

UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Tesi di laurea magistrale

EFFICACIA DEI SISTEMI DI PROTEZIONE  
IN MICROGRIDS  
CON BASSE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO

Relatore: Prof. Ing. Fabio Bignucolo

Laureando: Andrea Cervi 1128738

Anno Accademico 2017/2018



# Indice

INDICE	I
SOMMARIO	V
ABSTRACT	VII
ELENCO DELLE TABELLE	IX
ELENCO DELLE FIGURE	XI
INTRODUZIONE	1
1 LE MICROGRID	3
1.1 Generalità	3
1.2 La generazione distribuita	5
1.2.1 Regole di connessione degli utenti attivi	5
1.2.2 Servizi di rete forniti dai generatori	10
1.2.2.1 Fault Ride Through	10
1.2.2.2 Regolazione della tensione	12
1.2.2.3 Regolazione della frequenza	13
1.2.2.4 Inerzia sintetica	16
1.2.3 Vantaggi della generazione distribuita	17
1.2.4 Svantaggi della generazione distribuita	18
1.3 La struttura della microgrid	20
1.3.1 Il sistema di distribuzione	22
1.3.2 I generatori distribuiti	23
1.3.3 Il sistema di accumulo	24
1.3.4 Il sistema di controllo	25
1.3.5 Il sistema di protezione	26
2 IL SISTEMA DI PROTEZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	27
2.1 I componenti di un sistema di protezione	28
2.1.1 Il relè	28
2.1.2 Gli apparecchi di manovra	31
2.1.2.1 Il Sezionatore	32
2.1.2.2 Il Contattore	34
2.1.2.3 Il Fusibile	35

2.1.2.4	L'interruttore	37
2.1.3	I trasformatori di misura	42
2.1.3.1	Trasformatori di Corrente di tipo Induttivo (TA)	43
2.1.3.2	Trasformatori di Tensione di tipo Induttivo (TVL)	44
2.1.3.3	Trasformatori di Tensione di tipo Capacitivo (TVC)	44
2.1.3.4	Sensori non induttivi	45
2.1.4	Il circuito di comando e segnalazione	45
<b>2.2</b>	<b>I guasti nelle reti trifase</b>	<b>46</b>
2.2.1	I guasti ad elevata impedenza (HIF)	49
<b>2.3</b>	<b>Lo stato del neutro nei sistemi trifase</b>	<b>51</b>
2.3.1	Neutro isolato	51
2.3.2	Neutro direttamente a terra	52
2.3.3	Neutro a terra tramite resistenza	52
2.3.4	Neutro compensato	53
<b>2.4</b>	<b>Il coordinamento delle protezioni</b>	<b>53</b>
2.4.1	La selettività amperometrica	55
2.4.2	La selettività cronometrica	56
2.4.3	La selettività logica	57
2.4.4	La selettività combinata	58
<b>2.5</b>	<b>Le principali protezioni del sistema elettrico</b>	<b>59</b>
2.5.1	ANSI21 – protezione distanziometrica	59
2.5.2	ANSI27 – protezione di minima tensione	60
2.5.3	ANSI32 – protezione direzionale di potenza	61
2.5.4	ANSI50/ANSI51 – protezione di massima corrente	62
2.5.5	ANSI59 – protezione di massima tensione	63
2.5.6	ANSI67 – protezione direzionale	64
2.5.7	ANSI81 – protezione di frequenza	65
2.5.8	ANSI87L – protezione differenziale	66
<b>3</b>	<b>IL SISTEMA DI PROTEZIONE SU RETE IN ISOLA</b>	<b>69</b>
<b>3.1</b>	<b>I problemi delle protezioni standard nelle reti in isola</b>	<b>69</b>
3.1.1	Protezioni di massima e minima tensione	69
3.1.2	Protezioni di massima corrente	71
3.1.3	Protezioni differenziali	72
3.1.4	Protezioni distanziometriche	72
<b>3.2</b>	<b>Sistemi di protezione proposti in letteratura</b>	<b>74</b>
3.2.1	Protezioni direzionali	74
3.2.2	Protezioni adattate	75
3.2.3	Protezioni con unità centrale	77
3.2.4	Microprocessori	80
3.2.5	Protezioni differenziali	82
3.2.6	Protezioni voltmetriche	86
3.2.7	Dispositivi esterni	87
3.2.8	Protezioni distanziometriche	89

<b>4</b>	<b>MODELLIZZAZIONE DELLA RETE</b>	<b>93</b>
<b>4.1</b>	<b>Il BESS (Battery Energy Storage System)</b>	<b>95</b>
4.1.1	Il supercapacitor	96
4.1.2	La batteria (Battery)	96
4.1.3	L'inverter di interfaccia (BESS PWM)	97
4.1.4	Il sistema di controllo dell'inverter di interfaccia	97
4.1.4.1	Il controllo Q/V	98
4.1.4.2	Il controllo P/f	99
4.1.5	Il convertitore DC-DC	103
<b>4.2</b>	<b>L'impianto fotovoltaico PV</b>	<b>104</b>
4.2.1	Solar radiation and temperature	105
4.2.2	PV array & DC capacitance model	106
4.2.3	Reactive Power Control (RPC)	107
4.2.4	Active Power Control (APC)	109
4.2.5	PV control	110
<b>4.3</b>	<b>Il generatore sincrono</b>	<b>111</b>
4.3.1	Active Power Control (APC)	112
4.3.2	Reactive Power Control (RPC)	113
4.3.3	Sistema di eccitazione	114
4.3.4	Governor (GOV)	114
<b>4.4</b>	<b>I sistemi di protezione di interfaccia</b>	<b>115</b>
4.4.1	Il SPI dei generatori fotovoltaici	118
4.4.2	Il SPI del generatore sincrono	119
<b>5</b>	<b>IL CASO STUDIO</b>	<b>121</b>
<b>5.1</b>	<b>Sistema di protezione con dispositivo di massima corrente a soglie adattate</b>	<b>122</b>
5.1.1	Simulazioni di guasto	124
5.1.2	Miglioramenti	126
<b>5.2</b>	<b>Sistema di protezione con dispositivo a microprocessore</b>	<b>127</b>
5.2.1	Simulazioni di guasto	131
<b>5.3</b>	<b>Sistema di protezione con dispositivo differenziale di linea in V/I</b>	<b>133</b>
5.3.1	Simulazioni di guasto	135
<b>5.4</b>	<b>Sistema di protezione centralizzato con Microgrid Management Center</b>	<b>138</b>
5.4.1	Simulazioni di guasto	141
<b>5.5</b>	<b>Sistema di protezione con relè di diagnosi di grandezze alla sequenza diretta</b>	<b>143</b>
5.5.1	Simulazioni di guasto	146
<b>6</b>	<b>ANALISI DEI RISULTATI</b>	<b>151</b>
<b>6.1</b>	<b>Valutazioni in funzione della condizione di guasto</b>	<b>151</b>
6.1.1	Simulazioni di guasto sulla linea 1-02	151

