



**MISSION INNOVATION
ITALY**

POA SMART GRID

**PROGETTO MISSION - Microreti e sistemi smart, multivettore ed integrati
per accelerare la transizione energetica**



Progettazione di un sistema di misura e protezione del dimostratore MT/BT e integrazione della rete ibrida c.a./c.c.

L. Barbieri, D. Cavaliere, G. D'Avanzo, C. Gandolfi, R. Lazzari,
R. Malgesini, D. Palladini, M. Zanoni



Progettazione di un sistema di misura e protezione del dimostratore MT/BT e integrazione della rete ibrida c.a./c.c.

L. Barbieri, D. Cavaliere, G. D'Avanzo, C. Gandolfi, R. Lazzari, R. Malgesini, D. Palladini, M. Zanoni

Maggio 2022

Ministero della Transizione Ecologica - ENEA
Mission Innovation 2021-2024 - I annualità

Progetto: MISSION

Work package: WP1 – Analisi preliminare e progettazione infrastrutture e sistemi di controllo delle microreti

Linea di attività: LA1.4 – Analisi, progettazione e fornitura per lo sviluppo della rete ibrida c.a./c.c. di distribuzione MT/BT

Responsabile del Progetto: Maria Valenti

Responsabile della LA: Chiara Gandolfi

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	6
2 RETE MT/BT IBRIDA C.A./C.C. DELLA DER-TF DI RSE.....	7
3 ANALISI DI FATTIBILITÀ DELL'IMPLEMENTAZIONE DELLA LOGICA PER IL RICONOSCIMENTO E L'INDIVIDUAZIONE DEL TRONCO GUASTO.....	11
3.1 SEQUENZA DELLE FASI DI PROVA.....	12
3.1.1 Fase 0a: Rete in configurazione standard.....	12
3.1.2 Fase 0b: Predisposizione del Generatore di Buchi.....	14
3.1.3 Fase 1a: Avviamento Inverter Terzo Terminale.....	15
3.1.4 Fase 1b: Predisposizione delle Protezioni per la prova di selettività.....	15
3.1.5 Fase 1c: Esecuzione del Guasto.....	17
3.1.6 Fase 2a: Inverter Grid Forming (funzionamento in isola).....	18
3.1.7 Fase 2b: Esclusione del Generatore di Buchi e ripristino dell'alimentazione da rete prevalente MT.....	19
3.1.8 Fase 3: Ri-sincronizzazione rete MT con quella in isola.....	20
3.2 MODELLI IMPLEMENTATI IN AMBIENTE ATPDRAW.....	21
3.2.1 Modello della rete MT.....	21
3.2.2 Modello Trasformatori di Protezione.....	22
3.2.3 Protezioni Massima Corrente Direzionale (67) e Direzionale di Terra (67N).....	24
3.2.4 Modello dell'Interruttore.....	25
3.3 RISULTATI DI SIMULAZIONE.....	25
3.4 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	29
4 PROGETTAZIONE DEL SISTEMA DI SUPERVISIONE SCADA DELL'IMPIANTO MT/BT RELATIVO AL LABORATORIO POTENZIATO NELLA TEST FACILITY DI RSE.....	30
4.1 COMPOSIZIONE IMPIANTO.....	30
4.2 PREDISPOSIZIONE COLLEGAMENTI.....	31
4.3 FORNITURE HARDWARE E SOFTWARE.....	32
4.3.1 Fornitura hardware.....	32
4.3.2 Fornitura software.....	34
4.4 DESCRIZIONE DEL PACCHETTO ABB ZEE600.....	34
4.4.1 Funzionalità.....	35
5 SVILUPPO MICRORETE IN CORRENTE CONTINUA A TRE CONDUTTORI.....	41
5.1 CONFIGURAZIONE ATTUALE DELLA RETE IN CORRENTE CONTINUA.....	41
5.1.1 Caratteristiche dei carichi, generatori e accumuli della rete c.c.....	42
5.1.2 Caratteristiche dei convertitori della rete c.c.....	44
5.1.3 Quadri elettrici della rete c.c.....	47
5.1.4 Note conclusive sulla rete c.c. attuale.....	48
5.2 ANALISI DELLE MODIFICHE NECESSARIE PER IL POTENZIAMENTO DELLA RETE C.C. A TRE CONDUTTORI.....	49
5.2.1 Modifiche ai convertitori.....	49
5.2.2 Modifiche ai quadri elettrici.....	51
5.2.3 Sistemi di bilanciamento delle fasi.....	52
5.2.4 Modalità di messa a terra.....	52
5.2.1 Note conclusive sulle modifiche da apportare alla rete c.c. per lo sviluppo del terzo conduttore.....	54

6	PROGETTAZIONE ARCHITETTURA DI MISURA E DIAGNOSTICA GIUNTI	55
6.1	SISTEMI DI MISURA INNOVATIVI: TRASDUTTORI, SAMU E PMU	55
6.1.1	<i>Sistemi di misura scelti</i>	56
6.2	SISTEMI DI DIAGNOSTICA INNOVATIVI PER I GIUNTI: NABLA	63
6.2.1	<i>Progettazione preliminare del sistema di diagnostica e ipotesi di installazione</i>	63
7	CONCLUSIONI.....	68
8	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	70
9	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	73

SOMMARIO

Nel rapporto sono riportate le attività di progettazione svolte per potenziare l'impianto *Distributed Energy Resources Test Facility* (DER-TF) di RSE attraverso un dimostratore di rete di distribuzione MT/BT ibrida con una microrete in corrente continua (c.c.) a tre conduttori ed integrata con la rete in corrente alternata (c.a.).

Utilizzando la *Distributed Energy Resource Test Facility* (DER-TF) di Generazione Distribuita di RSE, comprensiva di una porzione di rete BT in corrente continua (c.c.), l'obiettivo del progetto è quello di sviluppare un apposito test bed per:

- la sperimentazione di una logica innovativa per il riconoscimento, l'individuazione e la controalimentazione del tronco guasto per reti di distribuzione MT;
- la sperimentazione di reti di distribuzione ibride c.a./c.c. con la microrete c.c. potenziata a tre conduttori;
- l'applicazione di infrastrutture avanzate per la misura delle grandezze di rete e per la diagnostica dei giunti dei cavi.

In particolare, nel presente rapporto, sono richiamate le caratteristiche del demo di RSE da cui partono le attività del presente progetto e sono dettagliate le attività legate alla progettazione nei diversi ambiti: progettazione del potenziamento rete MT, architettura del sistema di protezione, con esposizione delle simulazioni digitali a supporto della progettazione, integrazione del sistema di comunicazione, sviluppo del terzo conduttore per la microrete c.c. di RSE e informazioni su sistemi di misura (di grandezze di rete) e diagnostici (per i giunti di cavi MT) innovativi implementati.

1 INTRODUZIONE

Il presente Rapporto è parte integrante della documentazione delle attività di progetto MISSION Smart Grid afferente al WP1 “Analisi preliminare e progettazione infrastrutture e sistemi di controllo delle microreti” LA1.04 “Analisi, progettazione e fornitura per lo sviluppo della Rete ibrida AC/DC di distribuzione MT/BT”.

Utilizzando la *Distributed Energy Resource Test Facility* (DER-TF) di Generazione Distribuita di RSE, comprensiva di una porzione di rete BT in corrente continua (c.c.), l’obiettivo del progetto è quello di sviluppare un apposito *test bed* per:

- la sperimentazione di una logica innovativa per il riconoscimento e l’individuazione del tronco guasto in reti di distribuzione MT;
- validare il comportamento di una rete ibrida c.a./c.c. con una microrete in c.c. a 3 conduttori;
- l’applicazione di infrastrutture avanzate per la misura delle grandezze di rete.

In merito al primo punto, si è condotta l’analisi di fattibilità dell’implementazione della logica per il riconoscimento e l’individuazione del tronco guasto nella rete demo MT/BT disponibile presso RSE. Per verificarne il comportamento in caso di guasto della rete MT si è valutato come emulare i guasti in rete e sono state definite le caratteristiche di un sistema di protezione innovativo interfacciato all’infrastruttura di comunicazione.

Per la porzione di rete in Bassa Tensione in Corrente Continua (BTCC) di RSE sono state valutate le modifiche necessarie per la realizzazione di una rete a tre conduttori. Tale valutazione è stata effettuata considerando le predisposizioni necessarie per prove sia a regime che in condizioni di guasto con differenti configurazioni della messa a terra della rete.

In merito all’applicazione d’infrastrutture di misura avanzate, si è progettata un’architettura adatta ad accogliere sistemi di misura per le reti MT basata su:

- possibili abbinamenti di trasformatori induttivi e *low power* con apparecchiature di misura innovative;
- l’integrazione nel sistema di soluzioni basate su SAMU (*Stand Alone Merging Unit*) e PMU (*Phasor Measurement Unit*).

In particolare, nel presente rapporto, dopo un richiamo al *demo* di RSE da cui partono le attività del presente progetto (Capitolo 2), sono riportate le attività legate alla progettazione nei diversi ambiti sopra presentati:

- progettazione del potenziamento rete MT, architettura del sistema di protezione e definizione della prova sperimentale che coinvolge la porzione MT della *Test Facility* di RSE, per validare la logica di selettività proposta per il riconoscimento e l’individuazione del tronco guasto in reti di distribuzione MT (Capitolo 3);
- caratteristiche del *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) implementato (Capitolo 4);
- sviluppo del terzo conduttore per la microrete BTCC di RSE (Capitolo 5)
- valutazioni sui sistemi di misura e di diagnostica innovativa per i giunti di cavi MT (Capitolo 6).

2 RETE MT/BT IBRIDA C.A./C.C. DELLA DER-TF DI RSE

Nell'ambito della RdS 19-21 è stato realizzato all'interno del laboratorio *Distributed Energy Resources Test Facility* (DER-TF) di RSE [1], [2], [3], [4], un dimostratore di rete di distribuzione in Media e Bassa Tensione (MT/BT) ibrida in corrente continua (c.c.) e in corrente alternata (c.a.).

Il sistema realizzato è illustrato nello schema di Figura 2.1 [5]. Nella fase di progettazione sono stati previsti i seguenti interventi:

- la predisposizione per l'inserimento di un impianto per la simulazione di guasti sulla rete costituito da impedenze dimensionate ad hoc ed interposto tra la cabina 1 e la cabina 2, completo di celle allestite con dispositivi di protezione, sezionamento e *by-pass*;
- l'aggiunta di una cella di protezione a predisposizione dell'ampliamento dalla cabina 2;
- l'inclusione di trasformatori voltmetrici ed amperometrici di misura per l'analisi della qualità dell'energia ed il riporto delle informazioni al sistema SCADA;
- l'installazione, sulla linea MT di collegamento tra la cabina 1 e la cabina 2, di una terna di giunzioni sperimentali;
- l'adeguamento delle apparecchiature di recupero (trasformatori MT/BT) con l'inserimento delle protezioni termometriche;
- la predisposizione di quadri di attestazione in BT per le rispettive cabine aggiunte, equipaggiati con le sole protezioni generali e le protezioni essenziali ad alimentare i servizi di cabina;
- la predisposizione alla realizzazione di un futuro Quadro Elettrico DISPOWER allestito per ricevere le linee provenienti dagli impianti di generazione distribuita ed equipaggiato con interruttori di protezione e *Synchro Check Relay* per il parallelo tra rete ed utenza BT attiva.

Questo sviluppo ha reso disponibile una nuova linea MT grazie alla quale, nell'ambito del progetto MI SG, sarà possibile validare sperimentalmente schemi di protezione basati su selettività logica.

Le logiche di controllo del dimostratore MT/BT ibrido c.a./c.c. e del demo *multienergy* sono presentati nei rapporti [6], [7], [8].

In Figura 2.2 si riporta il diagramma di integrazione al sistema SCADA delle interfacce. La trasmissione dei segnali SCADA avverrà attraverso una rete in fibra ottica dedicata e chiusa ad anello per avere ridondanza di collegamento, posata contestualmente alle linee MT nei cavidotti di connessione.

Il programma di selettività logica risiederà nei dispositivi di interfaccia locali, mentre la supervisione e la programmazione sarà effettuata da un PC dedicato ed ubicato nella sala controllo della DER-TF [6].

Il protocollo di trasmissione dei segnali sarà omologo a quello adottato per la connessione in rete dei dispositivi di interfaccia di generatori ed inverter ovvero dei programmi SCADA residenti in altri impianti RSE (IEC-61850). I dettagli del sistema SCADA implementato sono descritti nel Capitolo 4.

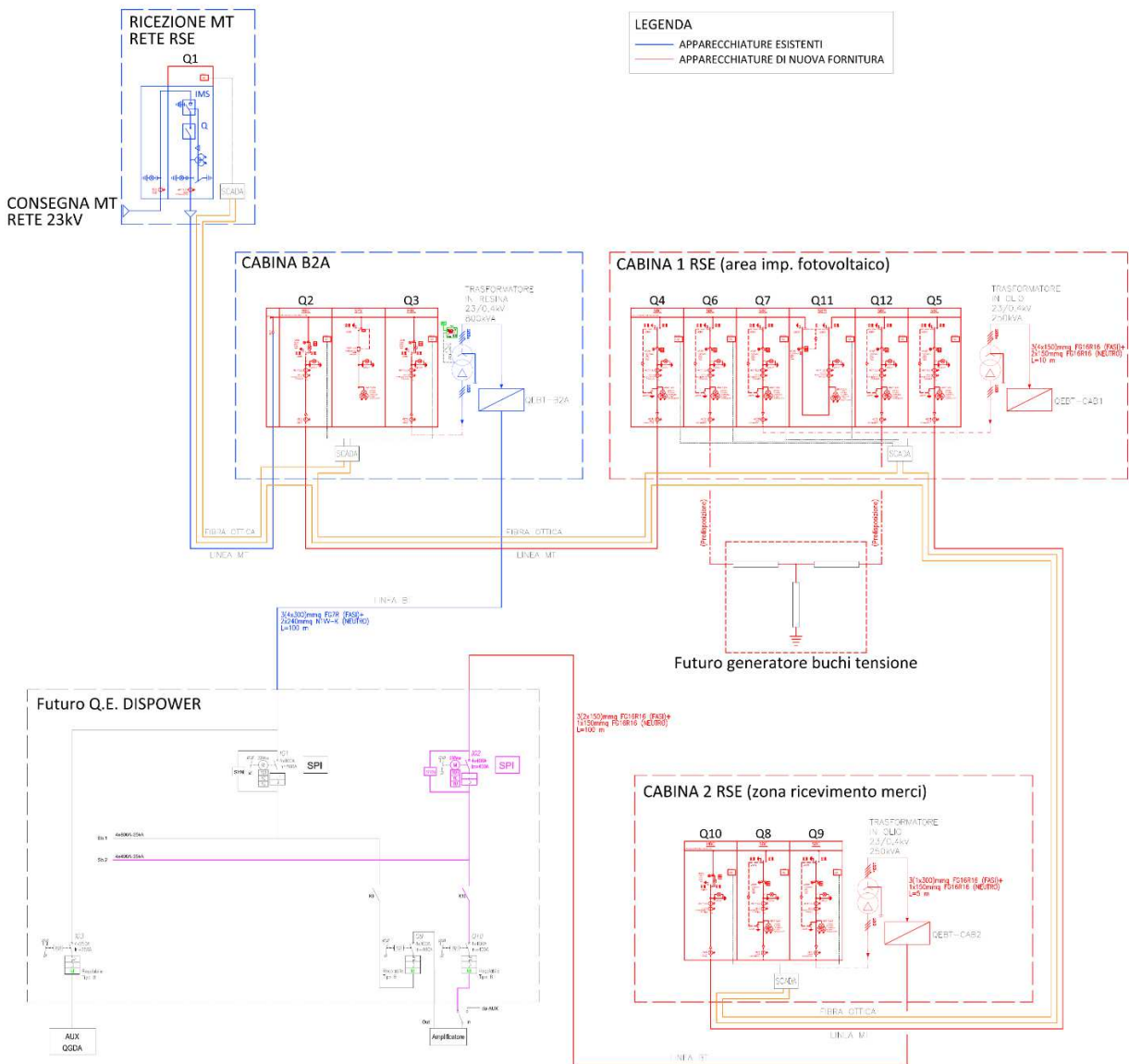


Figura 2.1- Diagramma esecutivo ampliamento rete MT nella sede di RSE a Milano.

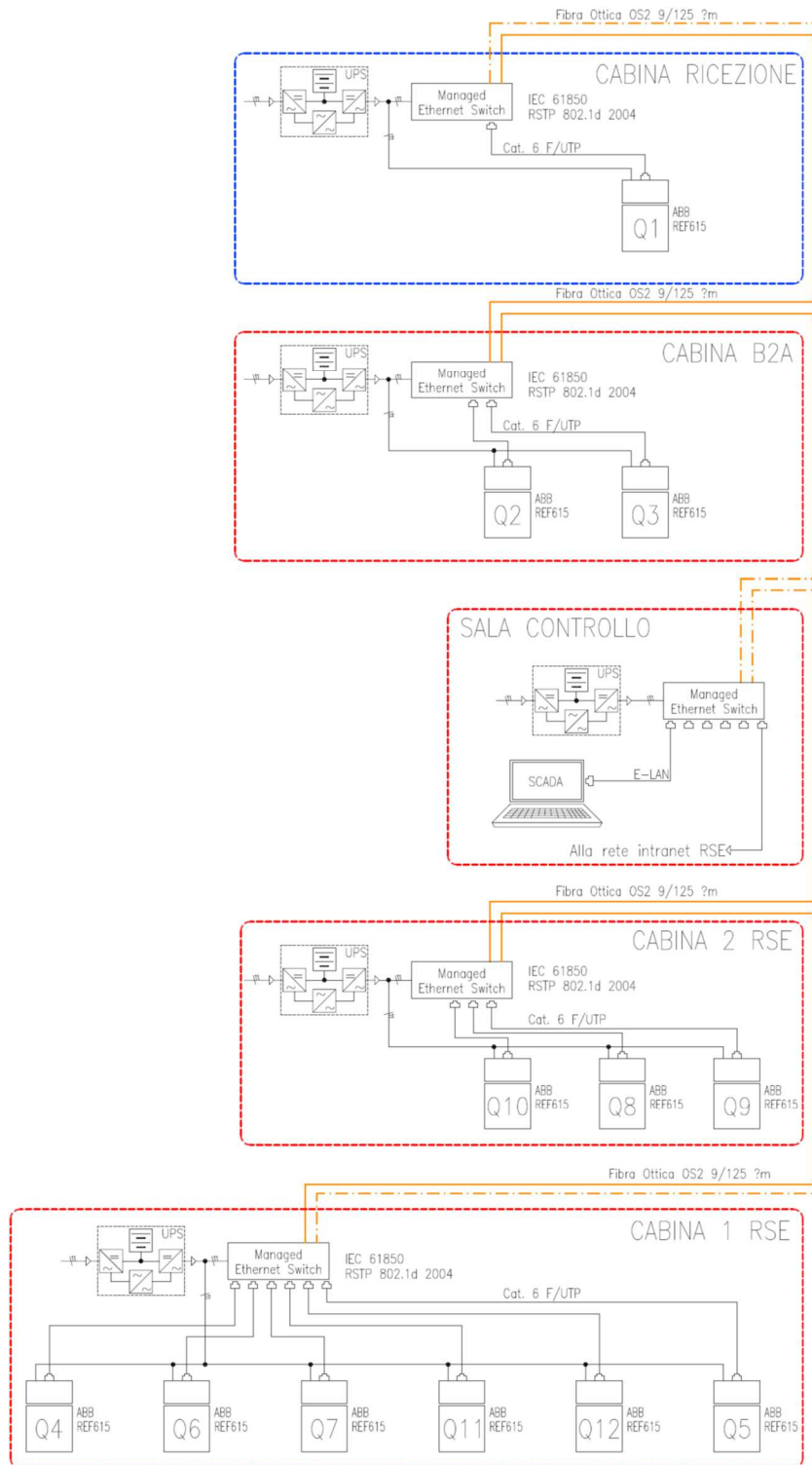


Figura 2.2- Rappresentazione schematica sistema SCADA.

L'integrazione del sistema SCADA segue, di conseguenza, l'espansione della consistenza impiantistica. Nella serie degli apparati di interfaccia tra la fibra ottica ed il cablaggio Ethernet locale del sistema SCADA (Figura 2.3), si inserisce la derivazione alla sala controllo della DER-TF, all'interno della quale troverà sistemazione il PC con installato il *software* di programmazione e controllo delle logiche di protezione.

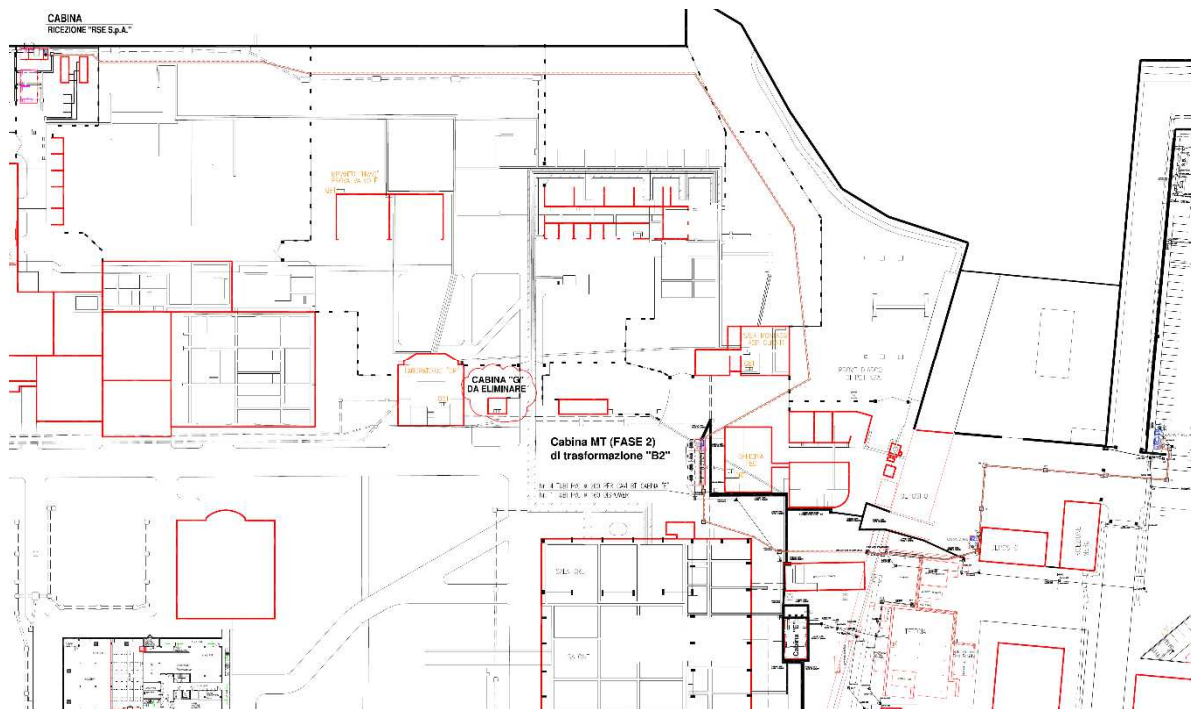


Figura 2.3- Disposizione planimetrica generale dell'impianto MT e SCADA.

Sempre in ambito RdS 19-21 è stata realizzata una prima estensione per la rete in corrente continua che è consistita nella realizzazione del terzo punto di connessione con la rete in alternata e in particolare con la rete MT [6] e [7]. Questo nuovo punto di connessione permetterà di sperimentare nuove funzionalità per reti ibridi c.a./c.c. come, ad esempio, la controalimentazione di una porzione della rete in alternata a seguito di un guasto [6].

3 ANALISI DI FATTIBILITÀ DELL'IMPLEMENTAZIONE DELLA LOGICA PER IL RICONOSCIMENTO E L'INDIVIDUAZIONE DEL TRONCO GUASTO

L'evoluzione della rete di distribuzione prevede da un lato una sempre maggior presenza di generazione distribuita (tipicamente con fonte primaria aleatoria, come impianti fotovoltaici ed eolici) e dall'altro una tendenza verso una configurazione magliata, caratterizzata da flussi di potenza bidirezionali. In questo nuovo scenario, gli attuali sistemi di protezione di rete, progettati per reti con configurazione strettamente radiale, non sono adatti alla gestione e al rilevamento dei guasti.

Una possibile soluzione a tali problematiche è l'impiego di un sistema coordinato di protezioni direzionali installate lungo linea, basato su selettività logica, con cui garantire l'individuazione del guasto e la selezione del tronco guasto già al primo intervento, riducendo, grazie anche a logiche di controalimentazione, il numero di utenti disalimentati. Il coordinamento tra le protezioni è realizzato attraverso lo scambio di comandi di blocco e scatto forzato tra i diversi dispositivi di protezione [9], [10].

La rete multiterminale della *Test Facility* di RSE, sviluppata in Ricerca di Sistema [7] e riportata in Figura 3.1, è un impianto dimostratore rappresentativo di una possibile rete di distribuzione del futuro, con una struttura magliata ad anello cui sono interfacciati diversi impianti di generazione da fonte aleatoria. Per questo motivo l'implementazione della selettività logica può essere efficacemente verificata sfruttando la porzione di rete MT, in cui la corrente di guasto può essere sostenuta sia dalla rete prevalente sia dal terzo terminale della rete in corrente continua.

