruttori, con conseguente riduzione della parte di rete soggetta a mancanza di tensione.

Sono disponibili ulteriori funzioni che riguardano il controllo locale per la gestione dei carichi, di seguito indicate:

- il distacco e la riconnessione dei carichi: l'interruttore Emax 2 svolge la funzione di controllore locale predittivo per mantenere la potenza entro limiti stabiliti. La funzione si basa sul calcolo della potenza media in intervalli regolabili (es. 15') e sincronizzabili con segnale di riferimento. Il distacco e riattacco dei carichi in sequenza (ordine di priorità) avviene sulla base della potenza/energia totale misurata e sulla stima dell'energia consumata a fine periodo;
- la connessione e la disconnessione di generatori locali: Emax 2 limita la potenza scambiata con la rete. Con generazione locale (es. Photo Voltaic), la potenza scambiata è la differenza tra consumo e produzione locale: se la potenza prodotta da PV scende, la differenza cresce e si attua il distacco dei carichi; viceversa se la potenza prodotta da PV cresce, la differenza si riduce e quindi si attua il riattacco dei carichi;
- la gestione sistemi di accumulo: quando la potenza consumata è alta, viene collegato il sistema di accumulo (o un generatore locale), viceversa quando la potenza scende, il sistema di accumulo viene disconnesso o messo in stand-by e parte la fase di ricarica del sistema stesso. È possibile definire una scala di priorità mista generatori/carichi;
- demand side management coordinata con fonti rinnovabili: il carico totale a valle di Emax 2 Power Controller è mantenuto entro i limiti programmati; i limiti sono memorizzati all'interno dell'interruttore e possono essere regolati a distanza attraverso un sistema di comunicazione. Il gestore della rete può quindi controllare il consumo medio di ciascun gruppo di carichi senza necessità di controllare ciascun carico individualmente.

Tutti i sensori per la misura e il processore di calcolo sono integrati nell'interruttore tipo Emax 2, mentre l'attuazione dei comandi avviene tramite altri interruttori o contattori o contatti generici di comando.

Le caratteristiche principali degli interruttori descritti sono:



Interruttori aperti Emax 2

Corrente nominale: 400 – 6300 A

Potere di interruzione: ≤ 200 kA

Tensione nominale alternata: ≤ 1000 V

Unità di protezione: Ekip-Hi-Touch

Grandezze monitorate: I, U, P, Q, E

Misure PQ: valori medi orari, contenuto armonico e THD, statistica disturbi tensione (fenomeni transitori di buchi di tensione, sovratensioni, variazioni di tensione, ...), dispositivo per la memorizzazione degli eventi, ...

Protocolli comunicazione:

- seriale (Profibus, Modbus RTU, ... su RS485)
- Ethernet (Modbus TCP, IEC 61850, ...)



Tmax XT2 – XT4

Corrente nominale : 100 – 250 A

Unità di protezione : Ekip-e

Grandezze monitorate: I, U, P, Q, E

Protocolli comunicazione: seriale (Modbus RTU su RS485)

Sensori ed elettronica all'interno dell'interruttore.

5.10. Strumenti di misura di bassa tensione



Gli strumenti di misura per installazione all'interno dei quadri industriali di distribuzione secondaria in bassa tensione rappresentano un ideale completamento delle apparecchiature di ABB con cui configurare il quadro come sistema integrato di funzioni.

L'offerta degli strumenti ABB comprende:

- multimetri della serie DMTME sia in versione modulare che fronte quadro;
- analizzatori di rete M2M e ANR per il controllo della qualità della rete;
- contatori di energia certificati MID per il monitoraggio dei consumi di energia di singoli carichi e dell'impianto;
- centraline TMD per il controllo della temperatura degli avvolgimenti dei trasformatori di potenza.

Gli strumenti della serie DMTME sono multimetri digitali che consentono la misura (in valore efficace) delle principali grandezze elettriche in reti trifase a 230/400 V c.a.

I multimetri della serie DMTME consentono, con un unico strumento, di svolgere la funzione di voltmetri, amperometri, cosfimetri, wattmetri, varmetri, frequenzimetri, contatori di energia attiva e reattiva e conta ore.

Dalla porta seriale RS485 è possibile collegare in rete più multimetri e altri strumenti digitali mediante protocollo Modbus RTU.



L'analizzatore di rete M2M consente la misura in vero valore efficace TRMS delle principali grandezze elettriche in reti trifase e monofase, in media e bassa tensione.

Le principali caratteristiche di prodotto sono:

- display multilingua;
- monitoraggio da remoto dei parametri elettrici grazie ai protocolli Modbus RTU, Ethernet TCP/IP, Profibus DP;
- dimensioni d'ingombro compatte;
- lettura bidirezionale delle energie, per contabilizzare l'energia sia consumata sia generata;
- valorizzazione dei consumi energetici in Kg di CO₂ e in Euro;
- contabilizzazione della massima domanda per il controllo della potenza assorbita;
- misura del tasso di distorsione armonica, THD, in valore assoluto e percentuale per tensioni e correnti;
- funzione di autodiagnostica;
- uscite digitali programmabili per impostazione di soglie allarme oppure impulsi.