6.1.1.1	Guasto Z1 (trifase a 10 $\Omega$ )	151
6.1.1.2	Guasto Z2 (fase-terra a 20+j10 $\Omega$ )	152
6.1.1.3	Guasto Z3 (bifase a 50+j20 $\Omega$ )	152
6.1.1.4	Guasto Z4 (trifase a 75 $\Omega$ )	153
6.1.1.5	Guasto Z5 (fase-terra a 100+j10 $\Omega$ )	153
6.1.1.6	Guasto Z6 (fase-terra a 150 $\Omega$ )	154
6.1.2	Simulazioni di guasto sulla linea 2-08	155
6.1.2.1	Guasto Z1 (trifase a 10 $\Omega$ )	155
6.1.2.2	Guasto Z2 (fase-terra a 20+j10 $\Omega$ )	155
6.1.2.3	Guasto Z3 (bifase a 50+j20 $\Omega$ )	156
6.1.2.4	Guasto Z4 (trifase a 75 $\Omega$ )	156
6.1.2.5	Guasto Z5 (fase-terra a 100+j10 $\Omega$ )	157
6.1.2.6	Guasto Z6 (fase-terra a 150 $\Omega$ )	158
6.1.3	Simulazioni di guasto alla sbarra	158
6.1.3.1	Guasto Z1 (trifase a 10 $\Omega$ )	158
6.1.3.2	Guasto Z2 (fase-terra a 20+j10 $\Omega$ )	159
6.1.3.3	Guasto Z3 (bifase a 50+j20 $\Omega$ )	160
6.1.3.4	Guasto Z4 (trifase a 75 $\Omega$ )	160
6.1.3.5	Guasto Z5 (fase-terra a 100+j10 $\Omega$ )	161
6.1.3.6	Guasto Z6 (fase-terra a 150 $\Omega$ )	161
6.1.4	Simulazioni di guasto al nodo 3-06	162
6.1.4.1	Guasto Z1 (trifase a 10 $\Omega$ )	162
6.1.4.2	Guasto Z2 (fase-terra a 20+j10 $\Omega$ )	163
6.1.4.3	Guasto Z3 (bifase a 50+j20 $\Omega$ )	163
6.1.4.4	Guasto Z4 (trifase a 75 $\Omega$ )	164
6.1.4.5	Guasto Z5 (fase-terra a 100+j10 $\Omega$ )	164
6.1.4.6	Guasto Z6 (fase-terra a 150 $\Omega$ )	165
<b>6.2</b>	<b>Comportamento dei sistemi di protezione</b>	<b>165</b>
6.2.1	Sistema con dispositivi di massima corrente a soglie adattate	165
6.2.2	Sistema con dispositivi a microprocessore	167
6.2.3	Sistema con protezione centralizzata MMC	169
6.2.4	Sistema con protezione centralizzata PSP	170
6.2.5	Sistema con dispositivi differenziali di linea	172
<b>6.3</b>	<b>Comparazione generale sui sistemi analizzati</b>	<b>173</b>
<b>6.4</b>	<b>Considerazioni sulle valutazioni ottenute</b>	<b>176</b>
	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>189</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>191</b>

## Sommario

Negli ultimi anni si ha assistito ad un aumento della generazione distribuita connessa principalmente alla rete di media tensione. Questo fattore ha permesso di compiere grandi passi avanti in termini di efficienza energetica e lotta all'impatto ambientale tramite l'integrazione di fonti di produzione rinnovabili. La conseguente possibilità di far lavorare le reti in isola ha però introdotto nuove sfide per la gestione delle reti, in particolar modo per quanto riguarda la loro protezione. Infatti la diminuzione del contributo dei generatori alle correnti di cortocircuito e la loro diffusione sull'intera rete hanno comportato malfunzionamenti sia delle protezioni di massima corrente che di altri tipi di sistemi basati su protezioni distanziometriche o di minima e massima tensione. In questo lavoro, dopo aver descritto le caratteristiche principali delle reti in isola ed i sistemi di protezione convenzionalmente utilizzati sulle reti di distribuzione, si sono presentate le principali problematiche che questi hanno nel funzionamento delle reti in isola e le principali soluzioni proposte in letteratura per sopperire a questi problemi. Successivamente si è simulato il funzionamento dei principali sistemi proposti all'interno di una rete modellizzata in ambiente DIGSILENT PowerFactory. Infine si è fatto un confronto tra le prestazioni ottenute per determinare pro e contro dei sistemi di protezione implementati nelle diverse configurazioni con cui può essere esercita la rete.