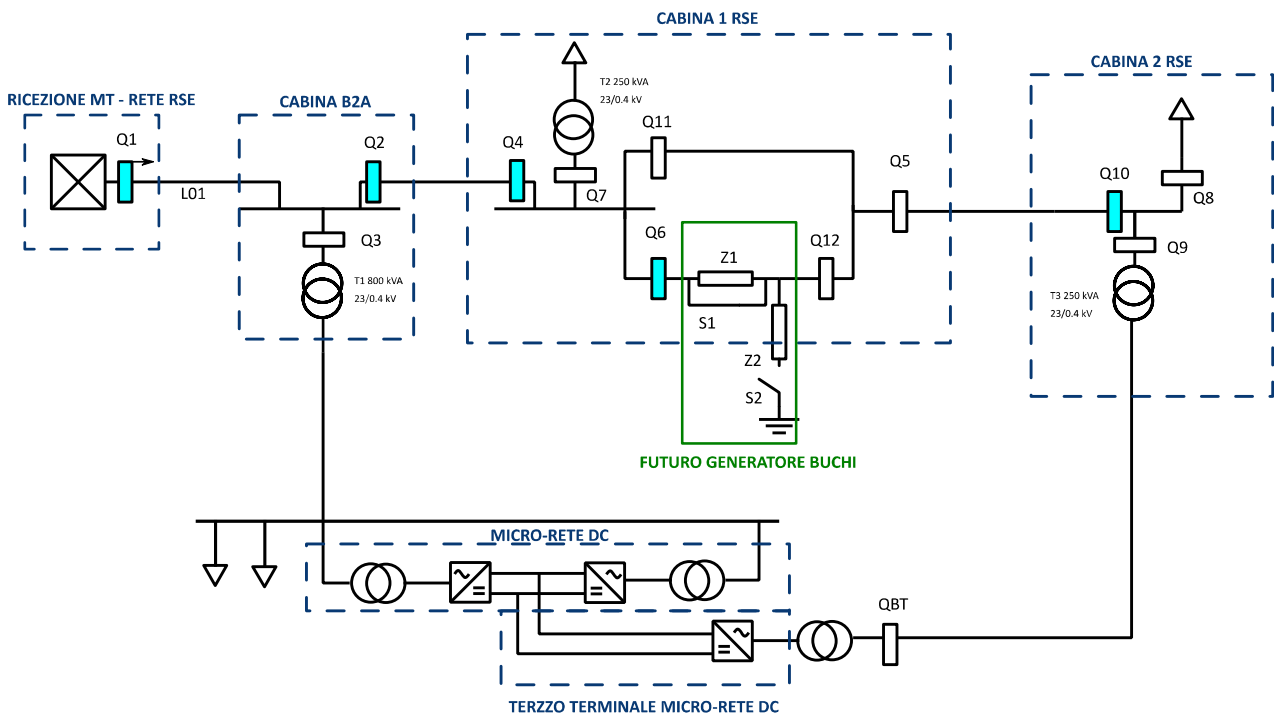


Figura 3.1 - Schema di principio della porzione di rete MT della TF e sua integrazione con la rete c.c..

Lo schema di Figura 3.1 evidenzia le protezioni installate adibite all'intervento per guasti lungo linea e in particolare:

- Le protezioni Q2 e Q4 proteggono la porzione di rete tra la Cabina B2A e la Cabina 1 RSE.
- Le protezioni Q6 e Q10 proteggono la porzione di rete tra la Cabina 1 RSE e la Cabina 2 RSE.
- La protezione Q1 protegge la porzione di rete tra la Ricezione MT RSE e la Cabina B2A e rappresenta anche il back-up per la protezione della linea in caso di malfunzionamento della logica di coordinamento.

È prevista la futura installazione di un Generatore di Buchi di tensione tra la Cabina 1 RSE e la Cabina 2 RSE, in modo da simulare un guasto in rete garantendo, allo stesso tempo, una prova controllata che ne riduca l'impatto nella rete a monte.

3.1 Sequenza delle Fasi di Prova

Per la verifica del corretto funzionamento del coordinamento delle protezioni basato su selettività logica, è stata individuata una prova sperimentale che coinvolge la porzione MT della *Test Facility* di RSE, grazie alla presenza delle protezioni e del Generatore di Buchi, di cui al paragrafo precedente. La prova si articola in fasi successive, descritte nel seguito, fasi gestite da una procedura semiautomatica implementata nel sistema SCADA dell'impianto MT. La prova vuole verificare la corretta individuazione e selezione del tronco guasto, l'alimentazione dei tratti di linea sani e il successivo ripristino delle condizioni normali di rete con l'alimentazione dalla rete MT prevalente.

Le fasi previste sono le seguenti:

- Fase 0a: Rete in configurazione standard.
- Fase 0b: Predisposizione del Generatore di Buchi.
- Fase 1a: Avviamento Inverter Terzo Terminale.
- Fase 1b: Predisposizione delle Protezioni per la prova di selettività.
- Fase 1c: Esecuzione del Guasto.
- Fase 2a: *Inverter Grid Forming* (funzionamento in isola).
- Fase 2b: Esclusione del Generatore di Buchi e ripristino dell'alimentazione da rete prevalente MT.
- Fase 3: Ri-sincronizzazione della rete MT con quella in isola.

3.1.1 Fase 0a: Rete in configurazione standard

La configurazione standard di rete, come da schema riportato in Figura 3.2, prevede l'esclusione del Generatore di Buchi, ovvero con Cabina RSE 1 e Cabina RSE 2 collegate tramite gli interruttori Q11 e Q5, bypassando il dispositivo. Per quanto riguarda il terzo terminale della rete in c.c., sarà scollegato (QBT aperto); le protezioni installate in tutti i quadri delle cabine prevedono una taratura secondo specifica di impianto.

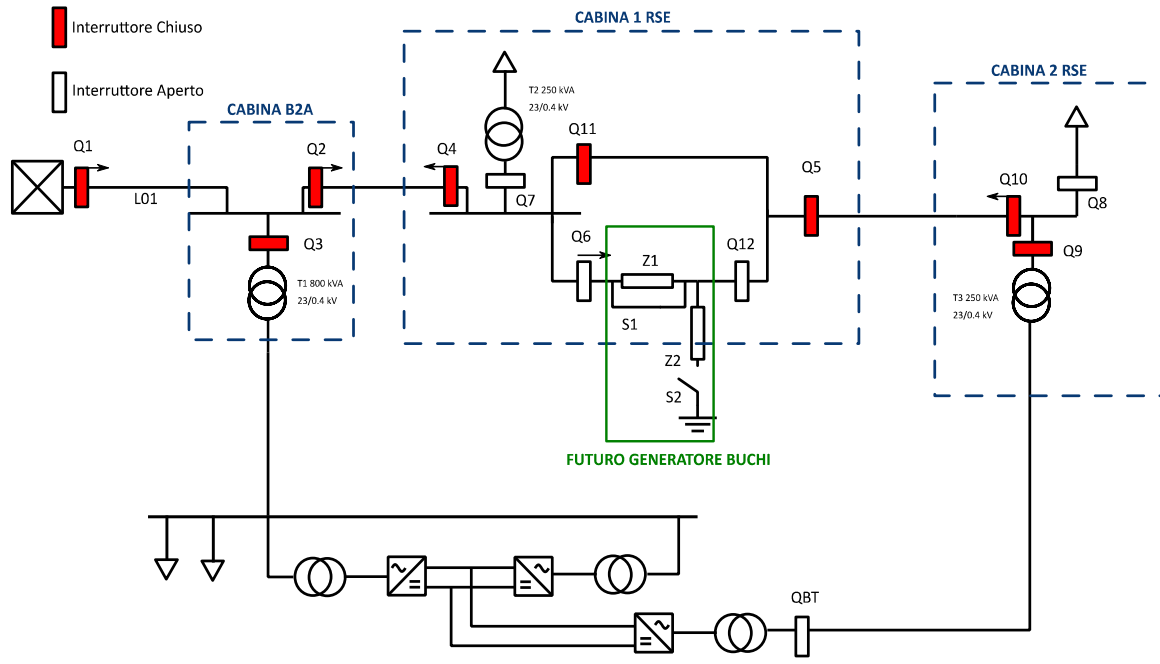


Figura 3.2 - Schema di principio Fase 0a: Rete in configurazione standard.

Verificato il corretto funzionamento della rete in questa configurazione, si può proseguire con la successiva fase della prova.

3.1.2 Fase 0b: Predisposizione del Generatore di Buchi

Si consideri lo schema riportato in Figura 3.3. In questa fase si procede con la predisposizione del Generatore di Buchi, ovvero con la sua inserzione tra le Cabine 1 RSE e la Cabina2 RSE. Questo avviene chiudendo l'interruttore Q6 e aprendo successivamente l'interruttore Q11. In seguito, attraverso gli automatismi del dispositivo Generatore di Buchi, verranno determinati i valori di Z1 e Z2 in funzione della profondità del buco di tensione che si vuole generare. Si ricorda che l'interruttore S1 è chiuso mentre l'interruttore S2 è aperto.

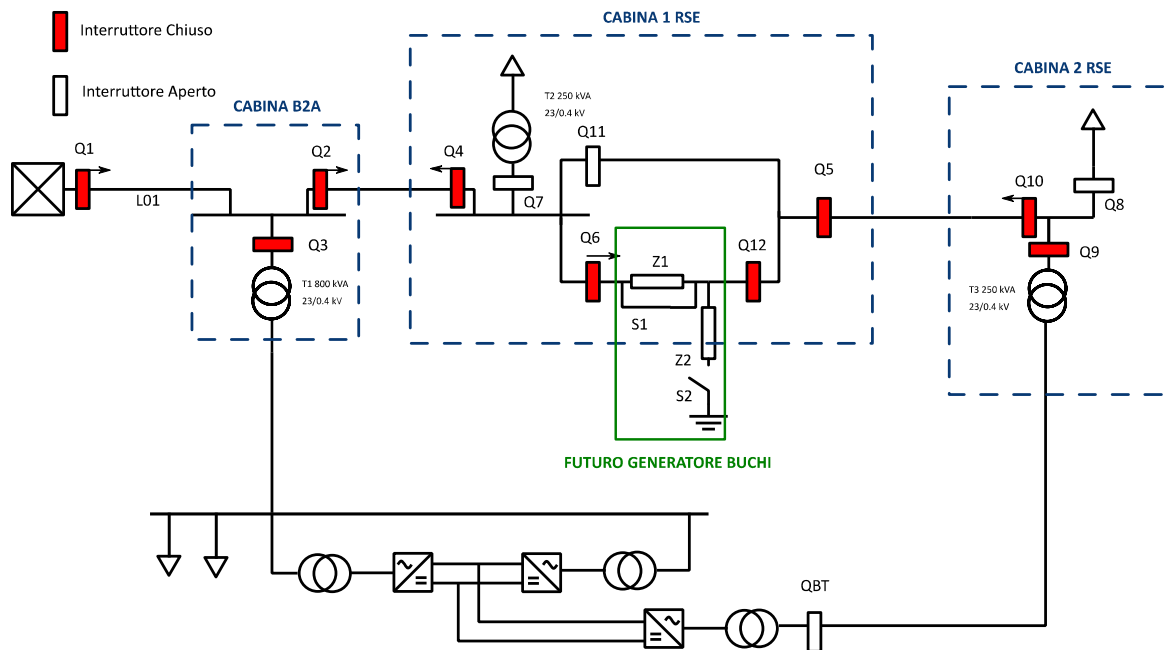


Figura 3.3 - Schema di principio Fase 0b: Predisposizione del Generatore Buchi.

Eseguite le verifiche di corretta predisposizione del sistema, si passa alla successiva fase della prova.

3.1.3 Fase 1a: Avviamento Inverter Terzo Terminale

Si procede alla formazione dell'anello sulla rete MT attraverso l'inserimento del terzo terminale della rete in c.c. con la chiusura dell'interruttore QBT (Figura 3.4). Il convertitore scambierà con la rete potenza attiva e reattiva con la rete secondo i *set point* e la modalità di funzionamento prevista.

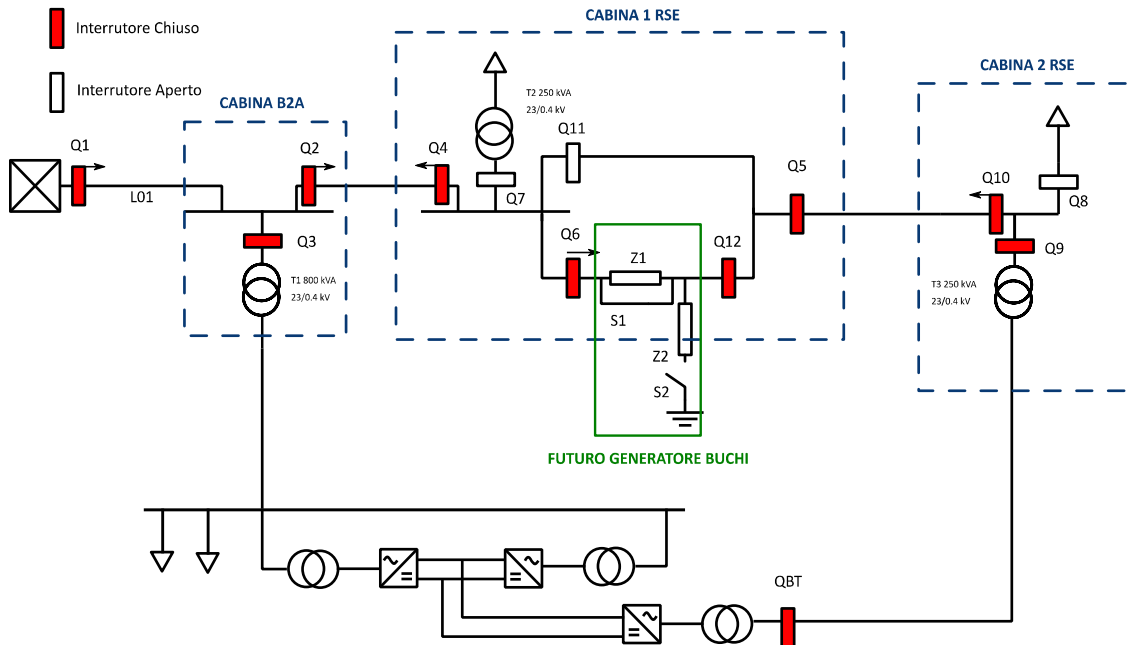


Figura 3.4 - Schema di principio Fase 1a: Avviamento Inverter Terzo Terminale.

3.1.4 Fase 1b: Predisposizione delle Protezioni per la prova di selettività

Una volta predisposta la configurazione di rete, via SCADA devono essere selezionati i profili di funzionamento delle protezioni per attuare il coordinamento tramite selettività logica. Per questo motivo, saranno modificate le centraline delle:

- **Protezione Q6:**
 - Modifica della soglia di intervento e predisposizione avviamento direzionale (guasto a valle rispetto al punto di installazione).
 - Predisposizione per l'invio dei segnali di blocco a Q2, Q1 e di scatto forzato a Q10.
 - Attuazione del segnale di scatto forzato ricevuto da Q10.
- **Protezione Q10:**
 - Modifica della soglia di intervento e predisposizione avviamento direzionale (guasto a monte rispetto al punto di installazione).
 - Predisposizione per l'invio del segnale di scatto forzato a Q6.
 - Attuazione del segnale di scatto forzato ricevuto da Q6.
- **Protezione Q2:**
 - Predisposizione per l'invio del segnale di blocco forzato a Q1.
 - Predisposizione al ricevimento del segnale di blocco da Q6. Tale segnale verrà registrato ma non sarà reso attivo – funzione di *back-up* (compatibilmente con la possibilità di configurazione della protezione).
- **Protezione Q1:**

- Predisposizione al ricevimento del segnale di blocco da Q6 e Q2. Tale segnale verrà registrato ma non sarà reso attivo – funzione di *back-up* (compatibilmente con la possibilità di configurazione della protezione).

3.1.5 Fase 1c: Esecuzione del Guasto

Verificata la configurazione di rete e le corrette configurazioni delle centraline, è possibile eseguire la prova (Figura 3.5).

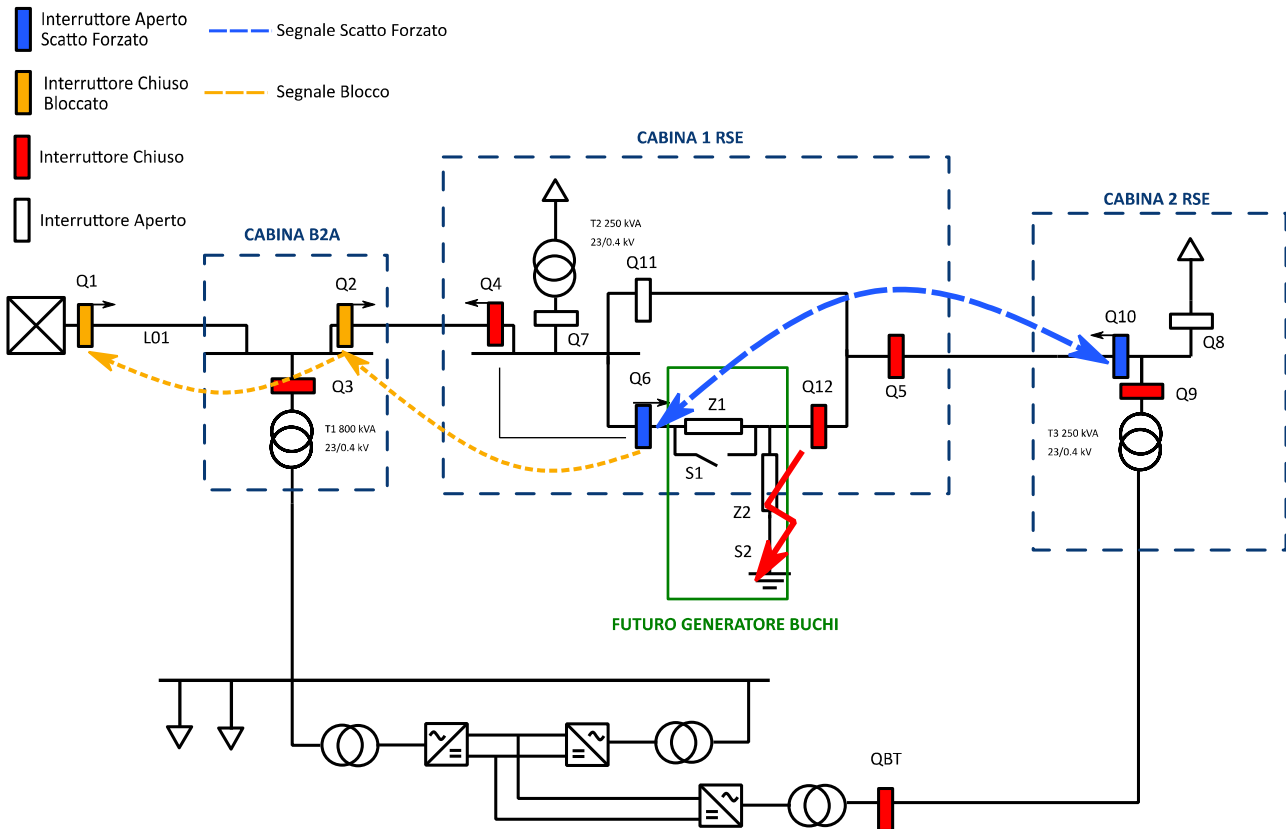


Figura 3.5 - Schema di principio Fase 1c: Esecuzione Guasto.

Il guasto, generato tra la Cabina 1 RSE e la Cabina 2 RSE, risulta sostenuto sia dalla rete MT, a monte del guasto, che dal collegamento, tramite terzo terminale, alla rete in c.c., a valle del guasto. Ogni protezione direzionale di massima corrente, rilevato il guasto (ovvero Q6, Q2, Q1 e Q10) invia un segnale di blocco alla protezione a monte (linea tratteggiata gialla in figura) e uno di scatto forzato alla protezione all'altra estremità della linea (linea tratteggiata blu). L'attuazione della logica prevede quindi i seguenti stati per gli interruttori:

- Interruttori bloccati (evidenziati in giallo in Figura 3.5): Q1 e Q2.
- Interruttori abilitati ad intervenire comandando l'apertura del corrispondente interruttore: Q6 e Q10 (evidenziati in blu in Figura 3.5).

Una volta sezionato il tronco guasto, il Generatore di Buchi viene bypassato: l'inverter del terzo terminale commuta al funzionamento in isola per il mantenimento della tensione nella porzione di rete a valle dell'interruttore Q10, sottostante la Cabina 2. Il convertitore del terzo terminale della rete in DC deve essere in grado di superare il transitorio dovuto al guasto (*Fault Ride Through - FRT*).

3.1.6 Fase 2a: *Inverter Grid Forming* (funzionamento in isola)

Sezionato il tronco guasto, la rete alimentata dal terzo terminale della rete in c.c. deve funzionare in isola, regolando la tensione secondo quanto previsto dal controllo dell'inverter (Figura 3.6).

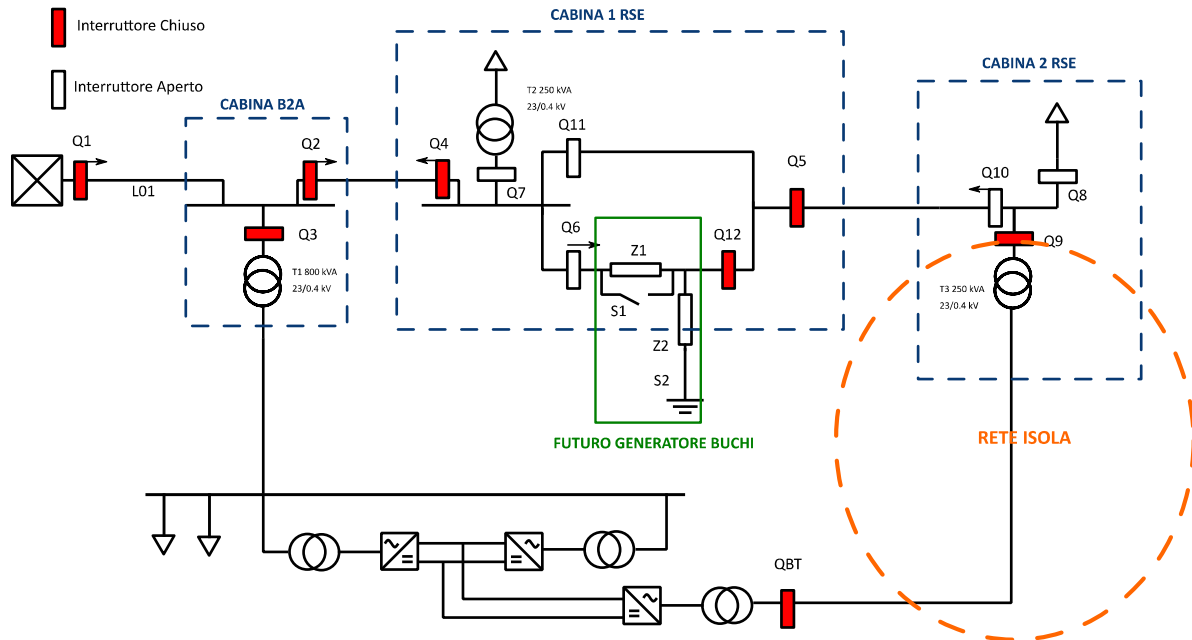


Figura 3.6 - Schema di principio Fase 2a: *Inverter Grid Forming* (isola).

3.1.7 Fase 2b: Esclusione del Generatore di Buchi e ripristino dell'alimentazione da rete prevalente MT

Durante il funzionamento in isola della rete sottostante la Cabina 2 RSE, il Generatore di Buchi deve essere "isolato" come da schema riportato in Figura 3.7. Assumendo che la sequenza di manovra e lo stato finale degli interruttori del dispositivo S1 e S2 dipende esclusivamente dagli automatismi previsti per il generatore, le modalità di manovra degli interruttori MT sarà definita di conseguenza: in ogni caso alla fine delle manovre si deve giungere ad una configurazione che prevede gli interruttori Q6 e Q12 aperti e quello Q11 chiuso, bypassando il dispositivo. In tal modo si ripristina l'alimentazione dalla rete prevalente MT, premessa per l'avvio del successivo processo di ri-sincronizzazione tra le due reti "separate".

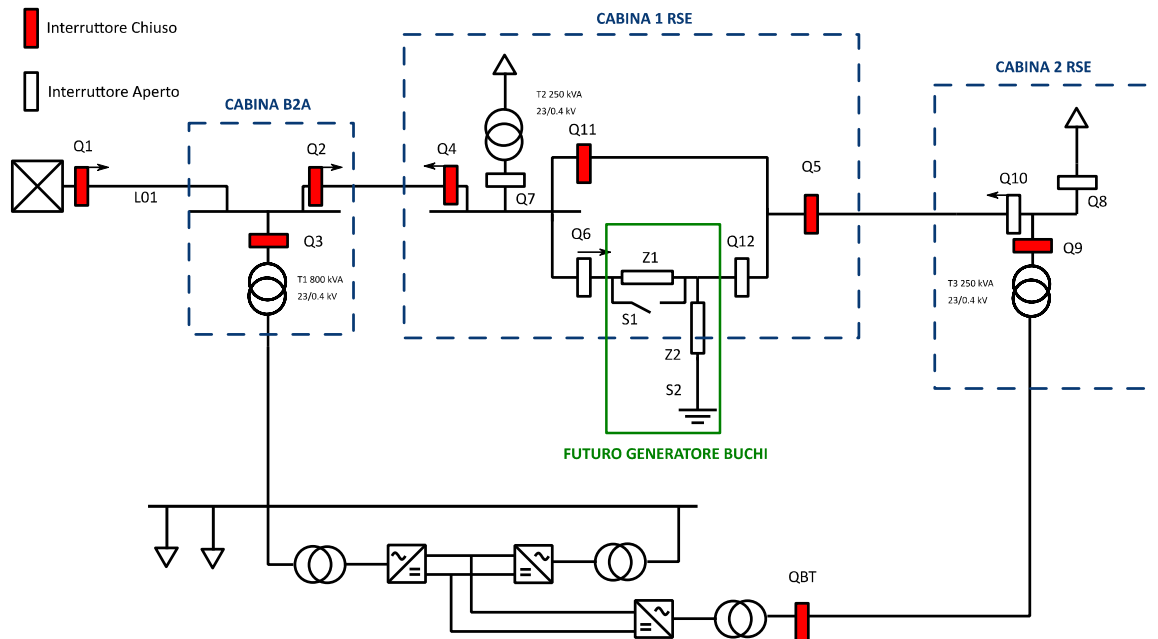


Figura 3.7 - Schema di principio Fase 2b: Esclusione del Generatore di Buchi e ripristino alimentazione da rete prevalente MT.

3.1.8 Fase 3: Ri-sincronizzazione rete MT con quella in isola

Si consideri lo schema riportato in Figura 3.8. Per poter ripristinare il collegamento alla rete prevalente, è necessario il monitoraggio delle tensioni a monte e valle dell'interruttore Q10 (V10m e V10v) che dovranno essere acquisite dall'inverter in modo che, ripristinata la V10m, si avvierà per la manovra di ri-sincronizzazione della rete in isola con quella prevalente. La manovra di richiusura sarà effettuata dall'interruttore Q10 il quale ha abilitata la funzione di *synchrocheck* (interruttore evidenziato in fucsia).