5. I componenti della cabina “smart”

Laddove sono richieste funzionalità di analisi ancor più avanzate gli analizzatori di rete ANR consentono di misurare e registrare parametri di rete, informazioni e allarmi instradando i dati verso sistemi di supervisione e monitoraggio remoto.

Le principali caratteristiche sono:

- misura, registrazione e analisi di oltre 60 parametri elettrici;
- misura delle tensioni e delle correnti in vero valore efficace con precisione in classe 0,5;
- possibilità di remotizzare i dati di misura secondo diverse modalità: uscite analogiche programmabili, uscite digitali per comandi, impulsi e allarmi, acquisizione stati e/o parametri non elettrici;
- protocolli di comunicazione quali: Modbus RTU, Profibus DP, Ethernet Modbus TCP/IP.



Centraline di misura della temperatura TMD-T4/96

Si utilizzano per il controllo dei livelli di temperatura e delle funzioni di ventilazione di macchine elettriche, trasformatori, motori, ecc. Il controllo preventivo della temperatura permette di evitare disservizi e prevenire sovraccarichi. La rilevazione avviene con sonde di tipo PT100 ed RTD. Per ogni canale di misura sono impostabili due livelli di allarme (allarme-scatto) che commutano altrettanti relè di uscita per la segnalazione a distanza nel caso in cui venga raggiunto un livello critico di temperatura.

In aggiunta, le centraline consentono la memorizzazione dei valori massimi, la memorizzazione di ogni intervento e il controllo della ventilazione all'interno del quadro. I valori di temperatura e gli stati degli allarmi possono essere remotizzati tramite uscita seriale RS485 con protocollo Modbus RTU.



La vasta gamma dei contatori elettronici ABB di tipo modulare per la misura dell'energia è riassunta nella tabella sottostante. I contatori per energia possono utilmente essere impiegati sia negli ambienti civile/terziario sia in ambito industriale. Certificati secondo la direttiva europea MID, i contatori ABB possono essere installati in contesti in cui è richiesto un conteggio di energia per usi fiscali. Un tipico esempio del primo caso si ha all'interno di centri commerciali dove è possibile una misura del consumo di energia locale, la creazione di uno storico dei consumi, la gestione da remoto dell'edificio e l'integrazione in un sistema di supervisione con protocollo Modbus RTU.

Contatori d'energia monofase		Contatori d'energia trifase	
ODINSingle	DELTAsingle	ODIN	DELTAplus
			
Misura diretta fino a 65 A	Misura diretta fino a 80 A	Misura diretta fino a 65 A indiretta tramite TA (5/5-900/5 A/A)	Misura diretta fino a 80 A indiretta tramite TA (1-999 A)

6. Conclusioni

Riassumendo quanto visto nei capitoli precedenti in termini di configurazioni e prodotti, possiamo considerare le tre seguenti soluzioni:

Soluzione	Apparecchiature	Funzioni	Benefici per il cliente
Monitoraggio Controllo	<ul style="list-style-type: none"> - Interruttori di manovra-sezionatori motorizzati - Segnalatori di guasto 	<ul style="list-style-type: none"> - Indicazione in remoto dello stato delle apparecchiature - Segnalazione del guasto - Monitoraggio delle condizioni nella sottostazione - Controllo in remoto delle apparecchiature 	<ul style="list-style-type: none"> - Diagnostica e supervisione - Isolamento del tronco guasto e riconfigurazione della rete - Configurazione remota della rete
Monitoraggio Controllo Misura	<ul style="list-style-type: none"> - Interruttori di manovra-sezionatori motorizzati - Sensori di corrente e tensione con alta classe di precisione - Dispositivo di gestione delle misure 	<ul style="list-style-type: none"> - Misure accurate in media tensione 	<ul style="list-style-type: none"> - Misura e Gestione del flusso di energia - Monitoraggio della misura per la stabilità di tensione in presenza anche di generazione distribuita
Monitoraggio Controllo Misura Protezione	<ul style="list-style-type: none"> - Interruttore - Sensori di corrente e tensione con alta classe di precisione - Relè di protezione 	<ul style="list-style-type: none"> - Selettività logica delle protezioni 	<ul style="list-style-type: none"> - Minor numero di interruzioni in caso di guasto - Integrazione delle rinnovabili

ABB in partnership con il cliente può sviluppare ulteriori soluzioni di cabine secondarie. Nello Smart Lab ABB di Dalmine è possibile toccare con mano esempi di componenti e di strutture del sistema e discutere con tecnici qualificati al fine di soddisfare anche i requisiti più complessi.



Contatti

ABB S.p.A.
ABB SACE Division
Medium Voltage Products
Via Friuli, 4
I-24044 Dalmine
Tel.: +39 035 6952 111
Fax: +39 035 6952 874
e-mail: info.mv@it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

© Copyright 2017 ABB. All rights reserved.