## **Abstract**

In recent years there has been an increase in distributed generation mainly connected to the medium voltage network. This factor has allowed to make big improvements in terms of energy efficiency and fighting environmental impact through the integration of renewable sources. The consequent possibility of managing the networks in island-mode has, however, introduced new challenges for the networks' management, in particular about their protection. In fact, the decrease of the generators' contribution to the short-circuit currents and their diffusion on the entire network have caused malfunctions both in the overcurrent protections efficiency and in other types of systems based on distance or minimum and maximum voltage protections. In this work, after presenting the main features of the island networks and the protection systems conventionally used on the distribution networks, the main problems that the protection schemes have in networks in island-mode and the main solutions proposed in the literature to make up for the problem have been presented. Subsequently, the main systems proposed within a network modeled in the DIgSILENT PowerFactory environment were simulated. Finally, a comparison was made between the performances obtained to determine the pros and cons of the protection systems implemented in the different configurations in which the network can be exercised.



## Elenco delle tabelle

- Tab. 1.1 - Fattore di potenza della corrente di cortocircuito
- Tab. 1.2 - Sistemi di distribuzione delle MG
- Tab. 1.3 - Disturbi nella qualità del servizio associati ai DG all'interno di una microgrid
- Tab. 2.1 - Classificazione degli interruttori differenziali
- Tab. 2.2 - Fattore di tensione (norme CEI 11-25)
- Tab. 2.3 - ANSI81: taratura soglie secondo la norma CEI 0-21
- Tab. 3.1 – Protezioni direzionali per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.2 - Protezioni adattate per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.3 - Protezioni centralizzate per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.4 - Protezioni a microprocessore per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.5 - Protezioni differenziali per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.6 - Protezioni voltmetriche per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.7 - Dispositivi esterni per la protezione di microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.8 - Protezioni distanziometriche per microgrids a bassa corrente di cortocircuito
- Tab. 3.9 - Tabella descrittiva le diverse tipologie di protezioni
- Tab. 4.1 - Carichi connessi alla rete
- Tab. 4.2 - Parametri del supercapacitor
- Tab. 4.3 - Parametri dell'inverter di interfaccia
- Tab. 4.4 - Parametri dei generatori PV
- Tab. 4.5 - Parametri blocco Solar Radiation and Temperature
- Tab. 4.6 - Parametri blocco PV array & DC capacitance
- Tab. 4.7 - Generatore Sincrono parametri di macchina
- Tab. 4.8 - Tarature delle protezioni di massima corrente
- Tab. 4.9 - Tarature delle protezioni direzionali di terra
- Tab. 4.10 - Regolazioni del SPI
- Tab. 4.11 - Regolazioni del sistema di protezione del DDG
- Tab. 5.1 - Tabella di valutazione dei sistemi di protezione
- Tab. 5.2 - Interventi con funzionamento in isola
- Tab. 5.3 - Interventi con funzionamento in grid-connect
- Tab. 5.4 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso
- Tab. 5.5 - Interventi del differenziale di sbarra con guasti in BB1
- Tab. 5.6 - Interventi con funzionamento in isola
- Tab. 5.7 - Interventi con funzionamento in grid-connect
- Tab. 5.8 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso
- Tab. 5.9 - Interventi con funzionamento in isola
- Tab. 5.10 - Interventi con funzionamento in grid-connect
- Tab. 5.11 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso
- Tab. 5.12 – Interventi con funzionamento in isola
- Tab. 5.13 - Interventi con funzionamento in grid-connect
- Tab. 5.14 - Intervento con funzionamento in isola e sincrono disconnesso
- Tab. 5.15 - Interventi con funzionamento in isola
- Tab. 5.16 - Interventi con funzionamento in grid-connect
- Tab. 5.17 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso
- Tab. 6.1 - Comportamento dei sistemi per guasti in line 1-02
- Tab. 6.2 - Comportamento dei sistemi per guasti in line 2-08
- Tab. 6.3 - Comportamento dei sistemi per guasti in busbar
- Tab. 6.4 - Comportamento dei sistemi per guasti in term 3-06

Tab. 6.5 – Comportamento con guasti su linea 1-02

Tab. 6.6 - Comportamento con guasti su linea 2-08

Tab. 6.7 - Comportamento con guasti alla sbarra

Tab. 6.8 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

## Elenco delle figure

- Fig. 1.1 - Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del distributore
- Fig. 1.2 - Schema di connessione alla rete con EESS connesso al lato DC dell'impianto
- Fig. 1.3 - Schema di connessione alla rete con EESS connesso a monte dell'inverter
- Fig. 1.4 - Schema di connessione alla rete con EESS con DG separato dal generatore
- Fig. 1.5 - Low Voltage Fault Ride Through (LVFRT)
- Fig. 1.6 - Soglie di frequenza restrittiva e permissiva di un DG
- Fig. 1.7 - Curva di regolazione  $Q = f(V)$
- Fig. 1.8 - Curva di regolazione  $P = f(f)$  per DG senza sistema di accumulo
- Fig. 1.9 - Ripristino dell'erogazione di potenza a seguito di un transitorio di sovralfrequenza
- Fig. 1.10 - Curva di regolazione  $P = f(f)$  per DG con sistema di accumulo
- Fig. 1.11 - Funzione di trasferimento per la realizzazione di inerzia sintetica
- Fig. 1.12 - Struttura di una tipica microgrid
- Fig. 2.1 - Curve d'intervento: (a) a tempo dipendente (b) a tempo indipendente (c) ad azione differita (d) ad azione combinata (e) ad area d'intervento
- Fig. 2.2 - Sezionatore a cerniera
- Fig. 2.3 - Sezionatore a colonna centrale
- Fig. 2.4 - Nucleo di un contattore
- Fig. 2.5 - Caratteristica d'intervento di un fusibile
- Fig. 2.6 - Interruttore differenziale: schema di funzionamento
- Fig. 2.7 - Interruttori differenziali aperti (1) morsetti d'ingresso, (2) morsetti d'uscita, (3) pulsante di inserimento, (4) contatti di interruzione, (5) solenoide di chiusura contatti, (6) sensore di corrente, (7) circuito amplificatore, (8) pulsante di test, (9) filo di alimentazione per test
- Fig. 2.8 - Sezione di un interruttore magneto-termico
- Fig. 2.9 - Caratteristica d'intervento di un interruttore magneto-termico
- Fig. 2.10 - Schema di funzionamento TVC
- Fig. 2.11 - Bobine Rogowsky
- Fig. 2.12 - Modello di un HIF
- Fig. 2.13 - Zona di sovraccarico e cortocircuito nella caratteristica d'intervento di una protezione
- Fig. 2.14 - Tecnica di selettività amperometrica
- Fig. 2.15 - Tecnica di selettività cronometrica
- Fig. 2.16 - Tecnica di selettività logica
- Fig. 2.17 - Tecnica di selettività amperometrica + cronometrica
- Fig. 2.18 - Tecnica di selettività logica + cronometrica
- Fig. 2.19 - ANSI21: schema a blocchi e caratteristica d'intervento
- Fig. 2.20 - ANSI27: schema a blocchi
- Fig. 2.21 - ANSI32: caratteristiche di intervento
- Fig. 2.22 - ANSI50/ANSI51: schema a blocchi
- Fig. 2.23 - ANSI50V/ANSI51V: Schema a blocchi e caratteristica di soglia
- Fig. 2.24 - ANSI59: schema a blocchi
- Fig. 2.25 - ENEL taratura di protezione generale dotata di protezione direzionale di terra (tabella 2)
- Fig. 2.26 - ANSI67N: settori di intervento
- Fig. 2.27 - ANSI81R: schema a blocchi
- Fig. 2.28 - ANSI87: Schema di funzionamento
- Fig. 2.29 - ANSI87: caratteristica di intervento
- Fig. 3.1 - Profili della tensione di linea con e senza presenza di DG
- Fig. 3.2 - Blinding della protezione di massima corrente