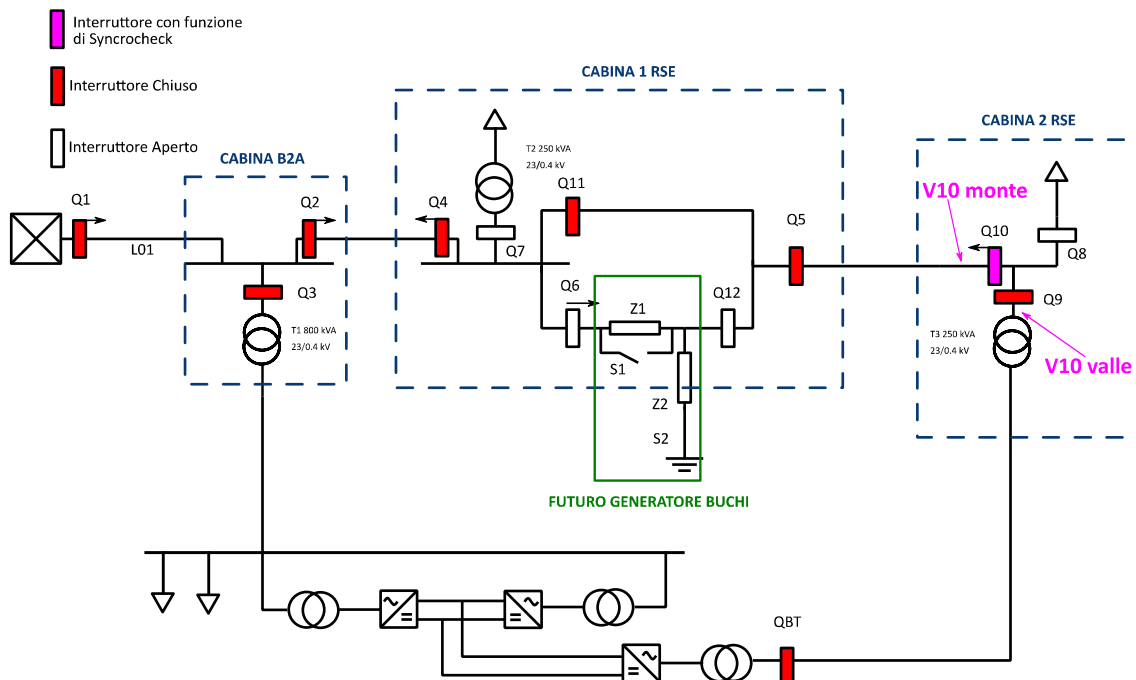


Figura 3.8 - Schema di principio Fase 3: Ri-sincronizzazione rete MT con rete in isola.

Per effettuare la manovra di sincronismo sono previste le seguenti operazioni:

- Misura delle tensioni fasoriali:
 - V10 monte ovvero la tensione della rete MT (misura nel quadro Q10)
 - V10 valle ovvero la tensione della rete in isola (misura al quadro Q9)
- Avvio della procedura di ri-sincronizzazione da parte dell'inverter, verificata la presenza della tensione "nominale" a monte (V10 monte). In tal modo l'inverter si porterà a generare una tensione in isola (V10 valle) che sia in frequenza, fase e modulo sincrona con quella di rete (V10 monte). Durante questa fase all'inverter sono comunicati, via SCADA grazie alla funzione di *synchrocheck* della centralina relativa all'interruttore Q10, i valori Δf , $\Delta \phi$, ΔV con cui attuare la regolazione della tensione in isola.
- Verifica delle condizioni di sincronismo e chiusura di Q10 per comando generato dal *synchrocheck*; contestualmente lo SCADA "informa" l'inverter dell'avvenuta operazione in modo che possa ripristinare il funzionamento in parallelo di pre-guasto (in alternativa questa informazione potrà essere fornita dallo stato di Q10).

3.2 Modelli implementati in Ambiente ATPDraw

Per dare evidenza delle logiche di coordinamento tra le protezioni, si è simulata una generica rete MT radiale suddivisa in tre tronchi all’inizio dei quali sono stati implementati i modelli delle protezioni tipiche di una rete MT (massima corrente direzionale e direzionale di terra). In particolare, si è simulata l’occorrenza di un guasto trifase nel tratto 2 di linea, evidenziando i segnali di comunicazione che devono essere scambiati tra le protezioni (blocco e scatto forzato) per coordinarsi al fine di individuare e isolare il tronco guasto, mantenendo contemporaneamente l’alimentazione dei tratti sani.

3.2.1 Modello della rete MT

La rete rappresentata, riportata in Figura 3.9, fa riferimento ad una sbarra di MT di una cabina primaria a neutro compensato. La rete equivalente AT è stata modellata tramite un generatore ideale, con tensione nominale pari a 132 kV e un’impedenza serie ricavata dalla potenza di cortocircuito ipotizzata, pari a 2300 MVA. Il trasformatore di cabina primaria ha un collegamento YY con rapporto di trasformazione 132 kV/ 20 kV; la sbarra MT di cabina è esercita con neutro compensato tramite bobina di Petersen.

Dalla sbarra MT sono derivate tre linee di cui una rappresenta la linea su cui sono stati simulati il guasto e le protezioni relative ai tre tronchi di linea (protezioni direzionali di massima corrente 67 e direzionali di terra 67N). Ogni protezione è dotata dei relativi organi di misura e comanda l’apertura di un interruttore posto in partenza del tratto di linea relativo e scambia i segnali logici di blocco e scatto forzato secondo la logica descritta all’inizio del Capitolo 3.

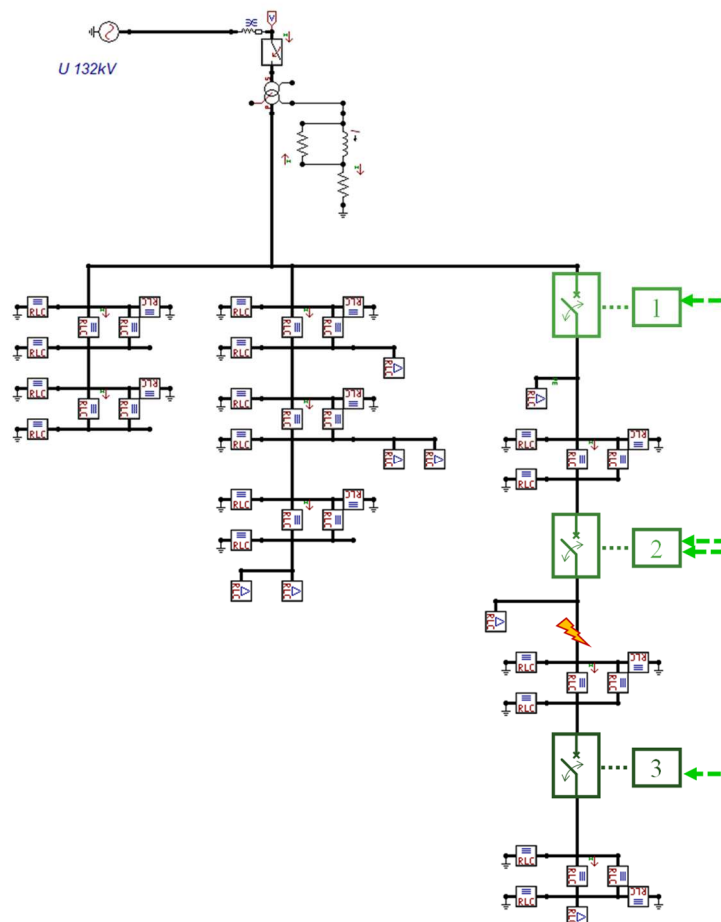


Figura 3.9 – Schema della rete MT modellata per le simulazioni in ambiente ATPDraw.

Il guasto simulato è un cortocircuito trifase simmetrico isolato (resistenza di guasto $100\text{ m}\Omega$) che interessa il secondo tratto di linea all'istante $t=400\text{ ms}$. Il buco di tensione risultante alla sbarra MT è simmetrico con una profondità del 60 % su tutte e tre le tensioni concatenate (tensione residua del 40 %).

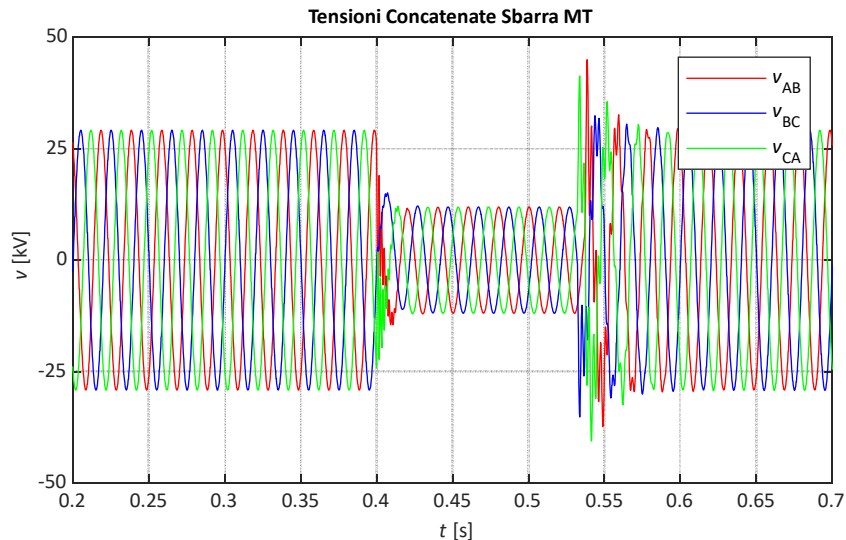


Figura 3.10 – Tensioni concatenate alla sbarra MT a seguito del guasto trifase simulato.

3.2.2 Modello Trasformatori di Protezione

Le protezioni sono alimentate dai secondari dei trasduttori per la misura delle necessarie grandezze di rete (TA di linea, TA omopolare, TV omopolare). Per questi è stata simulata la caratteristica di saturazione (induttanza ramo derivato non lineare) al fine di evidenziarne l'effetto sulle grandezze direttamente misurate dalle protezioni. In particolare, il circuito equivalente simulato per ogni trasduttore è riportato in Figura 3.11 ed è stato adattato, così come la curva di saturazione (Figura 3.12), a seconda della tipologia di trasduttore (corrente o tensione) e della funzione da svolgere (di linea o omopolare).

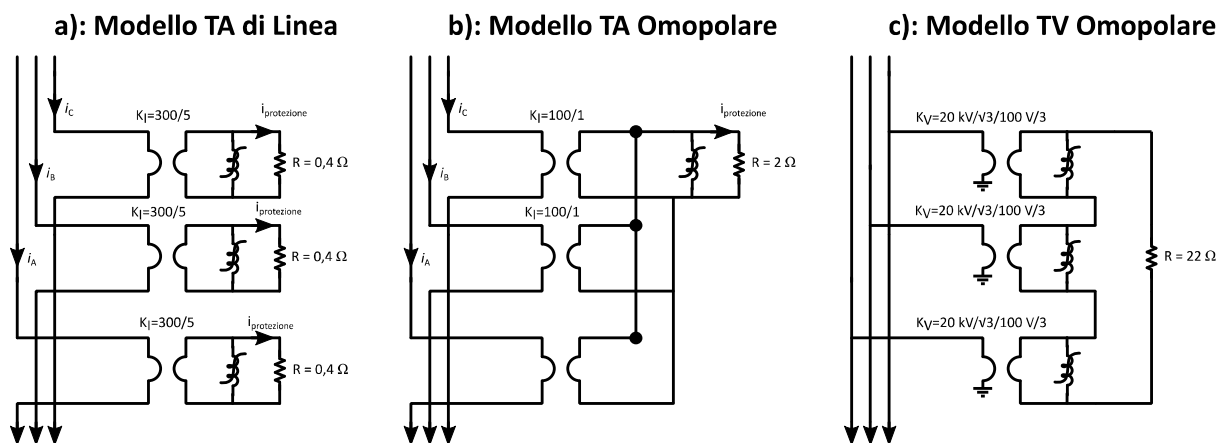


Figura 3.11 – Circuito equivalente a) TA di linea b) TA omopolare, c) TV omopolare.

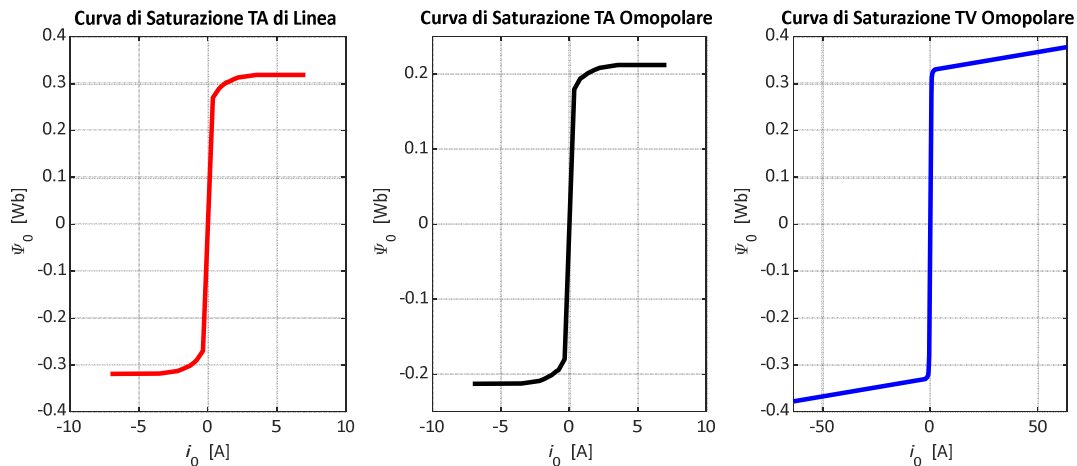


Figura 3.12 – Curva saturazione TA di linea, TA omopolare, TV omopolare.

I modelli dei TA di linea sono caratterizzati da un rapporto di trasformazione 300/5, con classe 5P30 e con una prestazione nominale di 10 VA. Ne consegue che una corrente primaria di 300 A viene trsdotta in una corrente al secondario di 5 A, su una resistenza nominale di carico di 0,4 Ω, con un errore composto del TA del 5% e ginocchio della curva di saturazione del nucleo posto a 30 volte il valore di corrente nominale.

Per quanto riguarda il TA omopolare, il modello implementato prevede tre trasformatori ideali con rapporto di trasformazione unitario che trasducono le correnti su ciascuna fase e le riportano ai secondari, i quali, connessi in parallelo tra loro, sommano tali correnti e le riportano ad un ulteriore secondario mediante un trasformatore saturabile. I parametri del TA sono pari a: rapporto di trasformazione 100/1, prestazione nominale 2 VA (corrispondente ad un carico di 2 Ω), errore di rapporto pari al 5% per $I/I_n = 20$.

Infine, il modello di TV omopolare è stato realizzato attraverso tre trasformatori monofase con avvolgimenti primari collegati fase-terra e secondari collegati a triangolo aperto. I dati nominali sono: prestazione nominale 50 VA, rapporto di trasformazione 20 kV/√3/100 V/3, carico nominale 22 Ω classe 0,5 3P.

A titolo d’esempio, con riferimento alla Figura 3.13, si riportano le correnti di linea (Figura 3.13 a) e quelle di alimentazione della protezione di massima corrente riportate al primario dei TA (Figura 3.13 b) : $k_i \cdot i_{protezione}$ a seguito di un guasto trifase in partenza alla linea: in questo caso risulta evidente l’effetto del ramo di saturazione sulla grandezza misurata dalla protezione.

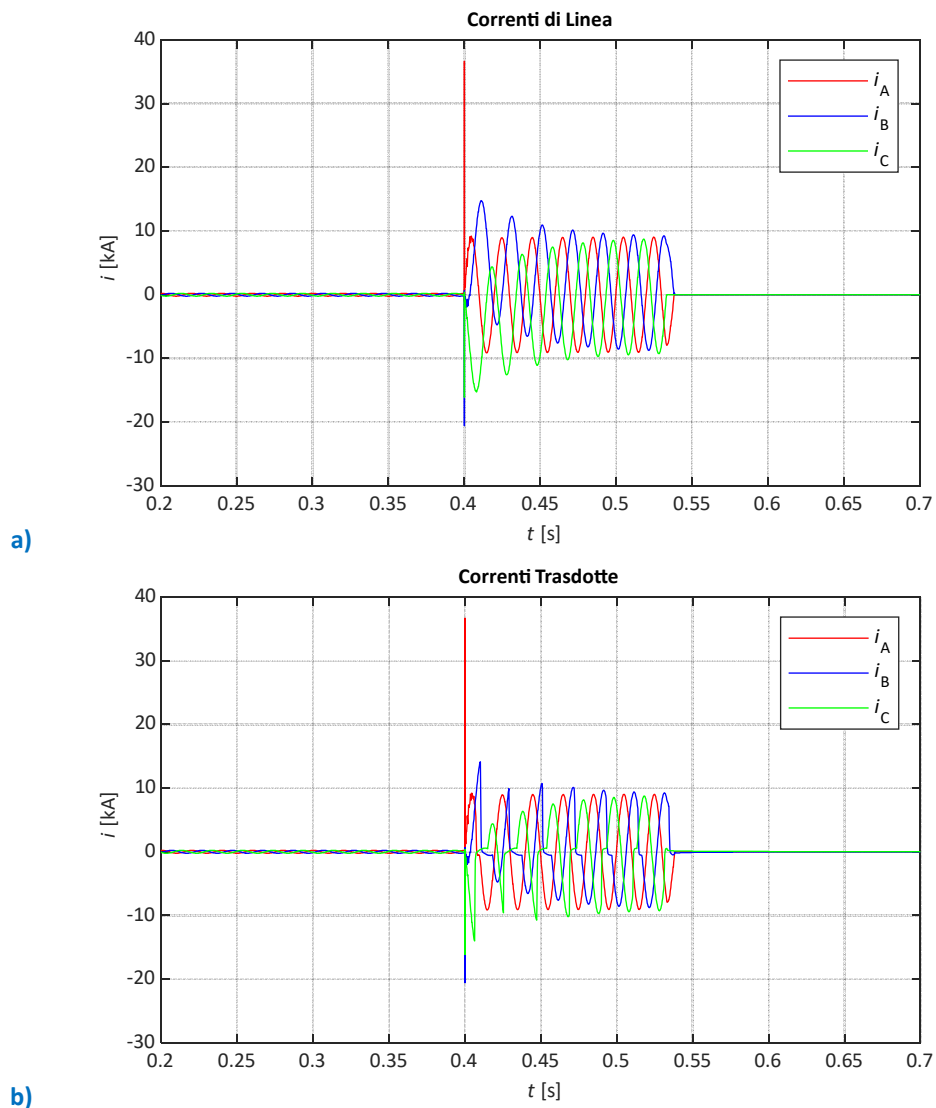


Figura 3.13 – Correnti per guasto trifase nel Tratto 1: a) correnti di linea; b) correnti trasdotte riportate al primario.

3.2.3 Protezioni Massima Corrente Direzionale (67) e Direzionale di Terra (67N)

Le protezioni sono state modellate attraverso dei modelli costruiti tramite funzioni in ambiente ATPDraw (*Models*).

Protezione Massima Corrente Direzionale (67)

La protezione è stata modellata considerando tre soglie di corrente in valore efficace (i valori di soglia sono riferiti al primario dei TA) e i relativi tempi di intervento:

- **Soglia 1:** 120 % corrente nominale di linea, ritardo 1 s.
- **Soglia 2:** 800 A, ritardo 0,25 s.
- **Soglia 3:** 1400 A, senza ritardo intenzionale (soglia “istantanea”).

Per identificare la direzione della corrente è stata implementata una funzione che si basa sulla misura dell’angolo tra la corrente misurata dai TA e la tensione misurata dai TV di linea (quest’ultimi modellati senza considerare la curva di saturazione).

Direzionale di terra (67N)

La protezione è stata modellata considerando i valori di tensione e corrente omopolare (valori efficaci) riferiti ai secondari dei trasduttori di misura pari a:

- **Soglia Tensione Omopolare:** 6 V.
- **Soglia Corrente Omopolare:** 33 mA (range possibile 30-40 mA).
- **Settore di Intervento:** 15-165°.
- **Ritardo Intenzionale:** 1 s.

Cautelativamente si è assunto che la protezione impieghi 20 ms per il riconoscimento del manifestarsi del guasto (avvio della protezione).

Inoltre, si è implementato lo scambio dei segnali logici previsti dal coordinamento descritto in precedenza (blocco e scatto forzato), tenendo conto di un ritardo che simuli quello proprio del canale di comunicazione (nelle simulazioni si è ipotizzato un ritardo di comunicazione $\Delta T_{com} = 20$ ms). Durante tale intervallo di tempo le protezioni di rete, anche se hanno avvertito una corrente tale da farle scattare senza ritardo intenzionale, devono portarsi in uno stato di attesa dell'arrivo di un eventuale segnale di blocco che ne inibirebbe l'azione. Pertanto, si rende necessario introdurre un ritardo intenzionale anche alla terza soglia di corrente istantanea della protezione 67 (massima corrente direzionale di linea), ritardo pari a $\Delta T_{com} + 10$ ms. Considerando anche il ritardo imposto per il riconoscimento del guasto, nelle simulazioni si è quindi introdotto un ritardo complessivo all'intervento della terza soglia di massima corrente pari a 50 ms.

3.2.4 Modello dell'Interruttore

Il modello dell'interruttore implementato in ATPDraw (*Alternative Transient Program*) prevede tre interruttori (uno per fase) comandati da un unico segnale logico proveniente dalle relative protezioni. È stato inoltre introdotto un ritardo intenzionale all'apertura, rappresentativo dei ritardi meccanici propri dell'interruttore dovuti agli organi di manovra. Il ritardo è stato imposto pari a 70 ms. Il modello garantisce inoltre l'estinzione delle correnti di fase al passaggio dello zero.

3.3 Risultati di Simulazione

Nel seguito sono riportati i risultati ottenuti simulando un guasto trifase isolato nel secondo tratto di linea (Figura 3.9) come descritto al paragrafo 3.2. In particolare, si considerino:

- Le correnti di linea e il relativo valore efficace nel primo (Figura 3.15), secondo (Figura 3.16) e terzo tratto (Figura 3.17).
- I segnali logici scambiati tra le protezioni (scatto e blocco forzato) e il comando di apertura degli interruttori (Figura 3.18).
- La corrispondenza tra i segnali logici gestiti dalla protezione del secondo tratto e la relativa corrente in linea (Figura 3.19).

Al manifestarsi del guasto, le correnti rilevate in partenza del primo e del secondo tratto aumentano al valore di cortocircuito, superando quello di intervento (terza soglia 1400 A di valore efficace) delle protezioni di massima corrente direzionale (67) dei due tratti. Si consideri lo schema riportato in Figura 3.14

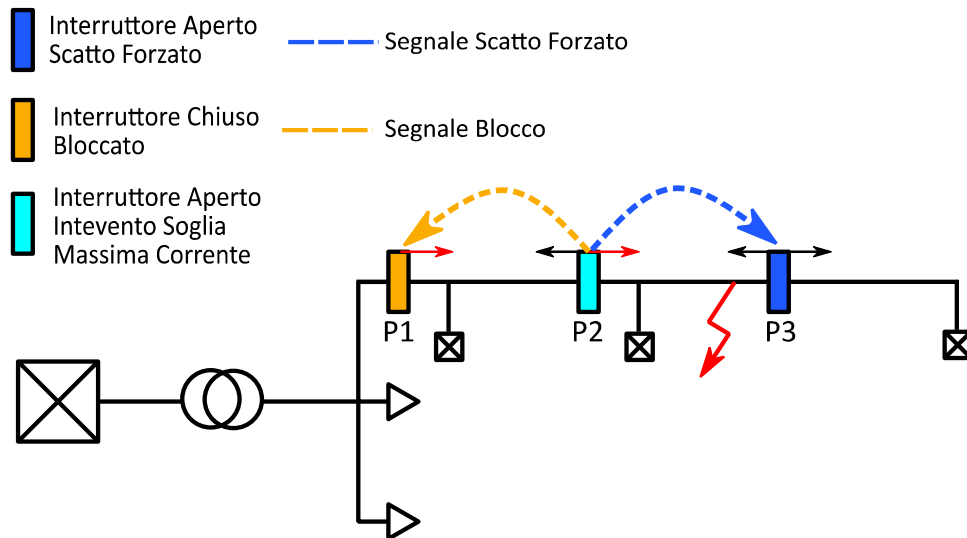


Figura 3.14 – Guasto nel secondo tratto: segnali logici e stato degli interruttori a seguito del coordinamento tra le protezioni.

L'attuazione della logica di coordinamento fa sì che, al rilevamento del guasto, la protezione P2 del secondo tratto invii un segnale di blocco forzato a quella afferente al primo tratto (P1), che la precede nella linea secondo la direzione della corrente di cortocircuito. Passato il ritardo intenzionale allo scatto, la protezione che non ha ricevuto il segnale di blocco, ovvero la protezione del secondo tratto (P2), invia il comando di apertura al relativo interruttore e contemporaneamente un segnale di scatto forzato a quella posta all'estremità del tratto di linea a valle, in maniera da garantire l'estinzione della corrente di guasto e il corretto sezionamento del tronco guasto.

In tal modo viene garantita l'alimentazione del tratto sano di linea (primo tratto) e del relativo carico derivato, come si evidenzia dall'andamento delle correnti di linea di Figura 3.15, una volta estinto il guasto. L'alimentazione del terzo tratto verrebbe garantita con una controalimentazione da una linea derivata da un'altra cabina primaria.

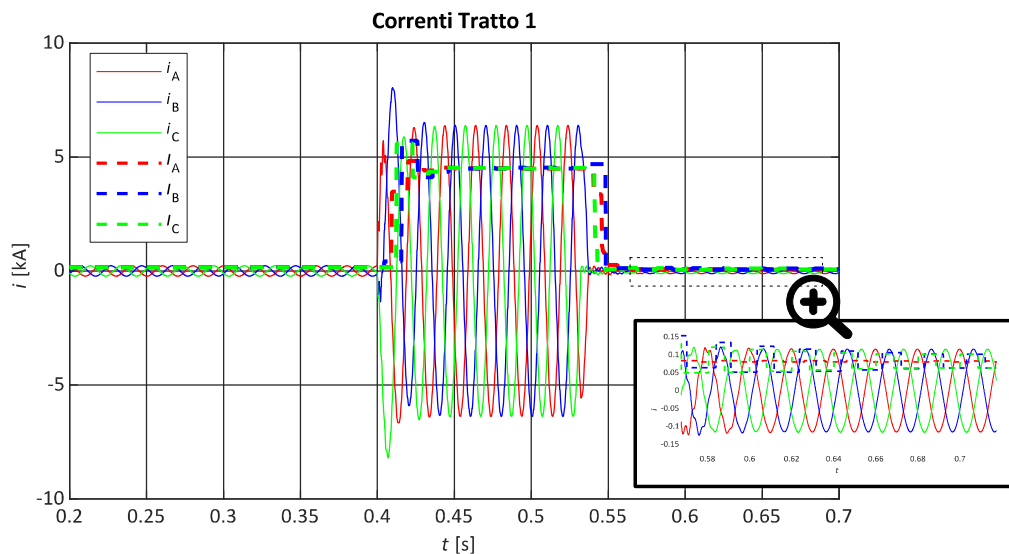


Figura 3.15 – Correnti di linea tratto 1.

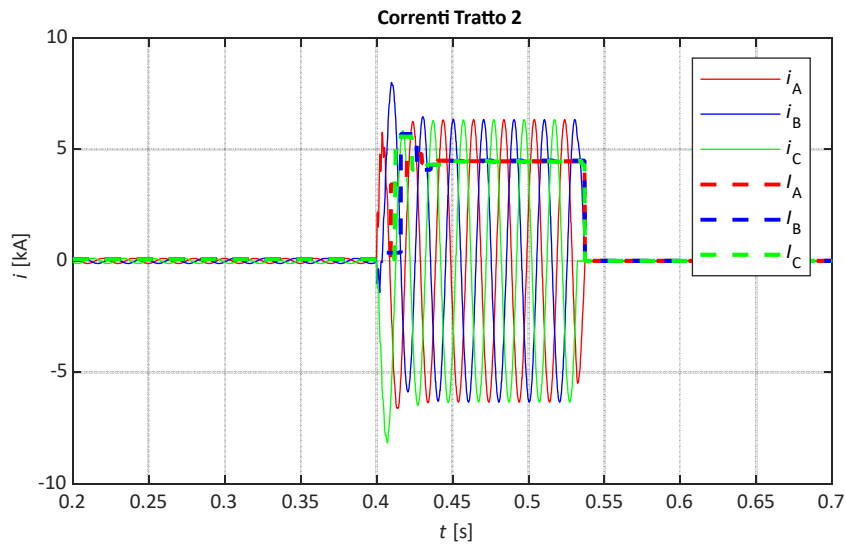


Figura 3.16 – Correnti di linea tratto 2.

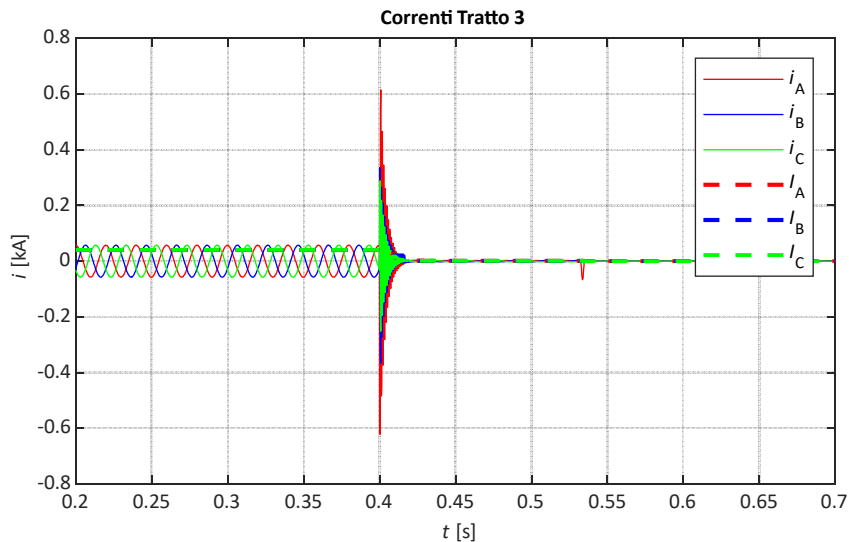


Figura 3.17 – Correnti di linea tratto 3.

Nel dettaglio, con riferimento alla Figura 3.18, considerando l'intervento della protezione di massima corrente direzionale in terza soglia, la sequenza dei segnali logici scambiati tra le protezioni risulta:

- La protezione si avvia 20 ms dal superamento della terza soglia. L'intervento della protezione e relativo comando dell'interruttore corrispondente avviene dopo 50 ms, coerentemente con il ritardo impostato (linea azzurra in Figura 3.18 – Comando apertura P2). Contestualmente viene inviato il comando di apertura forzata (linea gialla in Figura 3.18) alla protezione P3 installata all'altra estremità del tratto di linea.
- La protezione P1 a monte nel tratto 1, pur essendosi avviata, avendo ricevuto il segnale di blocco dalla protezione P2 (linea gialla in Figura 3.18 – Comando apertura P2) non interviene, lasciando il relativo interruttore in uno stato di chiuso (linea azzurra in Figura 3.18 – Comando apertura P1)
- Per quanto riguarda la protezione P3 del tratto 3, avendo ricevuto il segnale di scatto forzato ((linea blu in Figura 3.18 – Scatto Forzato P3), comanda l'apertura del corrispondente interruttore, ottenendo il completo sezionamento del tratto guasto.

Il permanere della corrente di guasto in rete è di circa 140 ms.

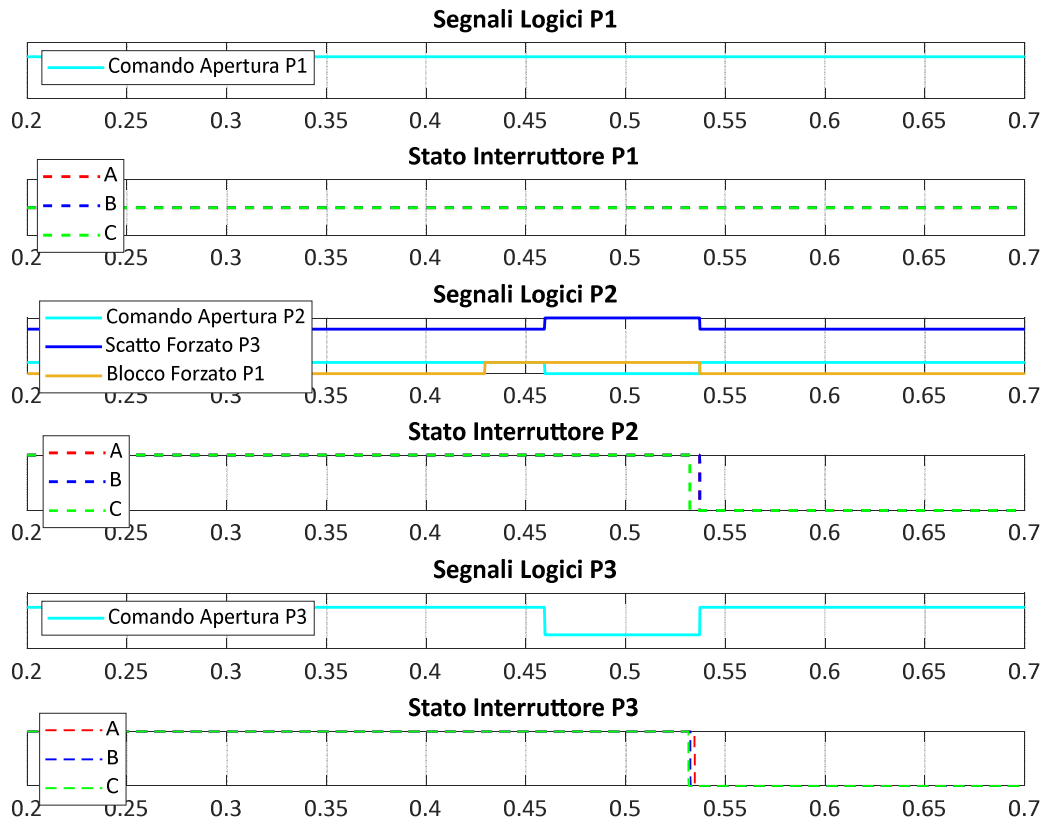


Figura 3.18 – Segnali logici scambiati tra le protezioni P1, P2 e P3 e relativi stati degli interruttori.

Per evidenziare l'effetto del modello di interruttore utilizzato, si consideri le correnti nel tratto di linea due con i relativi segnali logici come riportato in Figura 3.19. Gli interruttori aprono le correnti di linea 70 ms dopo l'arrivo del comando di apertura dalla protezione. L'effettiva apertura dei poli dell'interruttore avviene al passaggio per lo zero della corrente. I segnali di scatto (linea azzurra e blu) si resettano dopo che il misuratore di corrente va a zero, a valle dell'apertura degli interruttori.

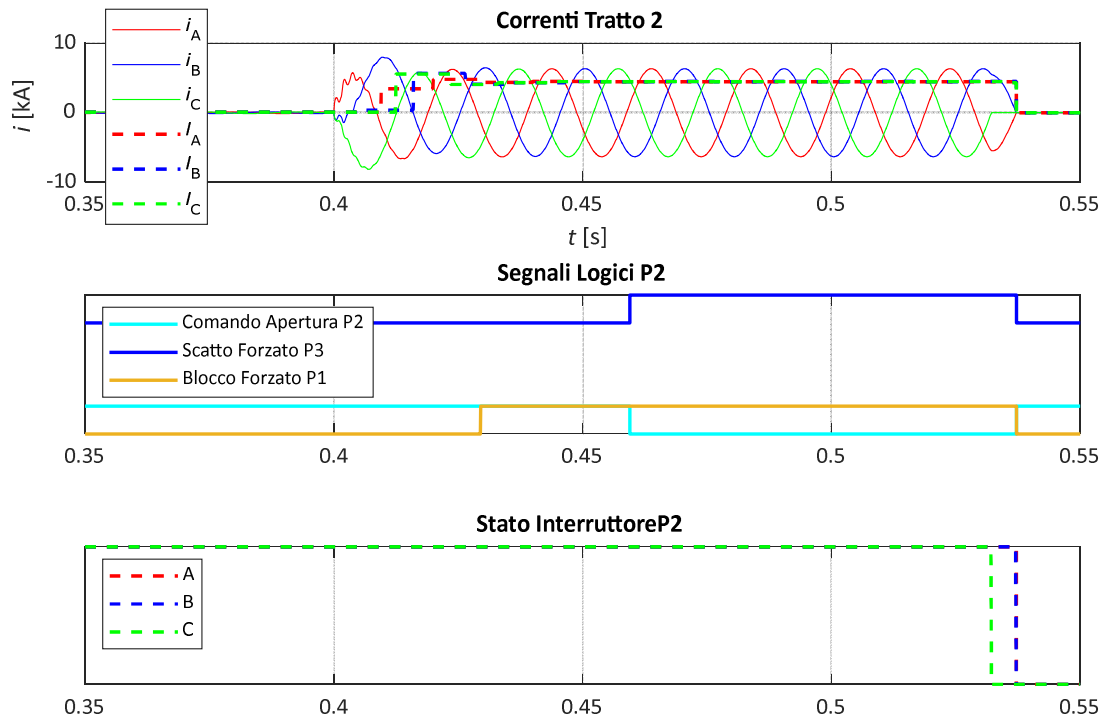


Figura 3.19 – Segnali logici, relative correnti e stato interruttore della protezione P2.

3.4 Considerazioni conclusive

In questo Capitolo si è definito un coordinamento tra le protezioni di linea basato su selettività logica, tale coordinamento sarà validato con le attività sperimentali svolte nella porzione di rete MT della *Test Facility* di RSE nelle prossime linee di attività del progetto (LA2.6 e 2.10). Il coordinamento ipotizzato deve garantire il rilevamento di guasti in linea e l'individuazione e la selezione del tronco guasto già al primo intervento, riducendo, grazie anche a logiche di controalimentazione, il numero di utenti disalimentati.

Per la verifica in *Test Facility*, è stata individuata una prova di cui ne sono state definite le fasi necessarie per la sua esecuzione. In particolare, sono stati individuati gli interruttori e le centraline di protezione coinvolti nella prova, caratterizzandone lo stato nelle differenti fasi. Infine, per dare evidenza delle logiche di coordinamento tra le protezioni, si è simulata una generica rete MT radiale suddivisa in tre tronchi comprensivi dei modelli delle protezioni. I risultati hanno mostrato la fattibilità del coordinamento ipotizzato, grazie allo scambio di segnali logici tra le protezioni, e la sua efficacia nel riconoscere un guasto nel secondo tratto di linea e nell'isolare tale tratto, garantendo l'alimentazione alla porzione di rete sana.

4 PROGETTAZIONE DEL SISTEMA DI SUPERVISIONE SCADA DELL'IMPIANTO MT/BT RELATIVO AL LABORATORIO POTENZIATO NELLA TEST FACILITY DI RSE

In questo capitolo è riportata la progettazione del sistema di supervisione SCADA, richiata in Figura 2.2 e Figura 2.3, e sono illustrati sia i componenti installati sia la gestione e il funzionamento del software dell'impianto.

4.1 Composizione impianto

L'architettura di rete del sistema di supervisione scada di RSE è riportata in Figura 4.1

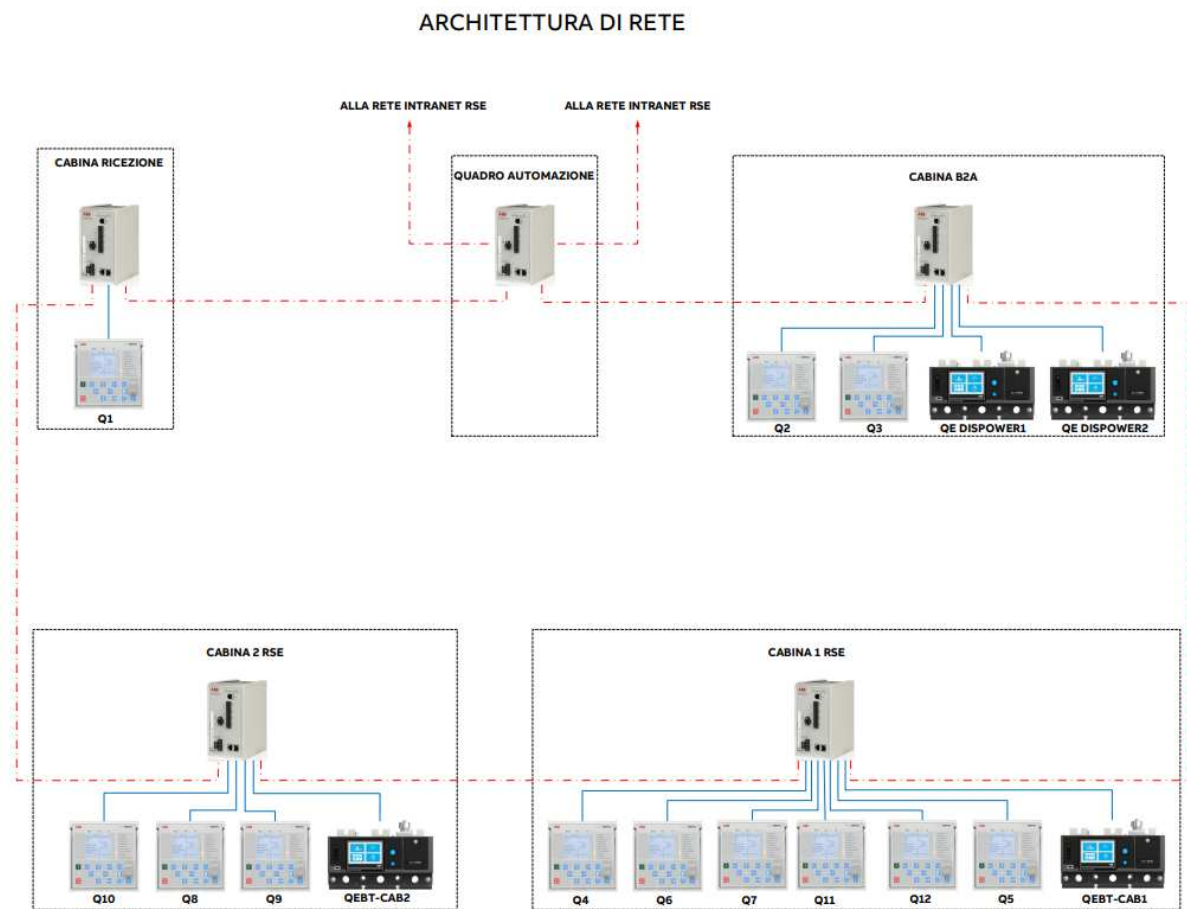


Figura 4.1 Architettura di rete sistema di supervisione scada – RSE.

Il sistema di supervisione ABB ZEE600 è stato dimensionato per fornire la supervisione dei seguenti quadri:

- CABINA RICEZIONE
 - QUADRO MT
 - Nr. 1 relè REF615 con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850
- CABINA B2A
 - QUADRO MT
 - Nr. 2 relè REF615 con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850
- CABINA 1 RSE (area imp. Fotovoltaico)
 - QUADRO MT

Nr. 6 relè REF615 con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850

- CABINA 2 RSE
 - QUADRO MT
 - Nr. 3 relè REF615 con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850
 - QUADRO QE QBT-DISPOWER
 - Nr. 2 relè EKIP TOUCH MEASURING con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850
 - QUADRO QEBT-CAB1
 - Nr. 1 relè EKIP TOUCH MEASURING con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850
 - QUADRO QEBT-CAB2
 - Nr. 1 relè EKIP TOUCH MEASURING con comunicazione ethernet e protocollo IEC61850

Di seguito sono riportati, per ogni unità installata, le informazioni che saranno scambiate con il sistema di supervisione, per il controllo degli impianti:

- RELE' MT
 - Stati
 - stato interruttore
 - stato sezionatore
 - Misure (se presenti TV e TA)
 - misura correnti di fase
 - misura tensioni concatenate
 - misura potenza attiva e reattiva
 - misura Energia attiva e reattiva
- Fattore di potenza e frequenza
 - oscilloperturbografia
 - Comandi
 - Apertura / Chiusura interruttore
 - Allarmi
 - Intervento protezioni
 - Allarmi generici
- RELE' BT
 - Stati
 - stato interruttore
 - Misure (se presenti TV e TA)
 - misura correnti di fase
 - misura tensioni concatenate
 - misura potenza attiva e reattiva
 - misura Energia attiva e reattiva
 - Fattore di potenza e frequenza
 - Comandi
 - Apertura / Chiusura interruttore
 - Allarmi
 - Intervento protezioni
 - Allarmi generici

4.2 Predisposizione collegamenti

Tutte le informazioni saranno riportate al sistema di supervisione tramite rete ethernet.

L'architettura prevede una rete ad anello in fibra ottica MONOMODALE tra gli ethernet switch per aumentare la sicurezza d'esercizio. Le apparecchiature che saranno interfacciate dovranno tassativamente essere predisposte al collegamento con questa tipologia di cavo, connettore tipo LC.

Per quanto riguarda la rete ethernet in cavo invece, è utilizzata per i collegamenti tra:

- relè ed ethernet switch;
- server ed ethernet switch.

4.3 Forniture hardware e software

4.3.1 Fornitura *hardware*

Le component hardware fornite per lo sviluppo del sistema di supervisione sono le seguenti:

- CONTROL ROOM
- QUADRO AUTOMAZIONE con le seguenti caratteristiche:
 - Armadio ABB serie SR H2100 x L600 x P800 IP65 con porta di vetro.
 - Colorazione: RAL7035 bucciato.
 - Accesso: fronte.
 - Interruttori generali magnetotermico 2P ABB per servizi quadro 230Vdc
 - Interruttori magnetotermici ABB per ogni utenza 230Vac.
 - Interruttori magnetotermici ABB per ogni utenza 230/24Vdc.
 - Contatti ausiliari e di scatto per ogni interruttore magnetotermico.
 - Alimentatore 230Vdc/24Vdc.
 - Morsetti WEIDMULLER modello WDU/WDK (singolo e doppio piano).
 - Minuteria varia e accessori marchio.
 - Schemi elettrici dei quadri.
 - Certificati di collaudo.
 - Dichiarazioni di conformità.
 - Manualistica e istruzioni delle apparecchiature.

All'interno della control room sono installati:

- Nr. 1 Managed Ethernet switch con 7 porte SFP (con moduli SFP con connettore LC e fibra ottica monomodale) e 4 porte RJ45.
- Nr. 1 server industriale
- Nr. 1 NTP server
- Nr. 1 box ottico per 4 raccordi di fibra

Per ciascuno dei seguenti quadri è stato fornito:

- CABINA RICEZIONE
 - QUADRO MT
Nr. 1 Managed Ethernet switch con 3 porte SFP (con moduli SFP con connettore LC e fibra ottica monomodale) e 8 porte RJ45.
- CABINA B2A
 - QUADRO MT
Nr. 1 Managed Ethernet switch con 3 porte SFP (con moduli SFP con connettore LC e fibra ottica monomodale) e 8 porte RJ45.
- CABINA 1 RSE
 - QUADRO MT
Nr. 1 Managed Ethernet switch con 3 porte SFP (con moduli SFP con connettore LC e fibra ottica monomodale) e 8 porte RJ45

- CABINA 2 RSE
 - QUADRO MT
 - Nr. 1 Managed Ethernet switch con 3 porte SFP (con moduli SFP con connettore LC e fibra ottica monomodale) e 8 porte RJ45.

4.3.2 Fornitura *software*

Fornitura di:

- Nr. 1 sviluppo software per la programmazione del sistema di supervisione
- Nr. 1 Progettazione sistema di acquisizione e supervisione r comprendente.

Ingegneria sviluppo e documentazione:

- Nr. 1 licenza ABB ZEE600 (server)
- Nr. 1 configurazione server centrale

Funzionalità:

- Acquisizione dati
- Rappresentazione su workstation dei dati (stati) in formato grafico tramite pagine dinamiche
- Esecuzione su workstation dei comandi da remoto per aprire/chiudere gli interruttori
- Rappresentazione su workstation delle grandezze elettriche misurate dagli strumenti presenti in impianto in formato grafico tramite pagine dinamiche
- Rappresentazione su workstation dei dati (condizione di allarme) in formato testuale tramite pagina raccolta allarmi.
- Rappresentazione su workstation dello stato della comunicazione dati tramite pagina autodiagnosi.
- Gestione con password dell'accesso al sistema.
- Gestione dei consumi energetici
- Gestione della analisi guasti (oscilloperturbografia) solo per relè MT

4.4 Descrizione del pacchetto ABB ZEE600

ABB ZEE600 è un pacchetto software che svolge, tramite Personal Computer, funzioni di supervisione e controllo della distribuzione elettrica e impianti speciali, avvalendosi delle unità di protezione a microprocessore multifunzione e delle unità funzionali PLC.

Il pacchetto di supervisione utilizza tecnologie consolidate e standardizzate.

Basato su Zenon Energy Edition SCADA e ABB AbilityTM Operations Data Management Zenon, ABB Ability Electrification Monitoring and Control per reti di distribuzione ZEE600 eredita vantaggiosamente tutte le loro funzionalità e versatilità nella visualizzazione, nella comunicazione e nel controllo dei dati.

ABB ZEE600 integra perfettamente i prodotti e le applicazioni di elettrificazione di ABB per offrire soluzioni di digitalizzazione on-premise di prossima generazione per sistemi di elettrificazione all'avanguardia.

ABB ZEE 600 è predisposto per gestire:

- Relè di protezione e controllo ABB Serie Relion (serie 611, 615, 620 e 630 e REX640) per media tensione
- Serie ABB Ekip Up per bassa tensione
- Dispositivi di terze parti o relè legacy
- PLC e IO Device (AC800M, AC500 o RIO600)
- Interruttori intelligenti (Emax)
- Multimetri multifunzione (M4M o di terze parti come SATEC)

ABB ZEE600 permette l'interfacciamento ad apparecchiature anche di terze parti usando i principali protocolli di comunicazione.

4.4.1 Funzionalità

Una schermata d'esempio del sinottico dell'impianto elettrico è riportata in Figura 4.2.

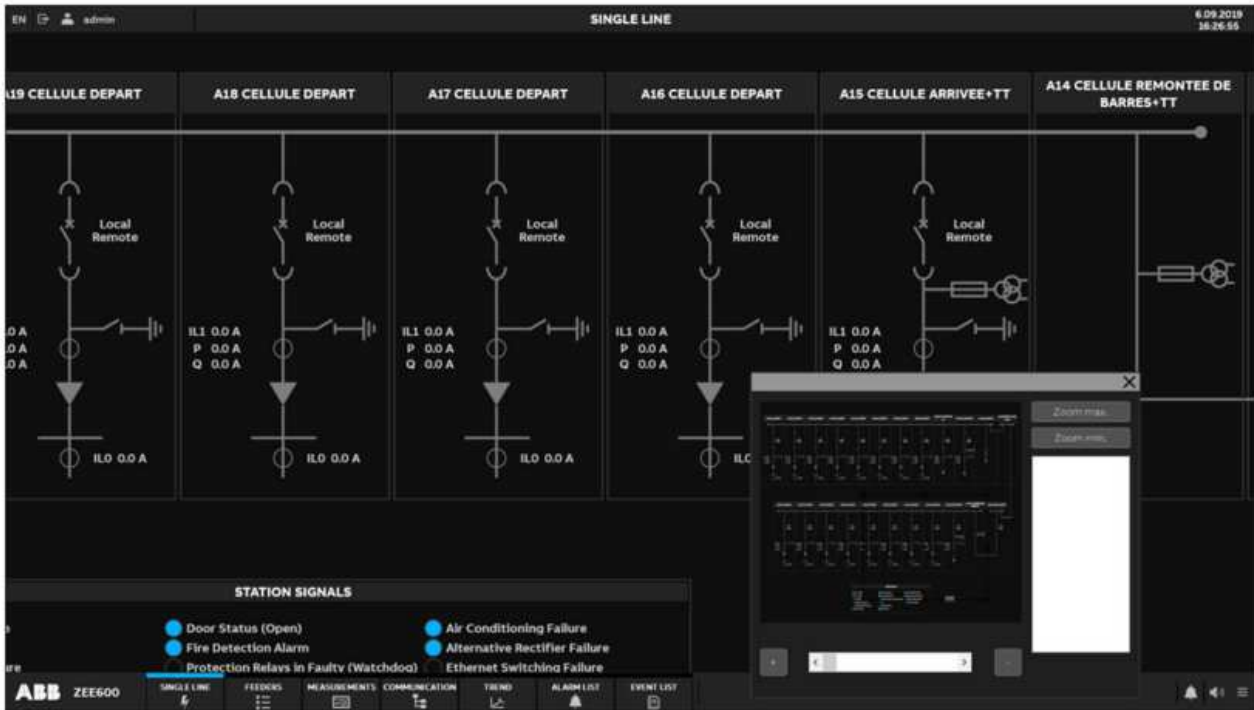
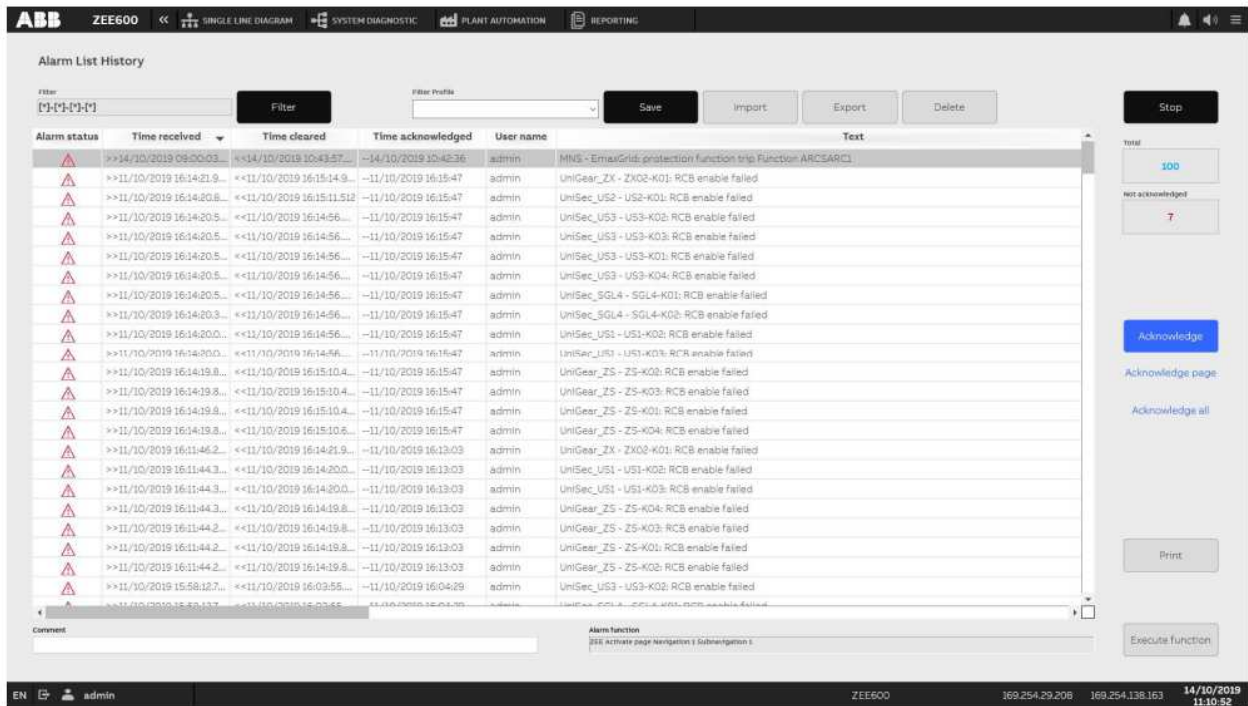


Figura 4.2 - Esempio pagina IEC – sinottico impianto.