Fig. 3.3 – Scatto intempestivo della protezione di massima corrente

Fig. 3.4 - Problemi di coordinamento per la protezione di massima corrente

Fig. 3.5 - Errore di localizzazione del guasto protezione distanziometrica

Fig. 3.6 - Blinding della protezione distanziometrica

Fig. 4.1 - Schema di rete

Fig. 4.2 - BESS

Fig. 4.3 - Modellizzazione della batteria

Fig. 4.4 - BESS PWM composite model

Fig. 4.5 - Schema a blocchi del controllo Q/V

Fig. 4.6 - Schema a blocchi del controllo P/f

Fig. 4.7 - Spostamento della banda morta in funzione dello SoC

Fig. 4.8 - Droop del controllo in frequenza

Fig. 4.9 - Funzionamento del controllo in frequenza

Fig. 4.10 - Composite model del Buck-Boost

Fig. 4.11 - Common model del Buck-Boost

Fig. 4.12 - Composite model del PV

Fig. 4.13 - Caratteristiche di funzionamento di un PV

Fig. 4.14 - Modello per il calcolo della tensione di array del PV

Fig. 4.15 - PV Reactive Power Control (RPC)

Fig. 4.16 - Curva di regolazione controllore PI del RPC

Fig. 4.17 - PV Active Power Control (APC)

Fig. 4.18 - PV control

Fig. 4.19 - Funzionamento del PV control

Fig. 4.20 - Generatore Sincrono composite model

Fig. 4.21 - Generatore Sincrono Active Power Control (APC)

Fig. 4.22 - Generatore Sincrono Reactive Power Control (RPC)

Fig. 4.23 - Generatore Sincrono Automatic Voltage Regulator

Fig. 4.24 - Generatore Sincrono Governor

Fig. 4.25 - Schema logico funzionale del SPI

Fig. 4.26 - Composite model del SPI dei PV

Fig. 4.27 - Composite model della protezione di DG

Fig. 4.28 - Composite model del SPI del generatore sincrono

Fig. 5.1 - Posizione dei guasti simulati

Fig. 5.2 - Caratteristica di intervento a tempo dipendente relè di massima corrente

Fig. 5.3 - Caratteristica di intervento relè di massima corrente

Fig. 5.4 - Common model relè di massima corrente a soglie adattate

Fig. 5.5 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione a relè di massima corrente

Fig. 5.6 - Schema a blocchi del relè a microprocessore

Fig. 5.7 - Composite model del relè a microprocessore

Fig. 5.8 - Controllo di apertura in grid-connect

Fig. 5.9 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione con relè a microprocessore

Fig. 5.10 - Composite model del dispositivo differenziale di corrente e tensione

Fig. 5.11 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione con differenziale di corrente e tensione

Fig. 5.12 - Composite model della MMC

Fig. 5.13 - Sblocco voltmetrico di fase della MMC

Fig. 5.14 - Controllo della MMC

Fig. 5.15 - Controllo dei PD

Fig. 5.16 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione centralizzato con MMC