Allarmi

Si è predisposto un pacchetto dedicato alla gestione degli allarmi real-Time e storici. Il modulo gestisce la tabella degli allarmi attivi presenti nel sistema, la presentazione degli allarmi a video, l'interazione con l'operatore, l'archiviazione storica e la stampa degli allarmi storici.

Sul sinottico sono evidenziate con variazioni dell'aspetto degli oggetti le situazioni anomale segnalate dal sistema. Il pacchetto può gestire allarmi real-time e allarmi storici, si veda Figura 4.3. Per ogni allarme saranno registrate l'insorgenza, il rientro e il riconoscimento con relativa crono datazione. Si è infatti inserito uno strumento che permette tramite antenna di ricevere il segnale GPS e sincronizzare la rete (personal computer). Si è inoltre prevista la funzionalità di visualizzare una pagina pop up su richiesta allegata alla singola riga d'allarme. La risoluzione della sincronizzazione visualizzata sulle pagine allarmi/eventi è 1 sec.



Alarm status	Time received	Time cleared	Time acknowledged	User name	Text
▲	>>14/10/2019 09:00:03	<<14/10/2019 10:43:57	--14/10/2019 10:45:36	admin	MNS - EmailGrid: protection function trip Function ARCSARCI
▲	>>11/10/2019 16:14:21.9...	<<11/10/2019 16:15:14.9...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniGear_ZX - ZX02-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.8...	<<11/10/2019 16:15:11.512	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US2 - US2-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.5...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US3 - US3-K02: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.5...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US3 - US3-K03: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.5...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US3 - US3-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.5...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US3 - US3-K04: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.5...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_SGL4 - SGL4-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.3...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_SGL4 - SGL4-K02: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.0...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US1 - US1-K02: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:20.0...	<<11/10/2019 16:14:56...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniSec_US1 - US1-K03: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:19.8...	<<11/10/2019 16:15:10.4...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniGear_ZS - ZS-K02: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:19.8...	<<11/10/2019 16:15:10.4...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniGear_ZS - ZS-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:19.8...	<<11/10/2019 16:15:10.4...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniGear_ZS - ZS-K04: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:14:19.8...	<<11/10/2019 16:15:10.6...	--11/10/2019 16:15:47	admin	UniGear_ZS - ZS-K03: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:46.2...	<<11/10/2019 16:14:21.9...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniGear_ZX - ZX02-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:44.3...	<<11/10/2019 16:14:20.0...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniSec_US1 - US1-K02: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:44.3...	<<11/10/2019 16:14:20.0...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniSec_US1 - US1-K03: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:44.3...	<<11/10/2019 16:14:19.8...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniGear_ZS - ZS-K04: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:44.2...	<<11/10/2019 16:14:19.8...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniGear_ZS - ZS-K03: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:44.2...	<<11/10/2019 16:14:19.8...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniGear_ZS - ZS-K01: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 16:11:44.2...	<<11/10/2019 16:14:19.8...	--11/10/2019 16:13:03	admin	UniGear_ZS - ZS-K02: RCB enable failed
▲	>>11/10/2019 15:58:12.7...	<<11/10/2019 16:03:55...	--11/10/2019 16:04:29	admin	UniSec_US3 - US3-K02: RCB enable failed

Figura 4.3 - Esempio pagina allarmi.

Diagnostica

Il pacchetto gestisce la diagnosi del buon funzionamento delle apparecchiature di protezione a microprocessore e delle reti di comunicazione. Il sistema consente di rappresentare, come allarmi, i guasti che possono occorrere, consentendo di diagnosticare e ripristinare in tempo la sezione/unità guasta. In Figura 4.4 è visualizzata una pagina tipica di diagnostica rappresentante, le unità intelligenti costituenti il sistema.

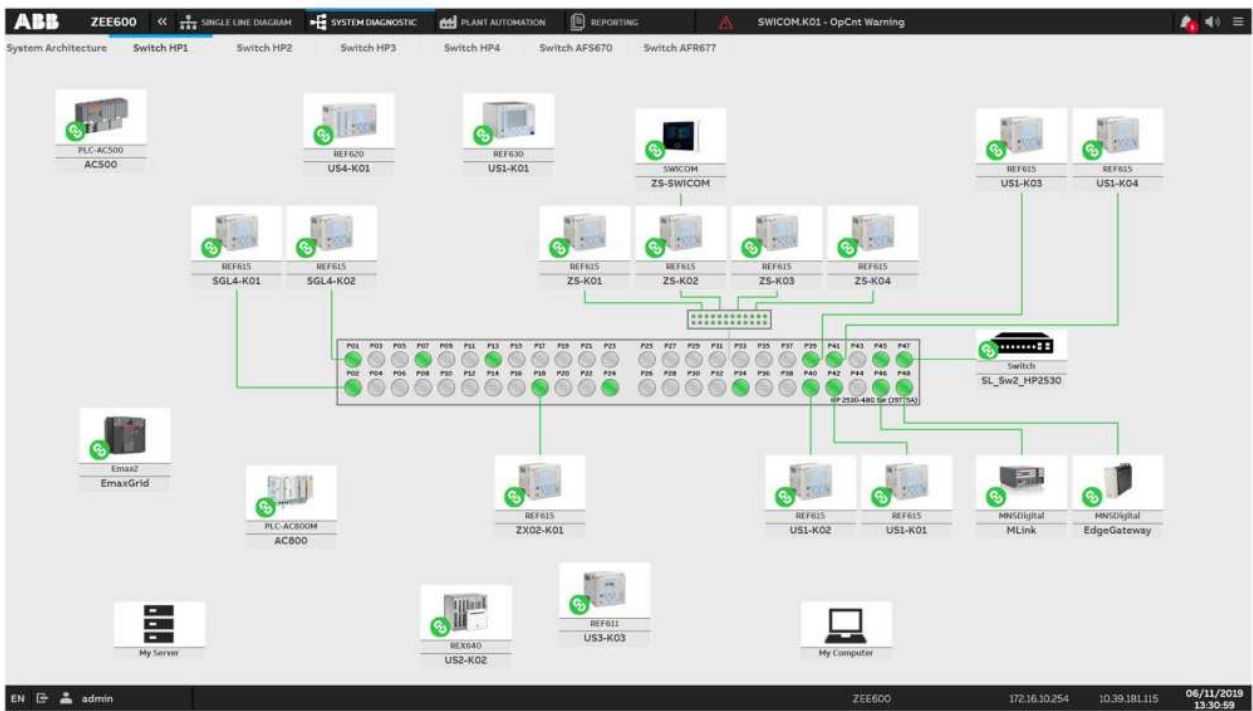


Figura 4.4 - Esempio pagina diagnostica.

Diagnostica su guasto

Con la presente funzionalità si intende integrare nel pacchetto di supervisione ABB ZEE600 la funzione di lettura e visualizzazione dei dati di Fault Recorder generati dall'unità di protezione di ABB REX. Le informazioni lette dall'unità REF/ sono usate per la protezione degli interruttori. L'unità REF/ sono equipaggiate con potente e flessibile funzione di Fault Recorder. Questa funzione può essere usata per registrare al massimo 8 (otto) ingressi analogici e 32 (trenta-due) segnali binari. Gli ingressi analogici sono registrati con un campionamento di 1.2 kHz, intervallo di tempo da 1 secondo a massimo 5 secondi. La registrazione è una combinazione di prima e dopo il tempo del guasto. La capacità totale di registrazione è di 5 secondi: che possono essere configurati in 5 registrazioni di 1 secondo oppure una singola registrazione di 5 secondi. Nei casi vi sia una serie di successive registrazioni di fault, il valore più vecchio viene sovrascritto seguendo il principio "first in, first out".

La registrazione può essere attivata da un evento della protezione, un segnale di ingresso esterno, o da una condizione definita nella logica. Il segnale di trigger, il numero delle registrazioni e il segnale di memorizzazione devono essere definiti durante la fase di specificazione del progetto e possono essere modificati solo attraverso il configuratore software dell'unità REF/REM. I file di Fault dovranno essere trasferiti al personal computer tramite una linea seriale dedicata al fine di ridurre i tempi di trasmissione dei dati verso la postazione di supervisione e non ritardare la lettura dei segnali di stato, allarme e misure.

Il software di registrazione dell'unità REF /REM è conosciuto come "Fault Recording". Il modulo salva i dati di input digitali e analogici in una memoria non volatile. Il modulo di configurazione software rileva i segnali e li memorizza in un file, che viene letto dal pacchetto di visualizzazione dati ABB ZEE600 Concept. È possibile memorizzare più guasti uno dopo l'altro, se il tempo di registrazione complessivo non supera 5 secondi (ad esempio, 5 registrazioni di guasto con un tempo pre-guasto e un tempo post-guasto pari a 500 ms per ogni registrazione).

La visualizzazione delle grandezze è completa di funzioni THD (*Total Harmonic Distortion*), FFT (*Fast Fourier Transform*) e rappresentazione delle grandezze sia in formato grafico che vettoriale.

In Figura 4.5 è rappresentata una visualizzazione della diagnostica a seguito di un guasto.

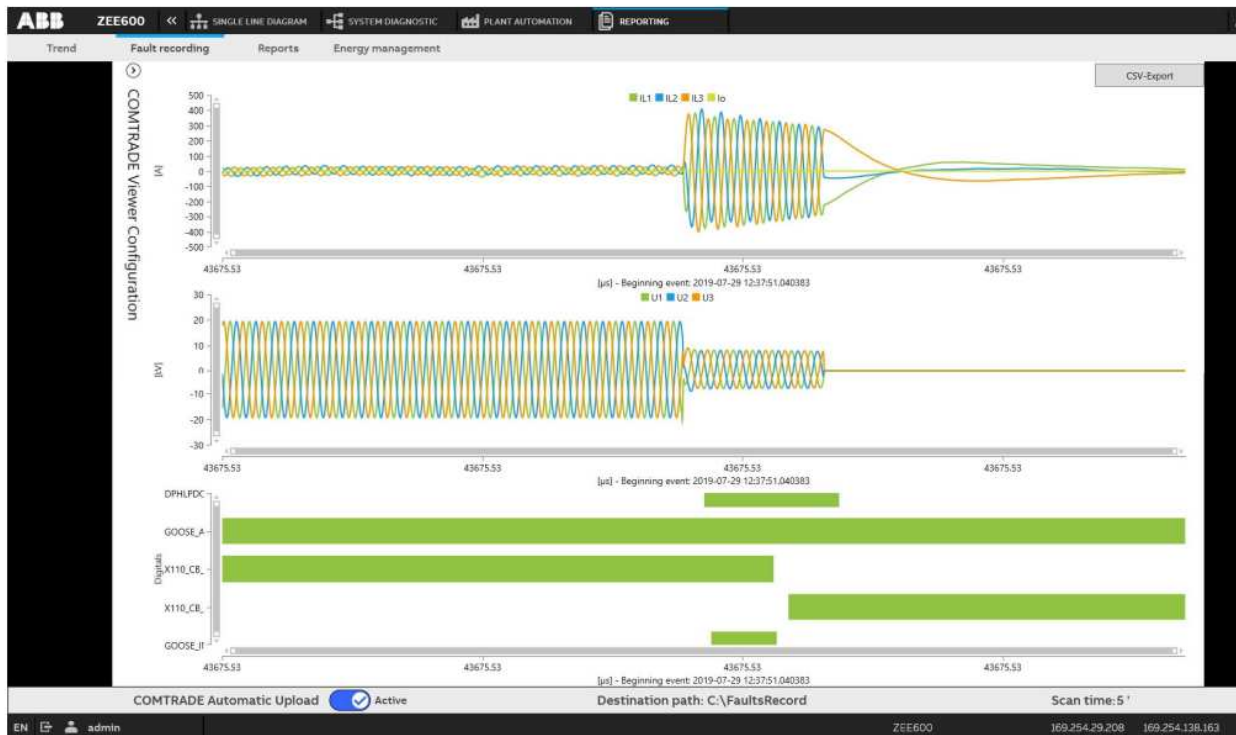


Figura 4.5 - Diagnostica su guasto.

Consumo di energia

Il pacchetto gestione dell'energia è uno strumento integrato la cui finalità è:

- Registrare i dati
- realizzare grafici basati sui dati archiviati
- realizzare analisi sui consumi di energia all'interno dell'impianto.

Qualsiasi dispositivo con totalizzatore energia (multimetro, relè, ecc.), gestito da ABB ZEE600 attraverso un protocollo di comunicazione standard, può essere integrato nel pacchetto di gestione dell'energia. Tutti i dati di consumo vengono memorizzati in archivi e sono visualizzabili sia in formato grafico che in formato tabellare.

È possibile gestire le informazioni in funzione delle fasce orarie e verranno visualizzate sotto forma di grafici e tabelle con le seguenti tempistiche:

- giornalieri
- mensili
- annuali

Lo scopo della applicazione è:

- valutare l'efficienza del consumo di energia dell'impianto
- valutare il costo reale dell'energia elettrica confrontandola con la bolletta elettrica (l'ottimizzazione del contratto potrebbe essere un'azione conseguente all'analisi fatta attraverso questo strumento)
- verificare se i carichi stanno lavorando in condizioni di massima efficienza.

ABB ZEE600 sistema - funzioni di gestione energetica

Per tutti i dispositivi integrati nel pacchetto gestione dell'energia sono visualizzabili le seguenti informazioni:

Archivio giornaliero 24h (grafici di carico):

- Consumo di energia attiva (se disponibile)
- Energia attiva generata (se disponibile)
- Consumo di energia reattiva (se disponibile)
- Energia reattiva generata (se disponibile)
- Consumo di potenza attiva (se disponibile)
- Potenza attiva generata (se disponibile)
- Consumo di potenza reattiva (se presente)
- Potenza reattiva generata (se disponibile)
- Fattore di potenza $\cos \phi$ (se disponibile)

Archivio Mensile (grafici di carico):

- Consumo di energia attiva (se disponibile)
- Energia attiva generata (se disponibile)
- Consumo di energia reattiva (se disponibile)
- Energia reattiva generata (se disponibile)
- Consumo di potenza attiva (se disponibile)
- Potenza attiva generata (se disponibile)
- Consumo di potenza reattiva (se presente)
- Potenza reattiva generata (se disponibile)
- Fattore di potenza $\cos \phi$ (se disponibile)

Archivio Annuale (grafici di carico):

- Consumo di energia attiva (se disponibile)
- Energia attiva generata (se disponibile)
- Consumo di energia reattiva (se disponibile)
- Energia reattiva generata (se disponibile)
- Consumo di potenza attiva (se disponibile)
- Potenza attiva generata (se disponibile)
- Consumo di potenza reattiva (se presente)
- Potenza reattiva generata (se disponibile)
- Fattore di potenza $\cos \phi$ (se disponibile)

In Figura 4.6 è riportato un esempio del grafico di gestione energia.

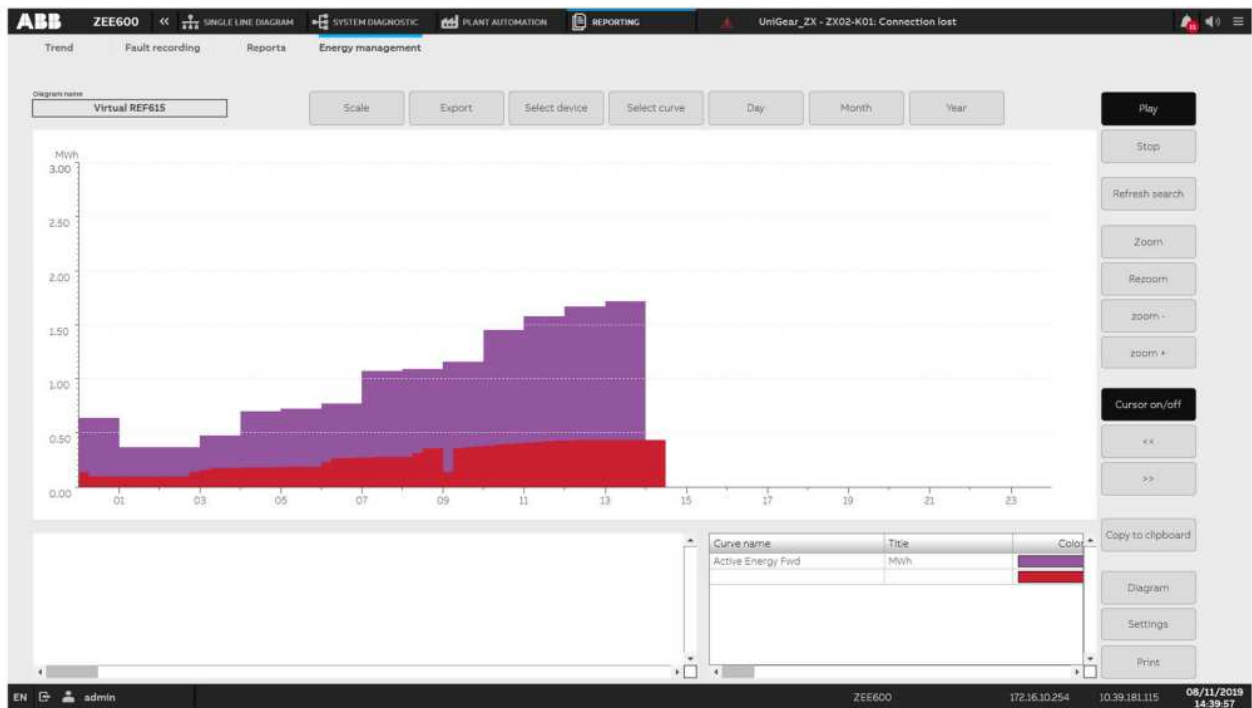


Figura 4.6 - Esempio grafico gestione energia.

5 SVILUPPO MICRORETE IN CORRENTE CONTINUA A TRE CONDUTTORI

La rete in corrente continua di RSE è un impianto sperimentale realizzato e sviluppato nel corso di precedenti attività RdS allo scopo sviluppare esperienze e competenze nell'ambito dei sistemi *Low Voltage Direct Current* (LVDC). La rete permette, infatti, di sviluppare e validare sperimentalmente i sistemi di controllo dei convertitori [11], i sistemi di gestione e controllo dell'intera rete [12] e sperimentare dispositivi di protezione [13], [14], [15]. Inoltre, essendo la rete in corrente continua integrata nella DER-TF di RSE, questo impianto permette anche la sperimentazione delle modalità di gestione di una rete ibrida c.c./c.a. [16].

Per poter estendere le possibilità di prova offerte dall'impianto, nel triennio 19-21 di RdS sono state quindi analizzate le possibili estensioni di tale rete in modo tale da realizzare una configurazione a tre terminali che possa permettere la sperimentazione di una rete MT/BT magliata per mezzo di una rete c.c. multiterminale [17], [7].

Nel progetto MISSION, oggetto del presente rapporto, sono state invece analizzate le estensioni della porzione di rete in corrente continua al fine di realizzare una configurazione bipolare che permetterà di incrementare le possibilità di prova della rete. Una LVDC bipolare, infatti, presenta una maggiore flessibilità, potendo connettere i componenti a differenti livelli di tensione, ma ha una complessità maggiore rispetto alle reti unipolari in quanto occorre mantenere bilanciate le tensioni dei due poli rispetto al neutro anche nel caso di carichi sbilanciati. La progettazione delle estensioni è stata inoltre effettuata considerando le predisposizioni necessarie per prove sia di regime che di guasto con differenti configurazioni della messa a terra della rete.

5.1 Configurazione attuale della rete in corrente continua

Si richiama che, la microrete in corrente continua, come mostrato dallo schema di Figura 5.1, è costituita da due nodi principali, posti in due differenti edifici ad una distanza di circa centocinquanta metri. In tali due nodi sono posti i quadri di distribuzione che interconnettono tutti i dispositivi della rete in corrente continua. La rete è interfacciata alla DER-TF attraverso tre convertitori c.a./c.c. aventi una potenza di 100 kVA (Conv. 1 e Conv. 5) e 30 kVA (Conv. 4). Tali convertitori permettono di regolare la tensione della rete in corrente continua e di poter controllare gli scambi di potenza con la rete in alternata. Nella microrete sono inoltre connesse due batterie con energia nominale di 18 kWh, due banchi di supercondensatori (SC) da 30 kW, un emulatore di campo fotovoltaico da 30 kW e due carichi resistivi da 30 kW ciascuno. I diversi componenti sono connessi alla rete mediante convertitori c.c./c.c. di tipo *boost (step-up)* con una potenza nominale di 30 kW che permettono di controllare i flussi di potenza e regolare la tensione al valore operativo del componente connesso. Inoltre, le batterie possono essere connesse alla rete mediante prolungamenti di linea che permettono di emulare linee lunghe fino a 150 metri.

La rete è in grado di operare sia in parallelo alla rete principale sia in isola e può fornire servizi alla rete in corrente alternata agendo sui convertitori d'interfaccia c.a./c.c. che permettono, tra le varie funzioni, anche l'alimentazione in isola di una porzione di rete in alternata e il suo *black start*. Le funzioni dei convertitori c.a./c.c. sono differenti in quanto questi devono poter gestire le fasi di parallelo alla rete, le fasi di funzionamento in isola e le fasi di sincronizzazione con la rete in corrente alternata.

Il funzionamento della microrete è garantito da un sistema di controllo realizzato su più livelli [18], in cui il primo livello è effettuato tramite i controllori embedded dSPACE. Questa scelta implementativa permette di poter agire sui controlli dei singoli convertitori (sia a livello di parametri che di algoritmi di controllo) permettendo la validazione sperimentale di nuovi algoritmi di controllo per i convertitori [19], [20]. Il secondo e il terzo livello di controllo che permettono, invece, la gestione tecnica ed economica dell'intera microrete, sono effettuati mediante il sistema di supervisione ed acquisizione dati sviluppato in ambiente LabVIEW™. Il *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) acquisisce tutte le informazioni della microrete, fornite dagli analizzatori di rete (tensione, corrente e potenza) e dai diversi componenti (stato dei convertitori e degli interruttori), e permette la gestione manuale o automatica della microrete in corrente continua, sia isolata sia in parallelo alla rete in corrente alternata. Inoltre, lo SCADA della rete in corrente continua comunica con

quello della *Test Facility* consentendo in questo modo una gestione complessiva della micrete mista corrente continua – corrente alternata.

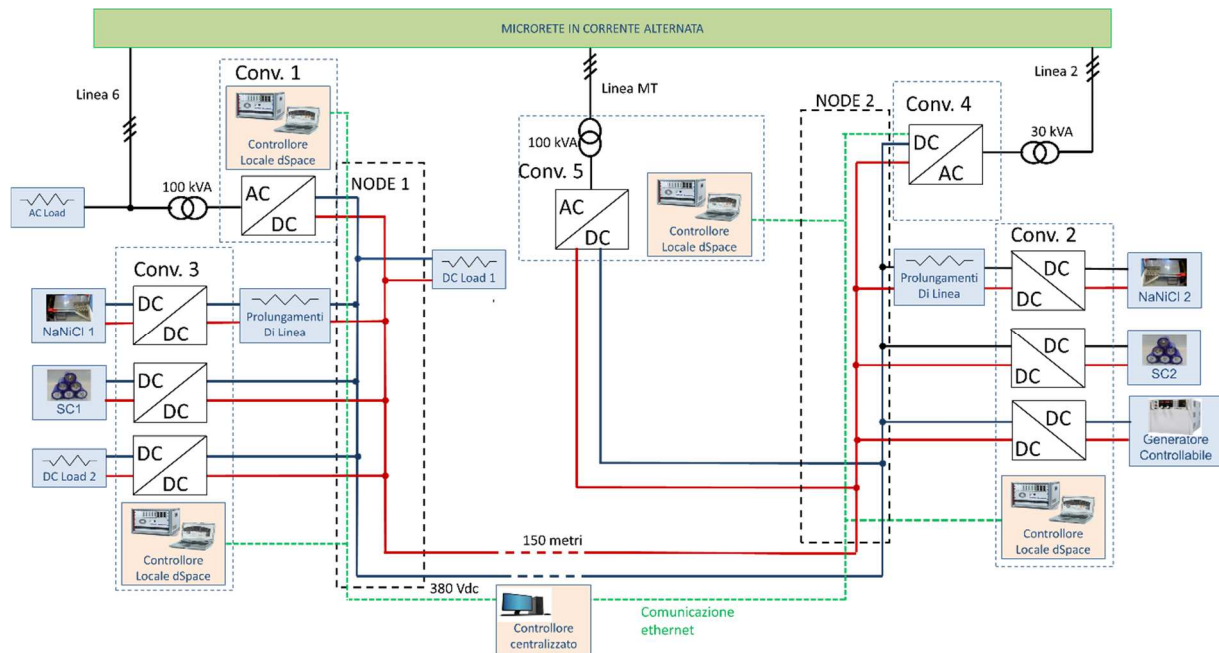


Figura 5.1 – Schema a blocchi di principio dell'attuale rete in corrente continua di RSE.

Vista la struttura attuale della rete c.c. di RSE, per poter procedere nell'estensione a tre conduttori occorre individuare le modifiche da apportare ai sistemi esistenti. A tale scopo, occorre innanzitutto verificare i parametri dei componenti della rete c.c. in modo tale da identificare quali differenti livelli di tensione possano essere gestiti dall'impianto. Dato che l'impianto attuale lavora a 380 V e tutti gli interruttori attualmente installati sono in grado di lavorare con una tensione fino a 800 V, per l'estensione a tre conduttori si può pensare di utilizzare un livello di tensione pari a ± 190 V oppure di passare a un sistema da ± 380 V. Tale analisi è riportata nei paragrafi 5.1.1, 5.1.2 e 5.1.3. Successivamente nel paragrafo 5.2 si riportano le valutazioni per l'estensione a tre conduttori.

5.1.1 Caratteristiche dei carichi, generatori e accumuli della rete c.c.

Come visto in Figura 5.1, la rete in c.c. di RSE è dotata di sistemi di carico, accumulo e generazione. In particolare, nella rete sono presenti due carichi puramente resistivi le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 5.1.

I sistemi di accumulo della rete sono costituiti da due batterie ZEBRA, le cui caratteristiche sono mostrate in Tabella 5.2, e da due banche di supercondensatori ciascuno costituito da 24 moduli, con le caratteristiche di Tabella 5.3, connessi in serie.

Infine, nella rete è installato un generatore controllabile, con le caratteristiche di Tabella 5.4, che viene utilizzato per emulare il comportamento di un impianto fotovoltaico.

Tabella 5.1 – Caratteristiche tecniche dei carichi della rete c.c.

Parametro	Valore
Tensione nominale di alimentazione	400 V
Potenza nominale	30 kW

Gradini di carico	1/2/2/5/5/5/5/5 kW
Tolleranza resistenza a 20°C	±5%

Tabella 5.2 – Caratteristiche tecniche della batteria ZEBRA Z5-278-ML3C-64.

Parametro	Valore
Tensione a vuoto	278 V
Capacità	64 Ah
Potenza di picco in scarica (80 % DOD, 30 s, 335 °C)	32 kW
Energia nominale	17,8 kWh
Minima tensione di funzionamento	184 V
Massima tensione di funzionamento	334 V
Massima corrente di scarica	234 A
Massima corrente di carica	60 A

Tabella 5.3 – Caratteristiche tecniche dei Supercondensatori BMOD0110.

Parametro	Modulo	Banco SC
Capacità	110 F	4,58 F
Resistenza	5,6 mΩ	134,4 mΩ
Tensione	16 V	384 V
Tensione massima	17 V	408 V
Corrente continuativa massima ($\Delta T=40^{\circ}C$)	77 A	77 A
Corrente di picco massima (1 s)	500 A	500 A
Energia immagazzinabile	3,9 Wh	93,6 Wh

Tabella 5.4 – Caratteristiche tecniche del generatore controllabile Magna Power TSD400-72.

Parametro	Valore
Tensione massima in uscita	400 V
Massima corrente erogabile	72 A
Massima potenza di uscita	30 kW

Dalle tabelle precedenti si può osservare che:

- i carichi resistivi sono dimensionati per operare con una tensione nominale di 400 V e di conseguenza un aumento della tensione non può essere effettuato, mentre una riduzione della stessa determinerebbe una riduzione della potenza assorbibile dal carico stesso. Di conseguenza tali carichi, per essere utilizzati in modo corretto e senza limitazioni di potenza, devono continuare a operare alla tensione attualmente prevista per la rete c.c.;
- le batterie zebra hanno una tensione operativa tra 184 V e 334 V e quindi, per garantire il pieno utilizzo dell'energia disponibile nel sistema di accumulo, la tensione della rete deve essere sempre superiore o sempre inferiore a tale valore. È comunque da osservare che 184 V di tensione minima non vengono mai raggiunti poiché la batteria limita il proprio *State Of Charge* (SOC) a valori minimi pari al 10% corrispondenti a una tensione di 205 V. Di conseguenza le batterie potrebbero venire connesse tramite opportuno convertitore sia a una rete a ± 190 V che a una rete a ± 380 V;

- i supercondensatori operano normalmente tra una tensione compresa tra V_{max} e $V_{max}/2$ in modo tale da assicurare l'utilizzo di $\frac{3}{4}$ dell'energia in essi immagazzinabile. Inoltre, per garantire la medesima energia sia in carica sia in scarica i supercondensatori vengono fatti lavorare con una tensione ottimale di esercizio pari a: $V_{sc} = \sqrt{(V_{max}^2 - V_{min}^2)/2}$ con $V_{min} = V_{max}/2$. Attualmente i SC sono utilizzati con una tensione massima di 320 V, in modo tale da garantire il corretto funzionamento del convertitore c.c./c.c., che determina una tensione nominale di esercizio pari a 253 V. Per non limitare l'energia utilizzabile da questi componenti occorre quindi operare con una tensione nel *range* V_{max} e $V_{max}/2$ che permette quindi di poter connettere tramite opportuno convertitore sia a una rete a ± 190 V che a una rete a ± 380 V.
- il generatore programmabile ha una tensione di funzionamento che è compresa tra 0 e 400V. Attualmente il generatore viene utilizzato con una tensione pari a 320 V e di conseguenza è necessario utilizzare una tensione della rete c.c. superiore a tale valore in modo tale da potersi muovere sull'intera curva di un impianto fotovoltaico.

5.1.2 Caratteristiche dei convertitori della rete c.c.

Come visto in precedenza la rete in corrente continua è costituita da convertitori c.c./c.c. di tipo *boost* e da convertitori d'interfaccia c.a./c.c. di tipo *Voltage Source Inverter (VSI)*. I convertitori c.c./c.c. hanno la struttura mostrata in Figura 5.1 e le caratteristiche riportate in Tabella 5.5. L'elettronica di potenza è costituita da tre moduli SEMiX353GB126HDs connessi in parallelo ognuno dei quali con tensione massima di 1200 V e corrente nominale di 225 A.

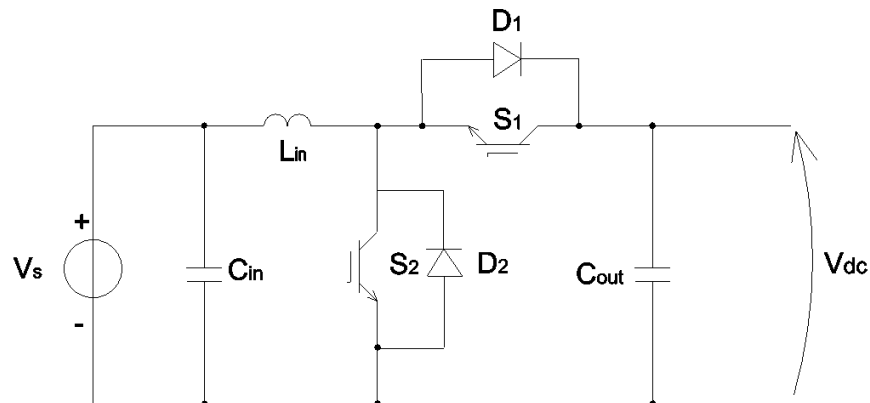


Figura 5.2 – Struttura dei convertitori c.c./c.c. di tipo *boost*.

Tabella 5.5 – Caratteristiche tecniche dei convertitori DC/DC della rete CC.

Parametro	Valore
Condensatore uscita	6,8 mF – 900 V
Induttanza ingresso	1,12 mH - 200 A
Condensatore ingresso	50 μ F – 400 V
Potenza nominale	30 kW
Frequenza di switching	5 kHz

I convertitori c.c./c.c. della rete in corrente continua sono in grado di poter operare con una tensione d'uscita V_{dc} pari a 380 V o pari a 760 V (tensione tra polo negativo e polo positivo della rete a ± 380 V). Naturalmente aumentando il livello di tensione occorrerebbe modificare i parametri dei regolatori degli anelli

di controllo. Infatti, se si considera ad esempio il caso della batteria il convertitore dovrebbe operare con un *Duty Cycle* compreso tra il valore minimo δ_{min} e il valore massimo δ_{max} :

$$\delta_{max} = \frac{V_{dc} - V_{zebra,min}}{V_{dc}} = 0,76 \quad 5.1$$

$$\delta_{min} = \frac{V_{dc} - V_{zebra,max}}{V_{dc}} = 0,56 \quad 5.2$$

Ad ogni modo, gli attuali convertitori sono comunque in grado di operare con questi livelli di tensione in quanto che, calcolando l'induttanza minima (equazione 5.3) per garantire il funzionamento in *Continuous Conduction Mode* (CCM) e il valore della corrente di *ripple* (equazione 5.4) si verifica che l'attuale induttore presenta dei valori consoni per il funzionamento anche a 760 V.

$$L_{in} \geq \frac{V_{dc}^2 \delta_{min} (1 - \delta_{min})^2}{2P f_{sw}} = 0,21 \mu H \quad 5.3$$

$$\Delta I_{max} = \frac{V_{zebra,max} \delta_{min}}{f_{sw} L_{in}} = 33 A \quad 5.4$$

dove $f_{sw} = 5 \text{ kHz}$ è la frequenza di *switching*, P è la potenza del convertitore, L_{in} è l'induttanza d'ingresso del convertitore.

Di conseguenza, non si hanno problemi con i convertitori c.c./c.c. per il passaggio a 760 V anche se questo determinerebbe un aumento delle perdite di conduzione dato che la caduta ai capi del transistor sarebbe superiore.

I convertitori c.a./c.c. sono dei VSI, la cui struttura generale è mostrata in Figura 5.3. Tutti e tre i convertitori sono realizzati per operare con una tensione di rete di 400 V trifase e una frequenza nominale di 50 Hz, ma costruttivamente sono differenti in quanto realizzati in diverse attività RdS e secondo differenti schemi costruttivi e filtri d'uscita. Più nel dettaglio, il Conv.1 è stato realizzato integrando l'induttanza primaria di filtro nel trasformatore del convertitore e il gruppo LC d'uscita si trova lato rete [11], il Conv. 4 è di tipo commerciale, presenta il condensatore C_f lato uscita del convertitore e un filtro EMC in uscita in sostituzione dell'induttanza secondaria di filtro [12], mentre il Conv. 5 è stato realizzato con una struttura Full-Bridge per ogni fase e il gruppo LC d'uscita si trova lato rete [17]. È comunque importante osservare che nonostante le differenti configurazioni e filtri d'uscita realizzati i convertitori sono stati realizzati con transistor con tensione massima di 1200 V e presentano un trasformatore d'isolamento. Questo permette oltre all'adattamento di tensione anche di garantire l'isolamento galvanico tra la rete in corrente alternata e la rete in corrente continua. Le caratteristiche principali dei tre convertitori sono riportate in Tabella 5.6 (Conv.1), Tabella 5.7 (Conv.4) e Tabella 5.8 (Conv.5).

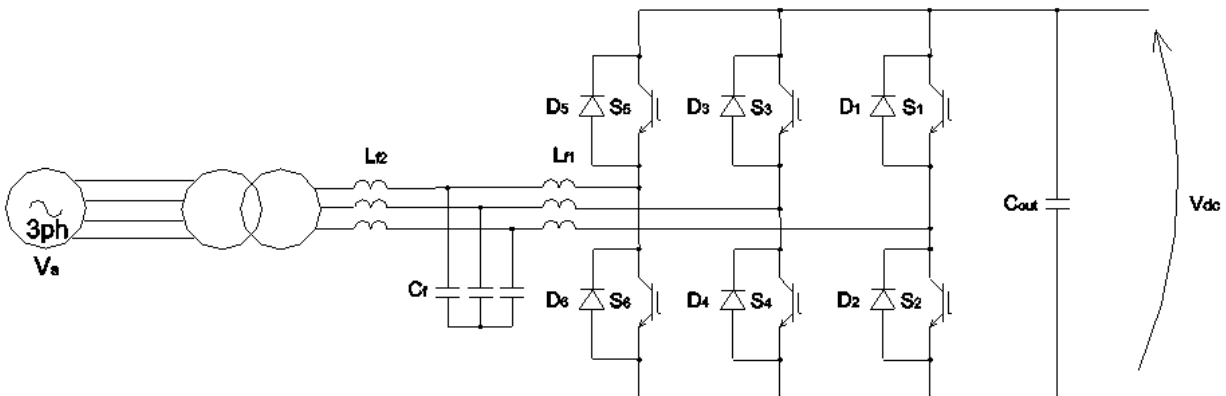


Figura 5.3 - Struttura dei convertitori c.a./c.c. di tipo VSI.

Tabella 5.6 – Caratteristiche tecniche del convertitore Conv. 1 della rete c.c.

Parametro	Valore
Potenza nominale trasformatore	100 kVA
Tensione concatenata secondario trasformatore	400 V
Tensione concatenata primario trasformatore	200 V
Configurazione trasformatore	YnD11
Vcc%	12%
Pcc%	1,5%
Induttanza secondaria di filtro	63 μ H
Capacità di filtro	100 μ F
Tensione bus DC nominale	380 V
Capacità bus DC	20,4 mF
Frequenza di switching	5 kHz

Tabella 5.7 – Caratteristiche tecniche del convertitore Conv. 4 della rete c.c.

Parametro	Valore
Potenza nominale trasformatore	37 kVA
Tensione concatenata secondario trasformatore	400 V
Tensione concatenata primario trasformatore	170 V
Configurazione trasformatore	DYn11
Vcc%	4%
Pcc%	2%
Induttanza primaria di filtro	291 μ H
Capacità di filtro	100 μ F
Tensione bus DC nominale	380 V
Capacità bus DC	3,28 mF
Frequenza di switching	5 kHz

Tabella 5.8 – Caratteristiche tecniche del convertitore Conv. 5 della rete c.c.

Parametro	Valore
Potenza nominale trasformatore	100 kVA
Tensione concatenata secondario trasformatore	400 V
Tensione concatenata primario trasformatore	400 V
Configurazione trasformatore	IIIYn
Vcc%	4%
Pcc%	2,5%
Induttanza primaria di filtro	360 μ H
Capacità di filtro	100 μ F
Induttanza secondaria di filtro	63 μ H
Tensione bus DC nominale	380 V
Capacità bus DC	20,4 mF
Frequenza di switching	5 kHz

Il passaggio della rete a una configurazione bipolare a ± 380 V presenta degli inconvenienti per quanto riguarda i convertitori c.a./c.c.. Come visto in precedenza, i *transistor* così come i condensatori lato c.c. sono dimensionati per poter lavorare a una tensione operativa di 760 V ma nella realizzazione i componenti lato c.a. sono stati dimensionati considerando una rete c.c. a 380 V con conseguente inserimento di un trasformatore che oltre a garantire l'isolamento galvanico permette l'accoppiamento del convertitore a una tensione di rete più alta. Per il passaggio a una configurazione bipolare a ± 380 V servirebbe quindi sostituire i trasformatori con altri trasformatori con rapporto di trasformazione differente oppure pensare di eliminare i trasformatori e inserire, nei casi ove serve, un'induttanza primaria di filtro. L'eliminazione del trasformatore è però poco conveniente in quanto in questo modo non è più garantito l'isolamento galvanico tra la rete c.a. e la rete c.c., limitando le possibilità di messa a terra poiché eventuali guasti lato rete c.c. sarebbero visti anche sulla rete in alternata. Viceversa, la sostituzione del trasformatore richiederebbe la verifica dei parametri di filtro ed eventualmente una loro sostituzione. Se infatti i condensatori di filtro sono installati lato inverter, la loro tensione operativa potrebbe non essere più adeguata. Inoltre, nel caso delle induttanze primarie d'uscita occorre considerare che il *ripple* della corrente risulta superiore. Come da equazione 5.5, il raddoppio della tensione lato c.c. determina una corrente di *ripple* pari al doppio.

$$I_{\text{ripple,rms}} = \frac{1}{2\sqrt{3}} \frac{V_{dc}}{2f_{sw}L} \quad 5.5$$

È importante osservare che le modifiche ai convertitori d'interfaccia sono una delle maggiori barriere al passaggio ad una rete a bipolare a ± 380 V.

5.1.3 Quadri elettrici della rete c.c.

I quadri elettrici di distribuzione della rete in corrente continua, mostrati in Figura 5.4, sono stati realizzati considerando l'estensione a tre conduttori. In particolare, in entrambi i quadri è presente una sbarra di rame per la connessione delle utenze al conduttore mediano che è già stato posato e connesso tra i due quadri di distribuzione (indicati come node1 e node2 nello schema a blocchi di Figura 5.1). Inoltre, in fase di progetto e di realizzazione, tutti gli interruttori sono stati scelti per lavorare con una tensione operativa almeno pari a 750 Vdc, così come i sistemi di misura incorporati nei due quadri. Non vi sono quindi grosse limitazioni per quanto riguarda la rete di distribuzione vera e propria.



(a)



(b)

Figura 5.4 – Immagini dei due quadri di distribuzione asserviti al Nodo1 (a) e al Nodo2 (b) della rete c.c..

5.1.4 Note conclusive sulla rete c.c. attuale

Come visto finora, la rete c.c. di RSE risulta già in parte predisposta per poter lavorare a tre conduttori e con una tensione operativa di ± 380 V. Scegliendo questo livello di tensione occorre però modificare i convertitori d'interfaccia c.a./c.c. sostituendo il trasformatore presente e verificando/modificando alcuni dei componenti passivi di filtro.

Adottando questa scelta impiantistica, si potrebbe quindi decidere quali componenti connettere tra il mediano e uno dei due poli e quali altri connettere a tensione piena tra i due poli. Ad esempio, i due carichi e i sistemi di accumulo (batterie e supercondensatori) potrebbero continuare a lavorare a 380 V, mentre il convertitore fotovoltaico potrebbe lavorare a tensione piena.

Viceversa, l'adozione di una tensione operativa di ± 190 V non richiederebbe la modifica degli attuali convertitori c.a./c.c., ma sarebbero necessarie delle modifiche per poter connettere alcuni dispositivi a un potenziale più basso di quello attuale. Questo significherebbe modificare i convertitori c.c./c.c. delle batterie per farli diventare di tipo *buck (step-down)* e inserire dei nuovi carichi elettrici per poter sopperire alla riduzione del carico dovuto all'abbassamento del livello di tensione.

Entrambe le soluzioni sono realizzabili, ma nella realizzazione a ± 380 V la rete risulterebbe ancora composta da soli *boost-converter* mentre nella realizzazione a ± 190 V la rete risulterebbe costituita sia da convertitori di tipo elevatori che di tipo abbassatori che presentano differenti caratteristiche in presenza dei guasti. Se, infatti, i convertitori *boost*, così come i VSI, non sono in grado di limitare la corrente di guasto lato c.c., i convertitori di tipo *buck* risultano in grado di farlo [21]. Quest'ultima configurazione può essere quindi la più indicata per estendere le capacità di prova del laboratorio potendo contare su differenti tipologie di convertitore. Inoltre, come verrà spiegato nel paragrafo 5.2.4 questa soluzione è l'unica che consente di sperimentare differenti tipologie di messa a terra. Per tali ragioni la realizzazione della rete verrà effettuata

considerando il passaggio a una rete bipolare a ± 190 V ma continuando a mantenere la possibilità di lavorare anche a ± 380 V, in modo tale da lasciare la possibilità per estensioni future dell'impianto.

5.2 Analisi delle modifiche necessarie per il potenziamento della rete c.c. a tre conduttori

Alla luce delle considerazioni riportate nei paragrafi precedenti, per il passaggio della rete in c.c. a tre conduttori con una tensione di ± 190 V occorre quindi prevedere differenti modifiche al sistema.

In particolare, come evidente dalla Figura 5.5 occorre prevedere:

- la connessione dei convertitori tra il polo positivo e il polo negativo della rete. Questa operazione non richiede alcuna modifica ai convertitori dato che la tensione di funzionamento rimane pari a 380 V;
- la connessione dei sistemi di accumulo (a batteria e a supercondensatori) tra uno dei due poli e il neutro. Questa operazione richiede la modifica dei convertitori c.c./c.c., come spiegato nel paragrafo 5.2.1, e la modifica ai quadri della rete, come illustrato nel paragrafo 5.2.2;
- la connessione del carico senza convertitore c.c./c.c. tra uno dei due poli e il neutro. Questo richiede la modifica del quadro della rete, come illustrato nel paragrafo 5.2.2. Da osservare come con questa modifica la potenza assorbita da tale carico risulta essere pari a $\frac{1}{4}$ di quella di iniziale. Per non ridurre i carichi presenti nella rete è quindi necessario mantenere l'altro carico connesso a tensione piena e prevedere l'installazione di un nuovo carico nel nodo 3 della rete;
- la connessione del generatore controllabile tra il polo negativo e il polo positivo della rete senza alcuna modifica dato che la tensione di funzionamento rimane pari a 380 V;
- l'inserimento di dispositivi di bilanciamento dei poli della rete, come illustrato nel paragrafo 5.2.3;
- la realizzazione di un nuovo quadro elettrico per il nodo 3 della rete;
- la realizzazione di quadri di messa a terra, come dettagliato nel paragrafo 5.2.4.

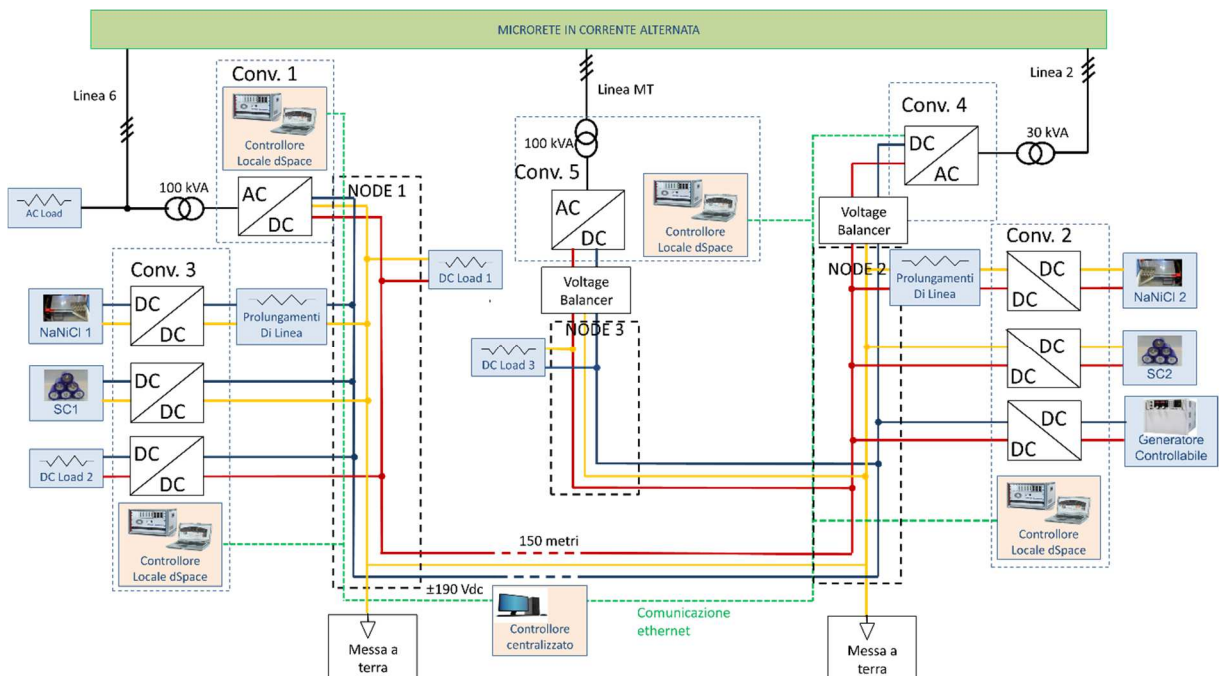


Figura 5.5 - Schema a blocchi di principio dello sviluppo della rete in corrente continua di RSE con tre punti di connessione con la rete in alternata e tre conduttori.

5.2.1 Modifiche ai convertitori

Come visto in precedenza il passaggio ad un'alimentazione pari a ± 190 V necessita delle modifiche ai convertitori dei sistemi di accumulo. In particolare, i convertitori rappresentati in Figura 5.2 che permettono di connettere un sistema con tensione più bassa della rete devono essere modificati per poter operare come convertitori di tipo abbassatori e quindi con tensione della sorgente maggiore di quella di uscita. La struttura di un convertitore di tipo *buck* è mostrata in Figura 5.6.

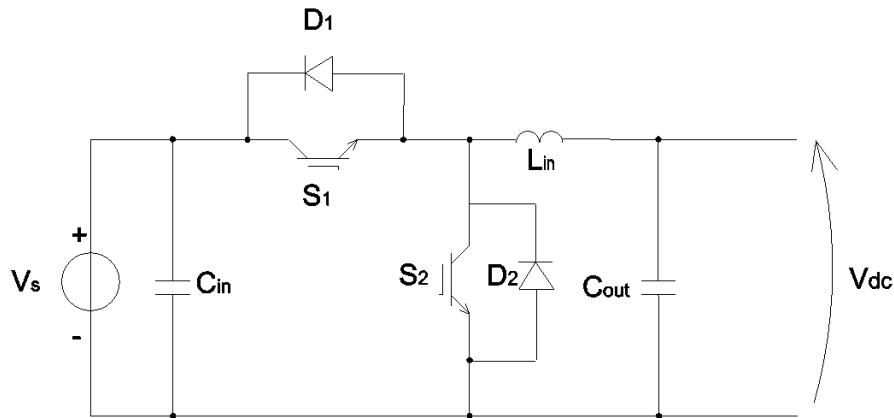


Figura 5.6 - Struttura dei convertitori c.c./c.c. di tipo *buck*.

Il convertitore di tipo *buck* presenta i medesimi componenti principali di un convertitore di tipo *boost* e quindi è possibile ottenere la struttura *step-down* a partire dalla struttura *step-up* effettuando le modifiche mostrate in Figura 5.7.

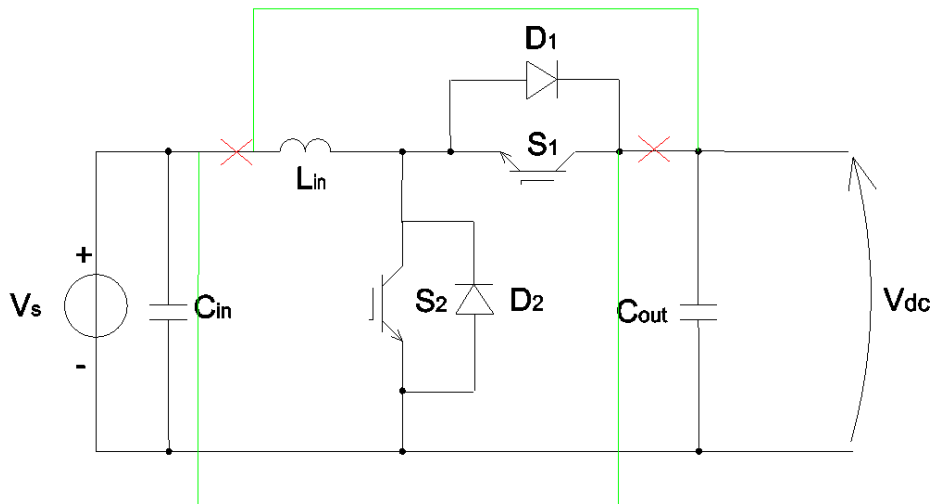


Figura 5.7 – Modifiche da apportare al convertitore *boost* per operare come convertitore *buck*. Con la X rossa sono evidenziati i collegamenti da interrompere mentre in verde quelli da realizzare.