Fig. 5.17 - Diagramma di flusso della PSP

Fig. 5.18 - Composite model della PSP

Fig. 5.19 – Sistema di controllo dei PD ad inizio ramo

Fig. 5.20 - Simulazioni di guasto con PSP

Fig. 6.1 – Valutazione protezioni su guasto Z1 in linea 1-02

Fig. 6.2 - Valutazione protezioni su guasto Z2 in linea 1-02

Fig. 6.3 - Valutazione protezioni su guasto Z3 in linea 1-02  
Fig. 6.4 - Valutazione protezioni su guasto Z4 in linea 1-02  
Fig. 6.5 - Valutazione protezioni su guasto Z5 in linea 1-02  
Fig. 6.6 - Valutazione protezioni su guasto Z6 in linea 1-02  
Fig. 6.7 - Valutazione protezioni su guasto Z1 in linea 2-08  
Fig. 6.8 - Valutazione protezioni su guasto Z2 in linea 2-08  
Fig. 6.9 - Valutazione protezioni su guasto Z3 in linea 2-08  
Fig. 6.10 - Valutazione protezioni su guasto Z4 in linea 2-08  
Fig. 6.11 - Valutazione protezioni su guasto Z5 in linea 2-08  
Fig. 6.12 - Valutazione protezioni su guasto Z6 in linea 2-08  
Fig. 6.13 - Valutazione protezioni su guasto Z1 in sbarra  
Fig. 6.14 - Valutazione protezioni su guasto Z2 in sbarra  
Fig. 6.15 - Valutazione protezioni su guasto Z3 in sbarra  
Fig. 6.16 - Valutazione protezioni su guasto Z4 in sbarra  
Fig. 6.17 - Valutazione protezioni su guasto Z5 in sbarra  
Fig. 6.18 - Valutazione protezioni su guasto Z6 in sbarra  
Fig. 6.19 - Valutazione protezioni su guasto Z1 al nodo 3-06  
Fig. 6.20 - Valutazione protezioni su guasto Z2 al nodo 3-06  
Fig. 6.21 - Valutazione protezioni su guasto Z3 al nodo 3-06  
Fig. 6.22 - Valutazione protezioni su guasto Z4 al nodo 3-06  
Fig. 6.23 - Valutazione protezioni su guasto Z5 al nodo 3-06  
Fig. 6.24 - Valutazione protezioni su guasto Z6 al nodo 3-06  
Fig. 6.25 - Valutazione dei sistemi in funzione della configurazione d'esercizio della MG  
Fig. 6.26 - Valutazione media dei sistemi  
Fig. 6.27 - Funzionamento del controllo di impedenza della PSP con rete passiva  
Fig. 6.28 - Funzionamento del controllo di impedenza della PSP con rete attiva  
Fig. 6.29 - Funzionamento del blocco direzionale alla sequenza diretta  
Fig. 6.30 - Funzionamento del differenziale di sbarra con sblocco voltmetrico  
Fig. 6.31 - Funzionamento del differenziale di sbarra senza sblocco voltmetrico  
Fig. 6.32 - Confronto tra modalità di controllo del differenziale di sbarra  
Fig. 6.33 - Tensione nei nodi di rete a seguito di guasto bifase al nodo 3-06  
Fig. 6.34 - Correnti di guasto trifase e fase-terra alle diverse configurazioni





# INTRODUZIONE

L'offerta di produzione di energia da parte degli impianti di generazione distribuita (DG) nei pressi dei punti di consumo è uno dei fattori che stanno sostituendo il convenzionale concetto di produzione centralizzata. L'integrazione di questo tipo di impianti all'interno della rete permette di ridurre le perdite di trasmissione e migliorare l'affidabilità dei sistemi di distribuzione. Tradizionalmente le reti di distribuzione sono pensate come reti passive, perciò una elevata penetrazione di generazione distribuita è sempre stata vista come un fattore di rischio per la gestione del sistema. Flussi di potenza bidirezionali e correnti di cortocircuito dipendenti dalla topologia delle reti possono infatti causare malfunzionamenti nei dispositivi di protezione, essere un fattore di rischio per il personale addetto alla manutenzione e comportare un mancato controllo dei parametri di rete. Per far fronte a queste problematiche, in passato le normative richiedevano agli impianti di generazione distribuita di disconnettersi sempre dalla rete una volta individuato un guasto in modo da disalimentarlo.

In tempi recenti però si sono comprese le potenzialità della generazione distribuita e per affrontare le nuove necessità di economia e resilienza del sistema di distribuzione sono state introdotte le microgrid (MG). Una microgrid è una piccola porzione di rete connessa alla rete elettrica attraverso un punto di accoppiamento comune e usa la fornitura di potenza generata dai generatori distribuiti presenti in loco per sopperire alla sua domanda interna. Quando invece la MG è connessa alla rete elettrica esterna i suoi carichi sono alimentati sia da quest'ultima che dai generatori distribuiti. La peculiarità di una MG è quindi quella di funzionare sia connessa alla rete elettrica, come una porzione dell'intera rete di distribuzione, sia in isola, cioè disconnessa dalla rete e provvedendo in autonomia a mantenere i parametri di rete all'interno dei valori prescritti dalle normative, continuando ad alimentare i suoi carichi. Nel momento in cui la rete elettrica a monte della MG è soggetta ad un guasto essa è in grado di portarsi in funzionamento isolato garantendo ai suoi utenti continuità nella fornitura elettrica. Nonostante i vantaggi associati all'introduzione delle MG, numerose sono le sfide tecniche che riguardano il controllo e la protezione delle stesse. Una delle sfide principali nella gestione di una MG è proprio la progettazione di un sistema di protezione appropriato che risulti flessibile e riesca ad adeguarsi alle diverse configurazioni con cui la MG può essere esercita.

Le strategie di protezione convenzionali nelle reti di distribuzione infatti si basano sulla presenza di reti radiali dove la generazione è localizzata ad un estremo. In questa configurazione i guasti vengono alimentati dalla sola rete elettrica e i dispositivi di protezione installati lungo i diversi rami possono essere tarati in modo da localizzare in maniera ottimale la posizione del guasto. I diversi relè sono coordinati considerando flussi di potenza unidirezionali, dalla rete esterna verso le utenze. In questo modo le correnti di cortocircuito saranno tanto più basse quanto più il guasto sarà distante dal punto di accoppiamento comune. Nelle MG però i flussi di potenza non si possono più considerare unidirezionali in quanto i generatori distribuiti influenzano in maniera notevole la gestione della rete comportando, talvolta, un'inversione dei flussi di potenza e questo può compromettere il corretto funzionamento delle protezioni installate. Inoltre la diffusione di generazione interfacciata tramite convertitori statici, il cui contributo alle correnti di cortocircuito è limitato rispetto alla generazione tradizionale, non fa altro che ampliare i problemi associati alla protezione della rete. La grande differenza che si riscontra tra correnti di cortocircuito nel funzionamento grid-connected e in isola infatti introduce ulteriori sfide nella progettazione di un sistema di difesa dai guasti che risulti efficace in entrambe le configurazioni d'esercizio e questo si ha tanto più se la MG risulta magliata o con una topologia particolarmente complessa.