Oltre a modificare i collegamenti interni al convertitore, occorre però verificare se i componenti utilizzati sono adatti anche a questa nuova modalità di funzionamento. Considerando ad esempio la batteria Zebra e il suo *range* di funzionamento tipico, i valori di duty cycle minimo δ_{min} e massimo δ_{max} risultano:

$$\delta_{max} = \frac{V_{dc}}{V_{zebra,min}} = 0,92 \quad 5.6$$

$$\delta_{min} = \frac{V_{dc}}{V_{zebra,max}} = 0,57 \quad 5.7$$

I valori risultano quindi compresi nell'intervallo 0 e 1 e quindi il convertitore è in grado di gestire correttamente la batteria. Per quanto riguarda l'induttanza del convertitore questa, per garantire il funzionamento CCM, deve essere superiore al seguente valore:

$$L \geq \frac{V_{dc}^2(1 - \delta_{min})}{2Pf_{sw}} = 0,051 \mu H \quad 5.8$$

Quindi il valore di 1,12 mH è sufficiente per il corretto funzionamento del convertitore. Infatti, se si va a calcolare la corrente di *ripple* massima ΔI_{max} e la corrente nei transistor I_T si verifica come questi valori siano all'interno dell'intervallo di corretto funzionamento dei componenti del convertitore.

$$\Delta I_{max} = \frac{V_{dc}(1 - \delta_{min})}{f_{sw}L} = 14,6 A \quad 5.9$$

$$I_T = I_{max,out} + \frac{\Delta I_{max}}{2} = \frac{P_{max}}{V_{dc}} + \frac{\Delta I_{max}}{2} = 172,5 A \quad 5.10$$

Da ultimo, utilizzando il valore di condensatore attuale C_{out} , il *ripple* di tensione ΔV_{out} risulta pari a:

$$\Delta V_{out} = \frac{\Delta I_{max}}{8f_{sw}C_{out}} = 0,53 V \quad 5.11$$

I condensatori d'uscita risultano di fatto sovradimensionati, ma questo permette di ottenere comunque delle prestazioni qualitativamente migliori.

È quindi possibile utilizzare i convertitori esistenti che con opportune modifiche possono operare anche come abbassatori.

5.2.2 Modifiche ai quadri elettrici

I quadri elettrici non richiedono particolari modifiche. Come già detto gli attuali quadri del nodo1 e del nodo2 sono realizzati con tre sbarre in rame dove sono connessi i differenti interruttori. Il passaggio a tre conduttori è già stato quindi previsto e per attuarlo occorre semplicemente modificare le connessioni mostrate in Figura 5.1 per ottenere la configurazione di Figura 5.5. In particolare, andranno spostati i collegamenti interni ai quadri dei convertitori dei sistemi di accumulo e del carico resistivo senza convertitore.

Inoltre, durante l'attività andrà realizzato un nuovo quadro di distribuzione da installare nel nodo 3 della rete. Questo nuovo quadro dovrà prevedere:

- tre sbarre principali per i due poli e per il mediano della rete;
- un interruttore principale magnetotermico dimensionato per una corrente nominale di 320 A e con una tensione di 800 V (per futuri ampliamenti), dotato di bobina di sgancio e dispositivo locale di misura di tensione, corrente e potenza;
- un interruttore magnetotermico per la linea di alimentazione del nuovo convertitore dimensionato per una corrente nominale di 250 A e con una tensione di 800 V (per futuri ampliamenti), dotato di bobina di sgancio e dispositivo locale di misura di tensione, corrente e potenza
- tre nuovi interruttori magnetotermici da 100A con tensione operativa fino a 800 V dove connettere nuove utenze.

Tale nuovo quadro verrà collegato agli altri quadri con tre conduttori e per mezzo della predisposizione già realizzata all'interno del quadro del Nodo2.

5.2.3 Sistemi di bilanciamento delle fasi

Il passaggio a una rete bipolare risulta d'interesse per le attività di ricerca grazie alla maggiore affidabilità, alla più semplice messa a terra (che può essere effettuata mettendo a terra il mediano) e alla possibilità di lavorare con differenti livelli di tensione. Questa configurazione, grazie alla connessione prevista per i carichi, permette di poter creare sbilanciamenti tra il polo positivo e il polo negativo e quindi sperimentare il comportamento e il controllo di un sistema LVDC bipolare [22]. Il passaggio a una rete bipolare oltre alle opportunità evidenziate in precedenza determina la necessità di gestire gli sbilanciamenti tra il polo positivo e il polo negativo. Questa funzione deve essere assolta da un dispositivo denominato *Voltage Balancer* [23] che ha il compito di ripristinare la tensione tra i poli e il neutro anche in presenza di sbilanciamenti di carico. Nel caso specifico della rete in corrente continua, questa funzionalità può essere offerta da un nuovo convertitore da dei nuovi convertitori da installare in prossimità di almeno due dei tre convertitori c.a./c.c. della rete. L'utilizzo di due *Voltage Balancer*, la cui struttura è mostrata in Figura 5.8, permette di avere una ridondanza da utilizzarsi nel caso di guasto di uno dei due convertitori di bilanciamento oppure durante le prove di guasto di una rete c.c. multiterminale. In tale caso, infatti, nel caso di un guasto in una delle tre porzioni della rete, le protezioni devono agire per isolare il tronco guasto creando di fatto due porzioni separate della rete. Per tale ragione, risultano di fatto necessari due *Voltage Balancer* per garantire di avere la porzione sana dotata di sistema di bilanciamento.

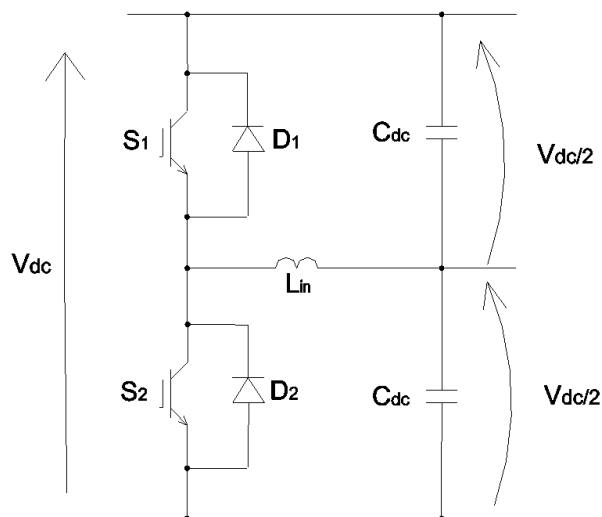


Figura 5.8 – Schema del Voltage Balancer

Nel prosieguo dell'attività (LA 2.6) verrà effettuata la progettazione di dettaglio e la realizzazione di due *Voltage Balancer* che devono essere in grado di lavorare con una tensione operativa fino a 800 V ed essere in grado di ribilanciare una potenza pari a 50 kW.

5.2.4 Modalità di messa a terra

Come visto finora, la rete in corrente continua di RSE è interfacciata alla rete in alternata per mezzo di convertitori c.a./c.c. con trasformatore d'isolamento. Questo permette di poter gestire la messa a terra della rete in corrente continua in modo indipendente dalla rete in alternata. Considerando questa condizione le possibilità di messa a terra della rete in corrente continua sono in generale 4: TT, IT, TN-s e TN-c, come mostrato in Figura 5.9.

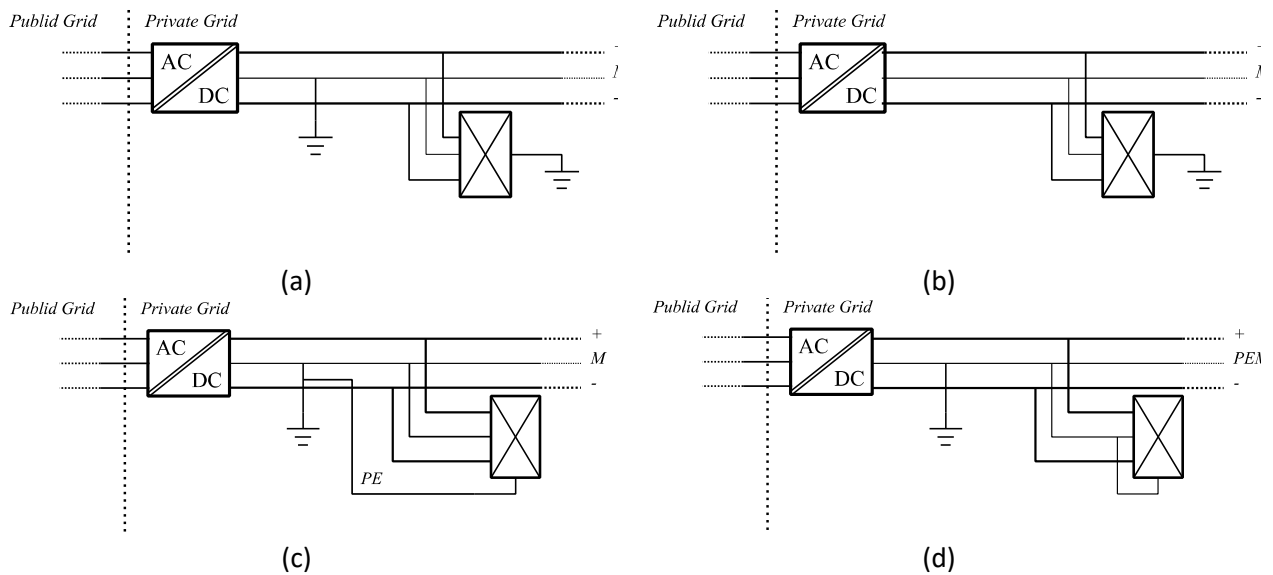


Figura 5.9 – Modalità di messa a terra di una rete in corrente continua bipolare: (a) TT, (b) IT, (c) TN-s, (d) TN-c.

Per la rete in corrente continua di RSE le sole configurazioni TT e IT possono essere realizzate in quanto le masse dei convertitori sono messe a terra localmente. Le due configurazioni presentano differenti caratteristiche per quanto riguarda il guasto polo-terra in quanto nel caso di rete IT questo non determina la circolazione di corrente, mentre nel caso TT questo tipo di guasti è paragonabile a un cortocircuito. Comparato con gli altri schemi, la modalità IT presenta la migliore continuità del servizio, poiché un primo guasto verso terra non determina il fuori servizio della rete. Inoltre, presenta basse correnti di dispersione e di conseguenza un basso livello di corrosione [24] e risulta tecnicamente semplice da realizzare e con un basso costo d’installazione. Sebbene possa funzionare in presenza di un singolo guasto, risulta critica l’individuazione e l’isolamento del problema. Infatti, nel caso di secondo guasto, questo determina un guasto polo-polo e possibili danneggiamenti all’intero sistema. Inoltre, non essendoci un collegamento a terra, la rete può essere traslata come potenziale a causa di correnti di dispersione, anche se basse, e per tale ragione occorre utilizzare un livello di isolamento pari alla piena tensione in corrente continua.

Nel caso di schema TT la messa a terra della rete c.c. può essere effettuata tramite una resistenza di elevato valore oppure una resistenza di basso valore. Si ha che:

- *Rete c.c. a terra tramite resistenza elevata:* questo schema per la messa a terra della rete in corrente continua prevede l’utilizzo di un resistore di valore adeguato tra i poli e la terra. Con il punto centrale della rete a terra tramite resistenza, nel caso di guasto di un polo della rete si verifica la circolazione di una corrente limitata dalla resistenza sulla quale è applicata solo metà della tensione della rete. Il vantaggio di questa tipologia di rete sta nel fatto che nel caso di guasto di un polo verso terra, circola una corrente limitata e si sviluppa una ridotta variazione di tensione che non inficia il funzionamento della rete [25]. In questo caso, essendo però la corrente limitata, è difficile riconoscere il guasto e per tale ragione si può verificare l’energizzazione delle carcasse metalliche delle apparecchiature. Inoltre, durante un singolo guasto polo-terra, i componenti connessi al polo “sano” devono sopportare la tensione bipolare applicata verso terra. Infine, siccome la resistenza continua a dissipare potenza, occorre utilizzare una resistenza di valore elevato che può determinare un *offset* di tensione rispetto alla terra.
- *Rete c.c. a terra tramite resistenza bassa:* in questa tipologia di schema, il punto centrale della rete viene messo direttamente a terra. Nel caso di rete unipolare, questa tipologia di connessione determina elevate correnti di dispersione che determinano problemi di corrosione [26]. Nel caso di rete bipolare, è invece possibile connettere a terra il conduttore di neutro. Nel caso di guasto polo-

terra, questo determina elevate correnti di guasto ed elevati transitori di tensione. Per tale ragione, occorre realizzare appositi sistemi di protezione che devono individuare e interrompere il guasto velocemente. Questa tipologia di connessione permette però di utilizzare un livello d'isolamento pari a metà della tensione della rete. Nel caso di guasto verso terra, infatti il polo dove si è verificato il guasto è a potenziale nullo, mentre il polo "sano" si trova solo a metà della tensione di rete. La porzione di rete connessa al polo "sano" può per tale ragione continuare a funzionare.

Viceversa, le due configurazioni presentano i medesimi problemi nel caso di guasto polo-polo che determinano la circolazione di sovracorrenti che possono danneggiare i convertitori nel caso in cui non vengano inserite le protezioni adeguate.

Per poter estendere le possibilità di prova e quindi considerando anche le condizioni di guasto, anche per quanto riguarda i dispositivi di messa a terra occorre realizzare due quadri di messa a terra da posizionare presso ciascun nodo della rete e che permetterà di poter gestire la rete in modalità: IT, TT con resistenza bassa e TT con resistenza di valore elevato. Tale resistenza deve essere scelta per limitare le correnti di guasto ad un valore che può essere rilevato dalle protezioni. La resistenza deve però essere scelta in modo tale da non determinare un *offset* di tensione verso terra troppo elevato.

5.2.1 Note conclusive sulle modifiche da apportare alla rete c.c. per lo sviluppo del terzo conduttore

Il passaggio a una rete bipolare permetterebbe di aumentare le possibilità di prova dell'attuale rete in corrente continua di RSE. Le modifiche da apportare sono molteplici e riguardano principalmente i dispositivi di conversione mentre nuovi dispositivi devono essere inseriti in rete in modo tale da poter gestire gli sbilanciamenti di una rete di questa tipologia. Il passaggio a una rete bipolare permetterebbe, oltre alla verifica sperimentale del controllo per la gestione di una sbilanciata, anche l'inserimento di nuovi quadri di messa a terra con l'obiettivo di analizzare il comportamento della rete con schemi IT, TT con basse resistenze di messa a terra e TT con elevati valori di resistenza di messa a terra. Inoltre, utilizzare una rete a ± 190 V consentirebbe di sviluppare un dimostratore in cui sono presenti sia convertitori in grado di limitare la corrente di guasto che convertitori non in grado di limitarla. Questo aspetto è di elevato interesse in quanto differenti convertitori richiedono differenti tipologie di protezione con caratteristiche differenti e che devono essere opportunamente gestiti e coordinati [21]. Considerando infatti la futura rete, per proteggere tutti i componenti in caso di guasto, occorre utilizzare interruttori veloci per i convertitori c.a./c.c., mentre per gli altri convertitori potrebbero essere utilizzate protezioni più tradizionali. Ipotizzando di accoppiare ad ogni convertitore c.a./c.c. un interruttore rapido, così come quello studiato e sviluppato presso RSE in precedenti attività [27], nel caso di guasto le correnti successive ai transitori iniziali sarebbero di valore limitato in quanto che i convertitori di tipo *buck* limitano le correnti di guasto e gli altri convertitori di tipo *boost* sono interfacciati a sorgenti limitate (generatore PV o carichi). In tale contesto, potrebbero quindi essere studiati, sviluppati e validati nuovi metodi e strumenti per identificare il tronco guasto anche in presenza di correnti limitate.

6 PROGETTAZIONE ARCHITETTURA DI MISURA E DIAGNOSTICA GIUNTI

In merito all'attività di studio finalizzata alla realizzazione di un'infrastruttura di misura avanzata all'interno del potenziamento MT della DER-TF di RSE (§ 2), si è progettata un'architettura adatta ad accogliere:

- a) sistemi di misura innovativi delle grandezze di rete;
- b) sistemi di diagnostica innovativi per i giunti di cavi MT.

6.1 Sistemi di misura innovativi: trasduttori, SAMU e PMU

Negli ultimi anni una conoscenza accurata delle misure di tensione e di corrente nelle reti di Trasmissione e Distribuzione è diventata sempre più importante. Molte applicazioni necessitano di misure più accurate, rispetto a quelle tradizionali volte ad assicurare il corretto funzionamento della rete in condizioni di regime (applicazioni di misura) o di transitorio (protezione): alcuni esempi sono le applicazioni commerciali e fiscali legate agli scambi di energia conseguenti alla liberalizzazione del mercato elettrico, la misura della qualità della fornitura e le misure fasoriali. La recente letteratura scientifica sta mostrando come le tradizionali metodologie di taratura e caratterizzazione metrologica dei trasformatori voltmetrici, induttivi e capacitivi, (TV) e amperometrici (TA), utilizzati per adattare alle apparecchiature di misura tensione e corrente dei sistemi di Alta Tensione, non sono più sufficienti a soddisfare le nuove esigenze di accuratezza e, rendendo disponibile ai terminali secondari un segnale analogico, non possono essere direttamente interfacciati con i sistemi digitali di trasmissione dei dati. Inoltre, i TV e i TA sono affetti da non linearità, da isteresi, da saturazione, e possono inoltre subire l'influenza di fenomeni estrinseci ed intrinseci difficilmente controllabili, come la temperatura e l'invecchiamento. Se ai fini delle applicazioni tradizionali l'impatto di queste problematiche poteva essere considerato trascurabile o di scarso interesse, oggi la comunità tecnico-scientifica si sta concentrando maggiormente su questi aspetti che influenzano soprattutto le prestazioni metrologiche dei trasformatori.

La presenza capillare di questi trasduttori nelle reti di trasmissione e di distribuzione gioca a sfavore di una loro sostituzione, in quanto particolarmente onerosa dal punto di vista sia pratico (la sostituzione va condotta in sito e richiede il fuori tensione della porzione di rete interessata) sia economico. Per i costi eccessivi a cui si andrebbe incontro, e ai notevoli fuori servizi che sarebbero necessari. Per facilitare la transizione verso un ambiente digitale, la norma IEC 61869-13 [28] prevede l'introduzione delle *Stand Alone Merging Unit* (SAMU), dispositivi in grado di digitalizzare i segnali provenienti da TV e TA abbinandoli ad un riferimento temporale fornito da un sistema di sincronizzazione basato su GPS (*Global Positioning System*). Le SAMU, di per sé digitalizzatori puri, potrebbero essere dotate di funzionalità avanzate, non previste dalla normativa attuale, volte al miglioramento delle capacità metrologiche tramite la compensazione del comportamento non lineare e isteretico dei trasformatori induttivi. Data la natura digitale delle SAMU, la compensazione di questi fenomeni può essere eseguita tramite modelli matematici che vengono specializzati a seconda del trasformatore utilizzato come stadio di ingresso.

L'evoluzione del sistema elettrico verso le *smart grid*, le reti intelligenti, e la transizione verso reti di distribuzione attive, ovvero caratterizzate da una generazione diffusa, in opposizione al vecchio paradigma di reti caratterizzate da grosse centrali di produzione che alimentano carichi situati a notevole distanza, rendono utile l'introduzione di un altro dispositivo chiamato *Phasor Measurement Unit* (PMU). Questi dispositivi sono strumenti in grado di ricavare i cosiddetti sincrofasori delle tensioni e delle correnti di linea partendo dalle misure acquisite tramite TV e TA. La conoscenza dei sincrofasori in diversi punti della rete permette di monitorare in tempo reale l'effetto di variazioni zionali di frequenza sulla stabilità della rete elettrica. La stima dello stato del sistema e le decisioni per gestire la rete dipendono dalla qualità e quindi dall'accuratezza delle misure che vengono date come ingresso al sistema. Da ciò nasce il concetto di sistema di misura innovativo che va oltre alla semplice digitalizzazione e trasmissione del segnale campionato.

Si nota come le SAMU e le PMU abbiano entrambe come input i segnali analogici provenienti da TV e TA e il riferimento temporale tramite GPS per la sincronizzazione con il tempo assoluto, e siano entrambe dotate di capacità di calcolo. Guardando al futuro, è possibile pensare ad una SAMU con una capacità di calcolo

potenziata a cui è possibile far svolgere compiti che normalmente spetterebbero ad altri dispositivi, come i *power meter* e alle PMU, con un risparmio economico e riduzione dello spazio di installazione della strumentazione nelle cabine [29], [30].

La DER_TF di RSE potrà quindi essere utilizzata per i primi test sull'infrastruttura di misura innovativa pensata, per i primi test sperimentali su SAMU innovative e algoritmi di compensazione dei trasformatori di misura.

6.1.1 Sistemi di misura scelti

Allo scopo di ricreare fedelmente le condizioni di funzionamento delle reti elettriche attuali e per testare gli algoritmi studiati, i trasduttori di misura impiegati sono TA e TV di Media Tensione, induttivi e *low power*, commerciali.

In particolare, nel seguito sono riportati i sistemi di misura di cui sono stati equipaggiati i vari scomparti delle cabine elettriche installate nella rete MT.

Ricezione MT – Rete RSE

- Scomparto Q1

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Corrente omopolare
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	1 VA
Classe	0,3
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	300 A / 5 A
Prestazione	10 VA
Classe	0,5/5P30

Cabina B2A

- Scomparto Q2 di alimentazione Cabina 1 RSE

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Corrente omopolare
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	10 VA
Classe	3

- Scomparto di misura

Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/√3 kV // 100/√3 V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA

Classe	0,2 // 0,5/3P
--------	---------------

- Scomparto Q3 di alimentazione futuro QE DISPOWER

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Corrente omopolare
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	10 VA
Classe	3

Cabina 1

- Scomparto Q4 arrivo linea di alimentazione

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/√3 kV // 100/√3 V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

- Scomparto Q6 linea di connessione con Generatore di buchi di tensione

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/√3 kV // 100/√3 V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

- Scomparto Q7 linea di alimentazione QEBT Cabina 1

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/√3 kV // 100/√3 V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

- Scomparto Q11

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/√3 kV // 100/√3 V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P

- Scomparto Q12 linea di connessione con Generatore di buchi di tensione

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA

Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/ $\sqrt{3}$ kV // 100/ $\sqrt{3}$ V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

- Scomparto Q5 linea di alimentazione Cabina 2

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/ $\sqrt{3}$ kV // 100/ $\sqrt{3}$ V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

Cabina 2

- Scomparto Q10 arrivo alimentazione quadro

Trasformatore di misura	Bobina di Rogowski
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	80 A // 150 mV a 50 Hz
Prestazione	10 M Ω
Classe	0.5/5P630
Trasformatore di misura	Divisore Resistivo
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	10 000 // 1
Prestazione	10 M Ω
Classe	0.5/3P

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

- Scomparto Q8

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/ $\sqrt{3}$ kV // 100/ $\sqrt{3}$ V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

- Scomparto Q9 linea di alimentazione QEBT Cabina 2

Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	100 A // 1 A // 1 A
Prestazione	10 VA // 10 VA
Classe	0,5/5P10 // 0,2
Trasformatore di misura	TV
Funzione	Protezione/misura
Rapporto	23/ $\sqrt{3}$ kV // 100/ $\sqrt{3}$ V // 100/3 V
Prestazione	10 VA // 50 VA
Classe	0,2 // 0,5/3P
Trasformatore di misura	TA
Funzione	Protezione
Rapporto	100 A / 1 A
Prestazione	0,5 VA
Classe	5P20

In Figura 6.1 è riportata una fotografia di esempio dei TV installati.



Figura 6.1 – Trasformatori di misura voltmetrici e amperometrici installati in cabina.

In Figura 6.2 è riportato il box per la connessione della strumentazione di misura da utilizzare nelle sperimentazioni, compreso il prototipo di S-SAMU³ sviluppato da RSE in RdS [31] [29] [30]. In Figura 6.3 è possibile vedere il prototipo di S-SAMU³ sviluppato da RSE.

I terminali di connessione del box di Figura 6.2 sono utilizzati per collegare in sicurezza le uscite in tensione e in corrente dei trasformatori di misura agli ingressi analogici della S-SAMU³ nonché di SAMU e PMU commerciali in modo da poter effettuare un confronto diretto con il prototipo sviluppato da RSE.

È presente un box di connessione per ogni interruttore installato, in questo modo è possibile condurre le misure desiderate indipendentemente dalla configurazione della rete che si adotta.

Il sistema di misura sarà la base di partenza per le attività di monitoraggio delle grandezze di rete a frequenza industriale e per lo studio dei fenomeni di *Power Quality* nella DER-TF nelle successive LA del progetto.



Figura 6.2 – Box di connessione alle uscite dei trasformatori di misura.



Figura 6.3 – Prototipo S-SAMU³ di RSE.

6.2 Sistemi di diagnostica innovativi per i giunti: NABLA

Uno degli elementi più critici all'interno delle reti di distribuzione e trasmissione è il giunto fra cavi interrati. Questo componente di rete è soggetto ad un maggiore tasso di guasto rispetto agli altri elementi per motivi sia intrinseci, in quanto elemento di transizione, sia estrinseci, perché deve essere realizzato in loco, frequentemente in un ambiente pulverulento. La realizzazione del giunto presenta spesso impurità e imperfezioni che portano al deterioramento del materiale isolante. I difetti introdotti portano ad un precoce deterioramento del giunto a causa delle scariche parziali (*Partial Discharge* – PD) che si generano e che nel tempo erodono il materiale isolante, dando luogo a tipiche arborescenze denominate *treeing* (due esempi sono riportati in Figura 6.4).

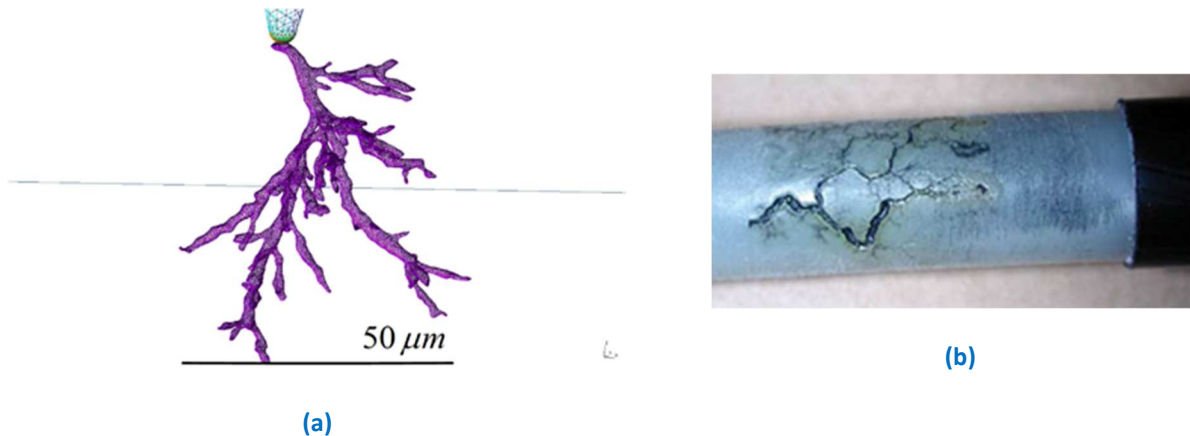


Figura 6.4 – Esempi di treeing: (a) immagine ricreata tramite tomografia su un difetto reale, (b) foto di un difetto reale.

Quando il materiale isolante non è più in grado di sostenere la differenza di potenziale tra l'anima conduttrice in tensione e lo schermo metallico esterno a potenziale di terra avviene la scarica vera e propria, con il conseguente fuori servizio della linea.

È quindi opportuno adottare tecniche di monitoraggio per evitare fuori servizio non preventivati e i conseguenti disagi per l'utente finale.

Durante il triennio di RdS 2019-2021 è stato sviluppato un sensore denominato NABLA in grado di misurare le scariche parziali (*Partial Discharge*, PD) e localizzare accuratamente il difetto nei giunti [32], [33] (Le tecniche di diagnostica comunemente adottate non sono in grado né di localizzare accuratamente i difetti né tantomeno di prevedere la loro evoluzione).

6.2.1 Progettazione preliminare del sistema di diagnostica e ipotesi di installazione

Il sistema diagnostico che si vuole installare per il monitoraggio dei giunti della nuova porzione di rete di *Test Facility* è riportato in Figura 6.5.

Il sistema comprende:

- Sensore NABLA per il rilevamento delle scariche parziali all'intero dei giunti MT;
- Elettronica di trattamento del segnale ricevuto dal sensore NABLA;
- Unità di elaborazione e invio dei dati;
- Sistema di alimentazione dell'elettronica composto a sua volta da:
 - Pannello fotovoltaico
 - Batteria al litio
 - Inseguitore MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) per pannello fotovoltaico
 - Inverter per connessione del sistema di alimentazione

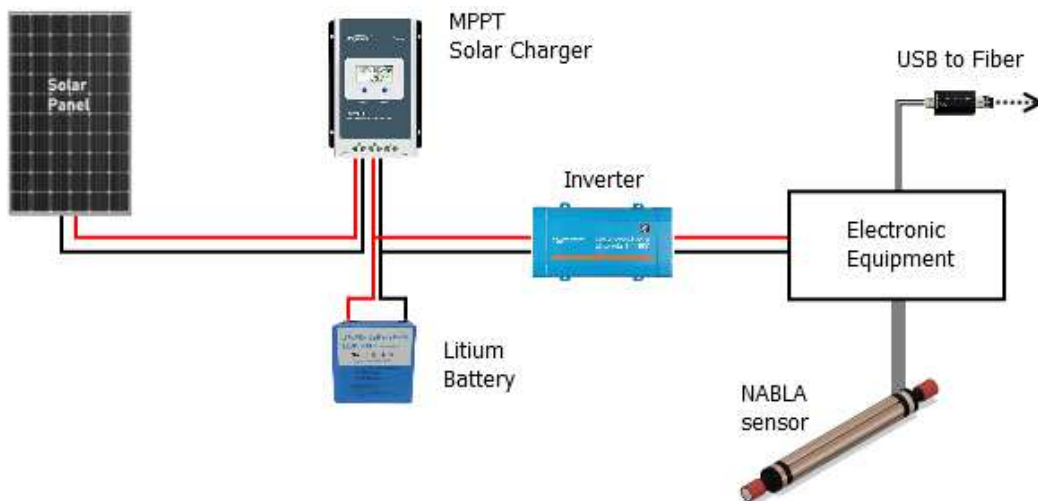


Figura 6.5 – Sistema di diagnostica.

Il sensore NABLA verrà installato in un giunto di nuova realizzazione, su un cavo che collega la cabina 1 alla cabina 2A.

Il giunto sarà alloggiato in una cassaforma in cemento armato realizzata ad hoc, per renderlo facilmente accessibile e consentire così una più facile installazione e manutenzione dei componenti del sistema.

In Figura 6.6 è riportato il punto in cui sarà posato il giunto e installato il sensore, in Figura 6.7 sono illustrate le modalità di installazione progettate e predisposte allo scopo.



Figura 6.6 – Posizionamento del giunto e del sensore NABLA.

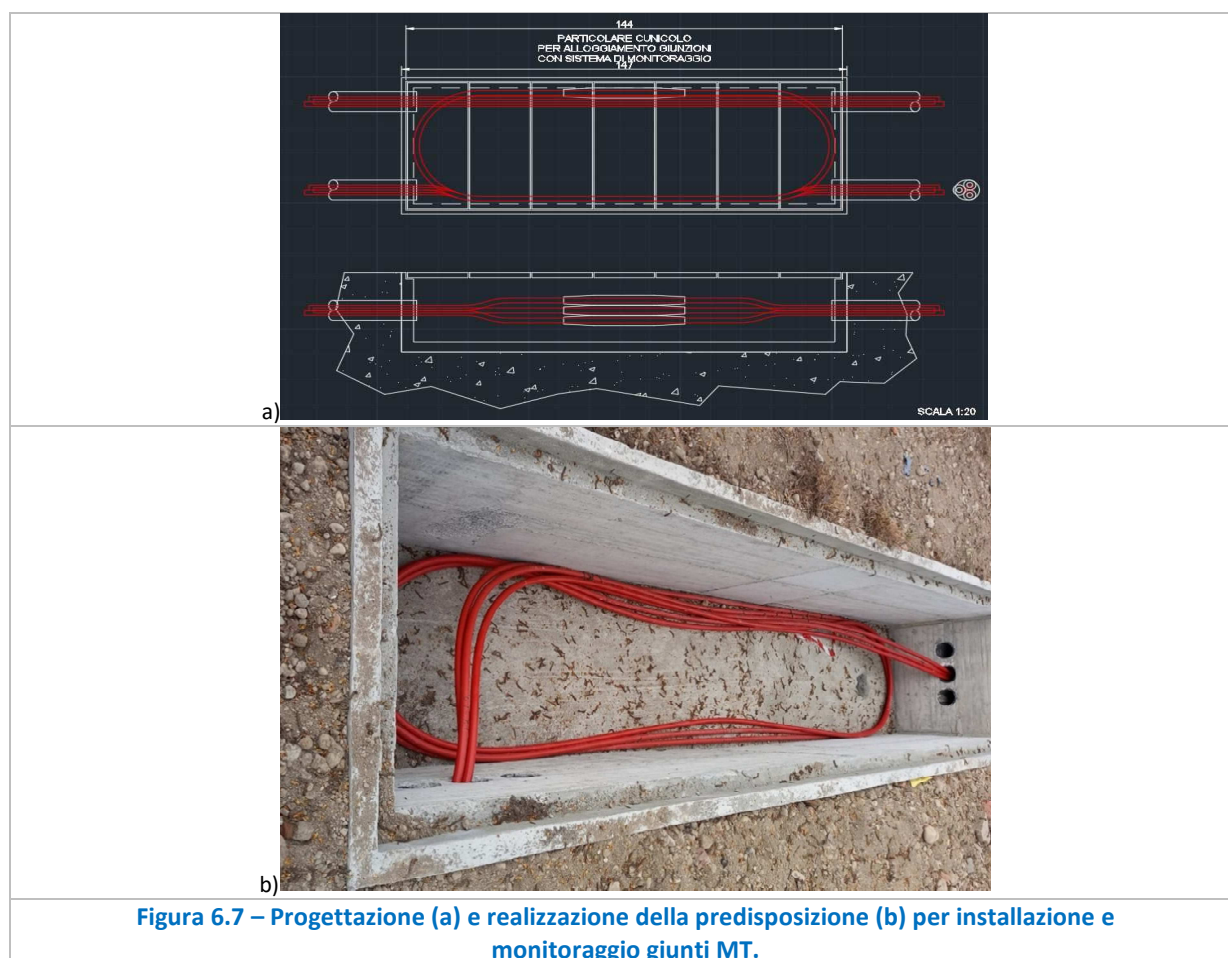


Figura 6.7 – Progettazione (a) e realizzazione della predisposizione (b) per installazione e monitoraggio giunti MT.

L'alimentazione del sistema diagnostico è stata progettata in modo da renderla autonoma rispetto a quella di rete, utilizzando un pannello solare come fonte di energia, una batteria al Litio come sistema di accumulo e un inverter per l'alimentazione dei carichi elettronici.

Per determinare la potenza del modulo fotovoltaico sono stati valutati l'irraggiamento medio di Milano e l'energia giornaliera richiesta dai carichi.

I dati di irraggiamento medio sono stati ricavati dall'Atlante italiano della radiazione solare [34] e sono riportati in Tabella 6.1.

Tabella 6.1 – Radiazione solare al suolo diretta normale Milano [kWh/m²].

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno
1,610	2,612	3,918	4,567	5,100	5,905
Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
6,628	5,572	4,256	2,534	1,499	1,220

I consumi energetici richiesti dai componenti elettronici sono riportati in Tabella 6.2.

Tabella 6.2 – Consumo componenti elettroniche.

Mini PC Odyssey X86J4125800	
Consumo in operatività	15 W
Consumo in Idle	3 W
Picoscope 4824	
Consumo in operatività	5 W

Elettronica di trattamento segnale	
Consumo in operatività	3 W

Il consumo energetico giornaliero, supponendo di misurare le scariche parziali per un tempo di 10 minuti (0,167 h) al giorno, è riportato in Tabella 6.3:

Tabella 6.3 – Consumi energetici giornalieri del sistema.

Utilizzo	Potenza [W]	tempo [h]	Energia giornaliera [Wh]
Idle	3	23,833	71,50
Operazioni	23	0,167	3,84
Energia totale minima giornaliera richiesta [Wh]			75,4
Margine per modifiche o componenti aggiuntivi			25 %
Energia giornaliera richiesta [Wh]			94

L'energia che un pannello solare è in grado di fornire in funzione dell'irraggiamento presente nella zona di Milano è stata ricavata attraverso la (6.1)

$$E[Wh] = \text{Radiazione} \left[\frac{Wh}{m^2} \right] \times A_{PV} [m^2] \times \eta_{PV} \quad 6.1$$

Dove:

- A_{PV} è l'area del pannello solare
- η_{PV} è il rendimento del pannello solare

Considerando che dicembre è il mese con la minor radiazione solare, è stato verificato che un pannello solare da 100 W caratterizzato da $\eta_{PV} > 11\%$ e $A_{PV} \sim 0,67m^2$ è sufficiente ad alimentare con continuità l'impianto.

Come noto, per massimizzare la produzione di energia dal pannello solare esistono due tecniche principali: *Pulse Width Modulation* (PWM) e *Maximum Power Point Tracker* (MPPT):

- Nella tecnica PWM la tensione di carica viene mantenuta leggermente superiore alla tensione della batteria. Il PWM non è altro che un segnale pulsato molto simile ad un interruttore ON/OFF. Questo approccio viene usato quando un alto rendimento non è necessario e la tensione del pannello non supera i 18V.
- La seconda tecnica, MPPT, è la più efficace. Con questo controllo il sistema è in grado di estrarre la maggior potenza possibile dal pannello. Un controller MPPT viene impiegato generalmente nei sistemi in cui un'alta efficienza è fondamentale.

Un confronto tra le due tecniche è mostrato in Figura 6.8.

A valle di un'analisi approfondita, si è scelto di utilizzare un modello con tecnologia MPPT e, per quanto riguarda la scelta delle batterie, si è optato per una batteria al litio, visto il suo ridotto peso ed ingombro. Inoltre, verrà installato un piccolo inverter dalla potenza di 300 W per stabilizzare e adattare la tensione di alimentazione.

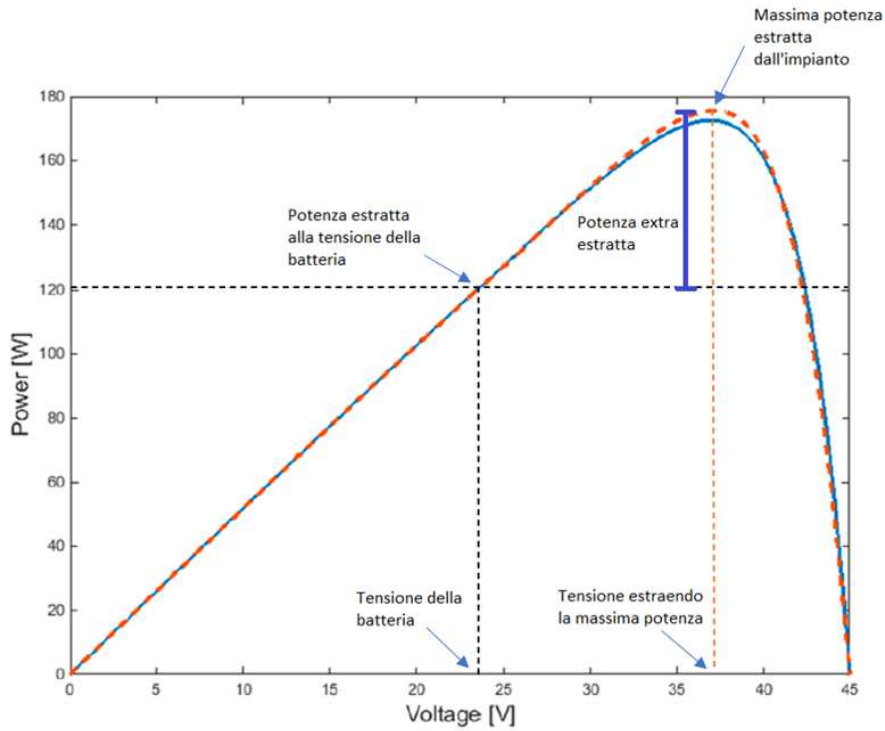


Figura 6.8 – Confronto fra tecnologie PWM e MPPT su un sistema a 24V [[35], modificata].

7 CONCLUSIONI

Al fine di conseguire l'obiettivo finale del progetto di sviluppare un apposito test bed per la sperimentazione di:

- una logica innovativa per il riconoscimento e l'individuazione del tronco guasto in reti di distribuzione MT;
- del comportamento di una rete ibrida c.a./c.c. con una microrete in c.c. a 3 conduttori;
- infrastrutture avanzate per la misura delle grandezze di rete;

nel periodo di riferimento si sono svolte le attività di progettazione e avvio della realizzazione dei diversi sistemi.

Per quanto riguarda il primo punto si è definito un coordinamento tra le protezioni di linea basato su selettività logica, con lo scopo di garantire il rilevamento e l'individuazione di guasti in linea e la selezione del tronco guasto già al primo intervento, riducendo, grazie anche a logiche di controalimentazione, il numero di utenti disalimentati.

Per la verifica in *Test Facility*, è stata individuata una modalità di prova di cui sono state definite le fasi necessarie per la sua esecuzione. In particolare, sono stati individuati gli interruttori e le centraline di protezione coinvolti nella prova, caratterizzandone lo stato nelle differenti fasi. Infine, per dare evidenza delle logiche di coordinamento tra le protezioni, si è simulata una generica rete MT radiale comprensiva dei modelli delle protezioni e suddivisa in tre tronchi. I risultati hanno mostrato la fattibilità del coordinamento ipotizzato, grazie allo scambio di segnali logici tra le protezioni, e la sua efficacia nel riconoscere un guasto nel secondo tratto di linea e nell'isolare tale tratto, garantendo l'alimentazione alla porzione di rete sana.

Per il potenziamento della rete in Bassa Tensione in Corrente Continua (BTCC) di RSE è stata effettuata la valutazione delle modifiche necessarie per la realizzazione di una rete a tre conduttori, considerando le predisposizioni necessarie per prove sia di regime che di guasto con differenti configurazioni della messa a terra della rete. Dalle analisi condotte è risultato che il passaggio ad una configurazione bipolare può essere effettuato utilizzando i componenti già presenti nella rete attraverso un'alimentazione a ± 190 V. Con questo livello di alimentazione sarà però necessario modificare i convertitori c.c./c.c. dei sistemi di accumulo, mentre gli altri componenti non richiedono ulteriori modifiche. Con l'inserimento di opportuni convertitori per il bilanciamento dei poli della rete, di quadri elettrici per la messa a terra del punto mediano della rete e con la realizzazione di un nuovo quadro di distribuzione asservito ad un nuovo nodo della rete sarà così possibile estendere le possibilità di prova della rete considerando sia le condizioni di regime che le condizioni di guasto.

In merito all'ultimo obiettivo si è progettata un'architettura di misura che prevede possibili abbinamenti di trasformatori induttivi e *low power* con apparecchiature di misura innovative e l'integrazione nel sistema di soluzioni basate su SAMU (*Stand-Alone Merging Unit*) e PMU (*Phasor Measurement Unit*). Le SAMU e le PMU hanno entrambe come *input* i segnali analogici provenienti da TV e TA e il riferimento temporale tramite GPS per la sincronizzazione con il tempo assoluto, e sono entrambe dotate di capacità di calcolo. Pertanto, guardando al futuro, è possibile pensare ad una SAMU con una capacità di calcolo potenziata a cui è possibile far svolgere compiti che normalmente spetterebbero ad altri dispositivi, come i *power meter* e alle PMU, con un risparmio economico e riduzione dello spazio di installazione della strumentazione nelle cabine.

La DER_TF di RSE potrà quindi essere utilizzata per i primi test sull'infrastruttura di misura innovativa pensata, per i primi test sperimentali su SAMU innovative e algoritmi di compensazione dei trasformatori di misura. A completamento delle attività si è progettato un sistema di diagnostica, comprendente il sensore NABLA, per il monitoraggio dei giunti della nuova porzione di rete di *Test Facility*, dato che i giunti fra gli spezzoni di cui sono costituiti i cavi interrati risultano essere tra i componenti più critici all'interno delle reti di distribuzione.

8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] M.Verga; R.Lazzari, «Sperimentazioni nella Test Facility di Generazione Distribuita,» Ricerca di Sistema, RSE, n.16001953, Milano, 2016.
- [2] M. Verga; R. Lazzari, «Sperimentazione di gestione in isola e risincronizzazione della Test Facility di Generazione Distribuita,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17001250, Milano, 2017.
- [3] M. Verga, «Sperimentazione di nuove risorse e della gestione remota della Test Facility di Generazione Distribuita,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17001254, Milano, 2017.
- [4] M. Verga; G.A. Guagliardi; R. Lazzari, «Sperimentazione di architetture e funzioni innovative per la gestione ed il controllo delle microreti in isola e connesse alla rete,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18000047, Milano, 2018.
- [5] M. Airoidi e R. Malgesini, «Studio dello sviluppo di una porzione di rete MT nella Test Facility di RSE,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 19012873, Milano, 2020.
- [6] M. Zanoni, R. Lazzari e D. Palladini, «Definizione delle logiche di controllo del dimostratore MT/BT ibrido AC/DC e coordinamento delle protezioni,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21009181, Milano, 2021.
- [7] P. Gadia, M. Airoidi, C. Gandolfi, L. Lazzari e R. Malgesini, «Risultati della messa in servizio della porzione di rete MT e BT sviluppate nella Test Facility,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21009173, Milano, 2021.
- [8] S. Casciano e M. Verga, «Descrizione di dettaglio della Multi energy Test Facility,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21010606, Milano, 2021.
- [9] A. Brambilla, P. Gropelli, D. Pala e C. Chiappa, «Prova funzionale di Selettività logica realizzata da apparati di protezione mediante comunicazione IEC-61850,» Ricerca di Sistema, RSE, n°14000413, Milano, 2013.
- [10] F. Belloni, A. Brambilla, C. Chiappa, C. Gandolfi, P. Gropelli e D. Pala, «Caratterizzazione di un sistema di protezione per reti di distribuzione attive in configurazione magliata e prove di funzionalità e capacità di gestione della comunicazione di una protezione multifunzione,» Ricerca di Sistema, RSE, n°14000392, Milano, 2014.
- [11] A. Villa, C. Tornelli, L. Martini, A. Brambilla e L. Piegari, «Verifica funzionale completa dei convertitori CC/CC e della rete CC con due conduttori,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 11000904, Milano, 2011.
- [12] R. Lazzari e L. Pellegrino, «Reti di distribuzione di bassa tensione in corrente continua: analisi dei risparmi, sviluppo e sperimentazione del controllo di una rete in corrente continua,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17000938, Milano, 2017.
- [13] R. Lazzari, L. Piegari e E. Tironi, «Sicurezza elettrica delle reti in corrente continua: studio ed analisi di interruttori per reti di bassa tensione in corrente continua,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 16001961, Milano, 2016.
- [14] R. Lazzari e L. Piegari, «Sicurezza elettrica delle reti in corrente continua: studio e realizzazione di un interruttore ibrido per reti di bassa tensione in corrente continua,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 17000944, Milano, 2017.
- [15] R. Lazzari e L. Piegari, «Sicurezza elettrica delle reti in corrente continua: sperimentazione di un interruttore ibrido per reti di bassa tensione in corrente continua,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18000028, Milano, 2018.
- [16] R. Lazzari e L. Pellegrino, «Reti di distribuzione di bassa tensione in corrente continua: analisi dei risparmi, sviluppo e sperimentazione del controllo di una rete mista corrente continua – corrente alternata,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18000027, Milano, 2018.

- [17] M. Airoidi, P. Gadia, R. Malgesini, R. Lazzari, M. Verga e S. Casciano, «Sintesi delle attività di sviluppo del dimostratore nella Test Facility,» *Ricerca di Sistema, RSE* n. 21009179, Milano, 2021.
- [18] D. Ronchegalli e R. Lazzari, «Development of the control strategy for a direct current microgrid: A case study,» in *AEIT International Annual Conference*, Capri, Italy, 2016.
- [19] M. Cucuzzella, R. Lazzari, S. Trip, S. Rosti, C. Sandroni e A. Ferrara, «Sliding mode voltage control of boost converters in DC microgrids,» *Control Engineering Practice*, vol. 73, pp. 161-170, 2018.
- [20] M. Cucuzzella, R. Lazzari, Y. Kawano, K. C. Kosaraju e J. M. Scherpen, «Robust Passivity-Based Control of Boost Converters in DC Microgrids,» in *IEEE 58th Conference on Decision and Control (CDC)*, Nice, France, 2019.
- [21] R. Lazzari e L. Piegari, «Analysis and Design of the Protection Scheme for a LVDC Microgrid,» in *2019 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Otranto, Italy, 2019.
- [22] B. S. H. Chew, Y. Xu e Q. Wu, «Voltage Balancing for Bipolar DC Distribution Grids: A Power Flow Based Binary Integer Multi-Objective Optimization Approach,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n. 1, pp. 28-39, 2019.
- [23] F. Wang, Z. Lei, X. Xu e X. Shu, «Topology Deduction and Analysis of Voltage Balancers for DC Microgrid,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, n. 2, pp. 672-680, 2017.
- [24] I. Cotton, C. Charalambous, P. Ernst e P. Aylott, «Stray current control in DC mass transit systems,» *IEEE Transaction on Vehicle Technology*, vol. 2, n. 54, pp. 722-730, 2005.
- [25] D. Salomonsson, L. Soder e A. Sannino, «Protection of low-voltage DC microgrids,» *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 24, n. 3, pp. 1045-1053, 2009.
- [26] C.-H. Lee e H.-M. Wang, «Effects of grounding schemes on rail potential and stray currents in Taipei rail transit systems,» *IEEE Proceedings on Electrical Power Application*, vol. 148, n. 2, pp. 148-154, 2001.
- [27] R. Lazzari e L. Piegari, «Design and Implementation of LVDC Hybrid Circuit Breaker,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 7369-7380, 2019.
- [28] International Electrotechnical Commission, «IEC 61869-13 Instrument transformers - Part 13: Stand-alone merging unit (SAMU),» 2021.
- [29] D. Palladini; P. Mazza; L. Barbieri; C. Laurano, «Modelli di trasformatori di misura e applicazioni evolute di Stand-Alone Merging Unit per il miglioramento dell'accuratezza dei trasformatori di misura,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 20010129, Milano, 2020.
- [30] Palladini D.; Barbieri L.; D'Avanzo G.; Mazza P.; e altri, «Applicazioni evolute di trasformatori di misura e di Stand-Alone Merging Unit ai fini di una migliore osservabilità della rete elettrica,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 21009178, Milano, 2021.
- [31] P. Mazza, D. Palladini, L. Barbieri, «Avvio della realizzazione di una Stand-Alone Merging unit trifase evoluta per il miglioramento dell'accuratezza dei trasformatori di misura ed evoluzione del relativo quadro normativo,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 19012872, Milano, 2019.
- [32] L. Barbieri, A. Barbareschi Villa, C. Laurano, R. Malgesini e D. Palladini, «Sensoristica per diagnostica avanzata giunti cavi MT/AT: validazione su giunti reali,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 21009210, Milano, 2021.
- [33] L. Barbieri, A. Villa, R. Malgesini, P. D. e C. Laurano, «An Innovative Sensor for Cable Joint Monitoring and Partial Discharge Localization,» *Energies*, p. 2021.
- [34] ENEA, «Tabelle della radiazione solare,» 2022. [Online]. Available: <http://www.solaritaly.enea.it/TabelleRad/TabelleRadIt.php>.
- [35] S. Vergura, «A Complete and Simplified Datasheet-Based Model of PV Cells in Variable Environmental Conditions for Circuit Simulation,» *Energies*, 2016.

9 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
AC	<i>Alternating Current</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BT	Bassa Tensione
BTCC	Bassa Tensione in Corrente Continua
c.a.	Corrente Alternata
c.c.	Corrente Continua
DC	<i>Direct Current</i>
DER-TF	<i>Distributed Energy Resources Test Facility- Microrete elettrica sperimentale di RSE</i>
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LVDC	<i>Low Voltage Direct Current</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Media Tensione
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PD	<i>Partial Discharge</i>
PQ	<i>Power Quality</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QE	Quadro Elettrico
RdS	Ricerca di Sistema
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SAMU	<i>Stand Alone Merging Unit</i>
SC	Supercondensatori
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
TA	Trasformatore Amperometrico
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TV	Trasformatore Voltmetrico
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
WP	<i>Work Package</i>