In questo studio inizialmente si sono presentati quelli che sono i criteri standard utilizzati nella progettazione dei sistemi di protezione nella rete di distribuzione tradizionale. Successivamente si sono andati a delineare i problemi che i dispositivi possono riscontrare nel momento in cui vanno a lavorare

in una rete che può funzionare in isola. In seguito vengono presentate, catalogandole secondo la loro struttura, quelle che sono le principali soluzioni proposte in letteratura per far fronte a questi problemi. Nel quarto capitolo invece viene descritta la microgrid, realizzata in DIgSILENT PowerFactory, dove sono stati effettuati i test, al cui interno si trova una produzione elettrica diversificata (sia da impianti tradizionali che fotovoltaici) per poter simulare una maggiore varietà di configurazioni di rete. Nel quinto capitolo vengono presentati i sistemi di protezione presi in esame e le loro performance nell'azione di isolamento del guasto. Nel capitolo finale si è andati a valutare, attraverso l'assegnazione di un punteggio, l'affidabilità e la selettività garantite dai sistemi testati in ogni condizione di guasto andando poi ad analizzare le problematiche e le necessità emerse. Infine si propone un sistema di protezione della MG che dalle simulazioni effettuate può risultare ottimale nell'individuazione e nell'estinzione selettiva dei guasti nelle diverse configurazioni d'esercizio della rete.

# 1 LE MICROGRID

## 1.1 Generalità

Nonostante la microgrid (MG) sia soggetto di ricerca da decenni, il dibattito su una sua definizione accettata in maniera unanime è ancora in atto. Una microgrid è definita come:

- un insieme di piccoli produttori e utenti che operano in un singolo sistema in grado di autosostenersi;
- un gruppo di utenti interconnessi entro un sistema elettrico ben definito che può essere controllato in maniera autonoma rispetto alla rete. Essa è in grado quindi di operare rimanendo sia connessa alla rete (grid-connected) sia disconnessa dalla rete (islanded-mode);
- una combinazione di vari generatori distribuiti in grado rispondere alla domanda degli utenti mantenendo un servizio stabile all'interno di una porzione di rete ben definita.

Una microgrid è quindi generalmente definita come una rete a bassa tensione in cui sono integrati generatori distribuiti assieme a dispositivi di accumulo e carichi controllati (e.g. impianti di condizionamento o generatori di calore). Hanno solitamente una capacità installata che può andare da alcune centinaia di kilowatts ad alcuni megawatts. La caratteristica principale della microgrid però è che, nonostante questa per la maggior parte del tempo operi connessa alla rete di distribuzione principale, essa sia in grado di portarsi autonomamente a lavorare in isola in caso di guasti o interruzioni nella rete a monte della MG e successivamente tornare a connettersi alla rete una volta estinto il guasto.

Una crescente penetrazione di generatori distribuiti (DGs) all'interno della rete elettrica sta sviluppando un nuovo promettente scenario nelle infrastrutture legate alla generazione, trasmissione e distribuzione della potenza all'interno del sistema elettrico. Questa crescente presenza di generazione distribuita è associata a diversi fattori, tra i quali: la scarsità di combustibili fossili, l'instabilità politica nei principali paesi esportatori, gli effetti climatici causati dalla combustione di tali fonti e lo sviluppo, con la conseguente riduzione dei costi, delle tecnologie legate alla produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile (FER). In quest'ottica la microgrid sta guadagnando una maggiore importanza all'interno del sistema di distribuzione elettrica grazie soprattutto alla possibilità di adattarsi a diverse modalità di operabilità e di integrare diversi tipi di sistemi di produzione, sia da fonti rinnovabili che da fonti fossili. Inoltre, grazie alla sua elevata adattabilità, la microgrid è utilizzata in un'ampia gamma di settori quali diverse applicazioni commerciali, installazioni militari e soprattutto la fornitura di elettricità a villaggi isolati o altri siti off-grid.

Tali fattori hanno attirato l'attenzione di governi e grandi aziende che hanno incentivato l'installazione di DGs per ridurre l'impatto ambientale associato all'uso dei combustibili fossili ed allo stesso tempo aumentare la sicurezza e l'indipendenza energetica dei paesi consumatori venendo incontro ad una crescente domanda di elettricità. Unione Europea, USA e Cina stanno adottando e promuovendo la generazione distribuita da fonti rinnovabili tramite diverse iniziative. Un esempio ne è lo "SmartGrids European Technology Platform for Electricity Networks of the Future" che ha iniziato a lavorare nel 2005. Il suo scopo è stato quello di formulare e successivamente promuovere una visione di sviluppo della rete elettrica europea che andasse incontro alle nuove necessità degli utenti attraverso un approccio che comprendesse una dimensione non solo di regolamentazione ma anche commerciale e tecnica. Per rispondere a queste richieste era necessario:

- un **approccio incentrato sull'utente** che considerasse il suo crescente interesse nel mercato elettrico. La possibilità di avere una domanda flessibile di energia a minor prezzo, lo sviluppo

## LE MICROGRID

della microgenerazione e un aumento dei servizi erogati sono solo parte delle iniziative che si sono spinte in questo senso;

- un **rinnovamento della rete elettrica** che puntasse ad una gestione più efficiente del sistema, con un crescente grado di automatizzazione e una migliore qualità del servizio, anche tramite sistemi di controllo remoto per dare risposta alla crescente qualità del servizio richiesta;
- una **maggiore sicurezza della fornitura** attraverso una limitazione delle fonti primarie tradizionali a favore dello sviluppo di un sistema di accumulo flessibile ed un aumento della capacità di generazione locale;
- la **liberalizzazione dei mercati** per garantire uno sviluppo sostenibile della rete creando nuovi settori di mercato come la flessibilità della domanda e l'adozione di mercati liquidi per lo scambio di energia e servizi ancillari forniti alla rete;
- una **maggiore attenzione agli aspetti ambientali** per raggiungere gli obiettivi imposti dagli accordi internazionali tra i quali il Protocollo di Kyoto, riducendo le perdite associate alla gestione della rete e andando ad aumentare la responsabilità del singolo utente.

In risposta a queste nuove sfide, le reti elettriche hanno perciò cominciato ad evolvere. Lo scopo è che queste forniscano servizi di generazione decentralizzata con più attori chiamati alla gestione delle operazioni di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia, pur mantenendo centri di produzione centralizzati e una trasmissione ad alta tensione che svolgano un ruolo di scheletro della rete.

Per far questo però importanti cambiamenti devono essere fatti nel settore della fornitura elettrica. Le reti di oggi sono prettamente basate sulla connessione di grandi impianti di produzione alla rete di alta tensione che fornisce poi la potenza ai sistemi di distribuzione di media e bassa tensione. Quindi il flusso di potenza è unidirezionale, dai grossi impianti di produzione agli utenti finali, ed il controllo della rete è centralizzato in alcune strutture, senza alcuna comunicazione tra i diversi attori che operano nel settore. Va sottolineato che in questi anni la rete di trasmissione ha permesso di migliorare molto l'affidabilità della fornitura di energia all'interno del territorio e tuttora il sistema esistente è un'eccellente fondamento da cui partire per raggiungere gli obiettivi futuri. Nonostante questo però, il cambiamento deve essere ottenuto attraverso un approccio rivoluzionario e una strategia a lungo termine risulta indispensabile.

Nei prossimi anni infatti il sistema elettrico andrà incontro ad una inversione di tendenza. Le reti di distribuzione diventeranno attive, dando vita a flussi di potenza bidirezionali. Gli operatori di rete per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica si sono dovuti adattare ad un sistema basato su un modello di mercato in cui i generatori sono dispacciati in funzione dei mercati ed in cui il controllo della rete ha solamente un ruolo di supervisione. I futuri modelli di reti dovranno quindi essere in grado di andare incontro ai cambiamenti che si avranno nella tecnologia e nei valori della società, ambiente e commercio. Sicurezza, affidabilità, sostenibilità, qualità e costo dovranno essere oggetto di studio per rispondere alle differenti richieste date dalla liberalizzazione del mercato, che, pur garantendo maggiore competitività e incentivo allo sviluppo, richiederà uno sforzo nel potenziamento delle attuali tecnologie implementate nelle reti.

Questo processo di apertura dei mercati avvenuto negli ultimi dieci anni ha portato quindi ad uno sviluppo molto rapido della generazione distribuita in tutte le sue tecnologie, in particolare quelle provenienti da RES e da impianti di co-generazione. Tali sviluppi sono solamente la coda di un trend che dura da quasi 50 anni, volto ad estendere il parco di produzione dei maggiori stati consumatori al fine di non risultare dipendenti da un'unica fonte energetica. Con l'apertura a questa forma di generazione "domestica" però risulterà necessario lo sviluppo di un sistema di comunicazione a cui abbiano accesso anche gli utenti finali e non solo i grandi impianti di produzione. Ed è proprio in questo scenario di sviluppo di una rete di distribuzione attiva che si è fatto strada il concetto di microgrid. [1]  
[2]

## 1.2 La generazione distribuita

La generazione distribuita viene definita come un impianto di produzione di energia elettrica che alimenta un utente ad esso connesso o ha un ruolo di supporto alla rete di distribuzione connettendosi direttamente allo stesso livello di tensione del sistema. Le tecnologie usate solitamente sono: motori, turbine di piccola taglia, celle a combustibile e impianti fotovoltaici (gli impianti eolici vengono spesso esclusi in quanto per la maggior parte si tratta di vasti campi che operano off-grid) [3]. Nonostante questo sia un tema molto attuale nella letteratura economica e dei mercati elettrici, prende spunto da un'idea di molti anni fa. Infatti agli albori dell'energia elettrica, la generazione distribuita era la regola e non un'eccezione com'è invece ai giorni nostri. Più tardi, l'evoluzione tecnologica con l'emergere delle reti in CA, ha permesso di trasportare l'elettricità molto più lontano, senza eccessive perdite, e un'economia di grande scala nel campo della produzione elettrica ha preso piede con la costruzione di impianti di taglia molto grande. In questo modo quindi si è giunti ad una crescente convenienza ed a minori costi di generazione.

Nell'ultimo decennio, le innovazioni tecnologiche e un cambiamento nelle politiche economiche ed ambientali però hanno portato ad un'inversione di questo trend comportando un maggiore interesse nella generazione distribuita. Questo è confermato dall'IEA [3] che ha stipulato una lista dei cinque principali fattori che hanno contribuito a questa evoluzione: il miglioramento delle tecnologie legate alla generazione di piccola taglia, la difficoltà che si riscontra nella realizzazione di nuove linee di trasmissione, la crescente richiesta da parte degli utenti di affidabilità nell'erogazione di potenza, l'apertura dei mercati e la lotta al cambiamento climatico.

### 1.2.1 Regole di connessione degli utenti attivi

Gli utenti connessi alla rete di distribuzione sono soggetti esercenti:

- impianti di utilizzazione dell'energia
- impianti di produzione, nei quali rientrano anche gli impianti di produzione in cui parte della potenza prodotta sia destinata al soddisfacimento di qualche funzione ausiliaria rispetto al processo di produzione dell'energia elettrica
- impianti di produzione ed utilizzazione
- reti di distribuzione, che a loro volta possono avere per utenti del servizio di connessione altre reti di distribuzione

Il punto di connessione (PdC) coincide con i morsetti di valle del contatore per tutti gli utenti ed è solitamente collocato al limite di proprietà. In questo modo a monte del punto di connessione la proprietà e la competenza funzionale sono del distributore, che si occuperà quindi della rilevazione delle misure sull'energia elettrica immessa dal produttore, mentre a valle del PdC sono dell'utente.

Lo schema generale per la connessione di impianti di produzione alla rete BT del distributore è indicato in Fig. 1.1

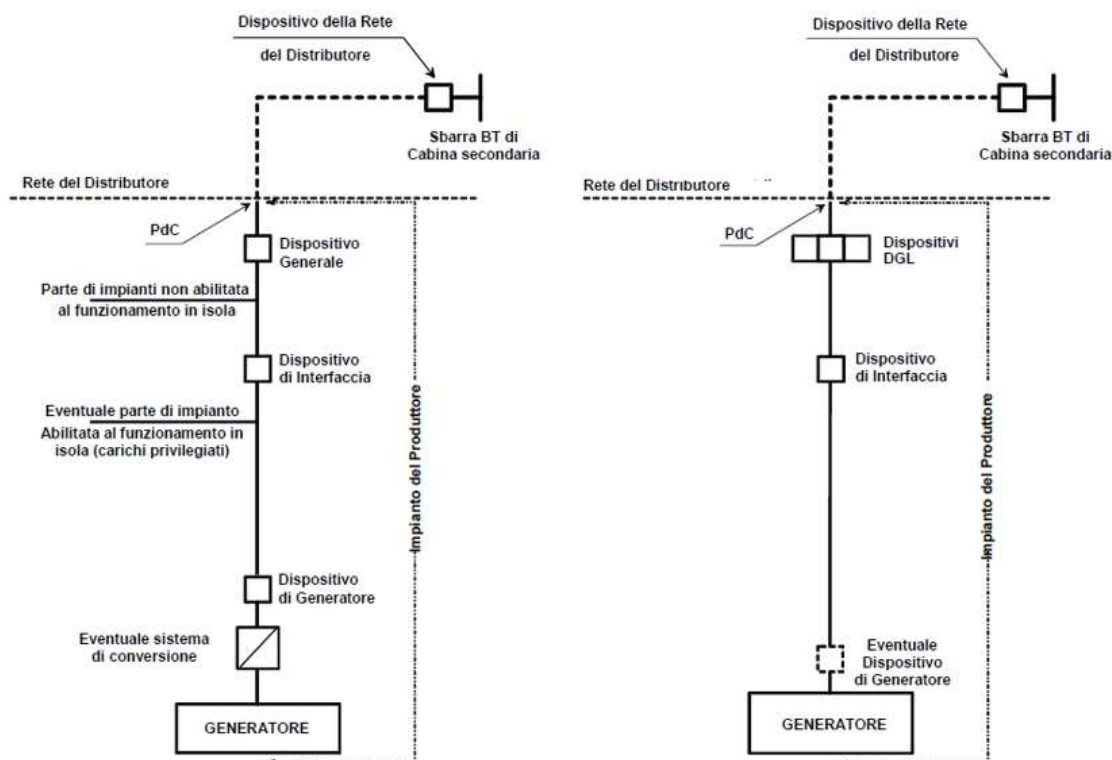


Fig. 1.1 - Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del distributore

Nello schema sono presenti i dispositivi indicati dalla norma:

- **Dispositivo Generale (DG<sup>1</sup>):** il dispositivo generale unico separa l'intero impianto utente dalla rete BT del distributore in caso di guasto a valle del PdC (guasto interno). Esso è costituito da un interruttore automatico onnipolare conforme alla norma CEI EN 60898 oppure alla norma CEI EN 60947-2 se adatto al sezionamento. Il DG deve avere un potere di interruzione tale da riuscire ad aprire la corrente di cortocircuito massima al PdC. Le correnti di cortocircuito sono determinate assumendo una corrente di cortocircuito trifase morsetti alla sbarra BT non superiore al valore di 16 kA (questo valore deriva dall'utilizzo di trasformatori MT/BT di potenza non superiore a 630 kVA con  $v_{cc} = 6\%$ ). Il valore della corrente di cortocircuito massima, da considerare per la scelta delle apparecchiature dell'utente è convenzionalmente assunto pari a:
  - 6 kA per le forniture monofase
  - 10 kA per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione fino a 33 kW
  - 15 kA per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione superiore a 33kW
  - 6 kA per la corrente di cortocircuito fase-neutro nelle forniture trifase

per il fattore di potenza delle correnti di cortocircuito sopraindicate si deve far riferimento alla Tab. 1.1

<sup>1</sup> In questo paragrafo con l'acronimo DG si farà riferimento al "Dispositivo Generale" e non allo "Distributed Generator"

Valore della corrente di cortocircuito kA valore efficace	Fattore di potenza
I = 6	0,7
I = 10	0,5
10 < I ≤ 20	0,3

Tab. 1.1 - Fattore di potenza della corrente di cortocircuito

In alternativa al DG unico, è possibile installare fino ad un massimo di 3 DGL (Dispositivo Generale di Linea), la cui apertura assicura la separazione di una singola linea dell'utente dalla rete.

Il DG, o eventualmente i DGL, quindi è chiamato a:

- non aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'utente;
  - aprirsi per guasti sull'impianto dell'utente. Qualora l'utente chieda al distributore il valore della corrente di cortocircuito minima, il DG deve aprirsi per valori di cortocircuito che superino il valore comunicato dal distributore.
- *Dispositivo di Interfaccia (DDI)*: il dispositivo di interfaccia separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione. Il DDI ha lo scopo di evitare che:
- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'utente possa alimentare la rete stessa;
  - in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'utente attivo, l'utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
  - in caso di richiuse automatiche/manuali di interruttori sulla rete del distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento. Il possibile danneggiamento dipenderà dalle caratteristiche del generatore e dall'eventuale motore primo.

L'intervento del DDI non è in grado di assicurare totalmente l'assenza di richiuse con generatore in discordanza di fase, perciò:

- nel caso di generatori tradizionali, è possibile agire tramite opportune protezioni del generatore in funzione delle caratteristiche specifiche del generatore stesso e del tempo di attesa alla richiusura rapida; in questi casi quindi è ammesso un possibile intervento non coordinato tra SPI (Sistema di Protezione di Interfaccia) e protezioni del generatore;
- nel caso di generatori statici l'assenza di danneggiamenti derivanti da richiuse in discordanza di fase deve essere assicurata dalle caratteristiche proprie dell'inverter; in questo caso quindi non è ammesso un intervento non coordinato tra SPI e protezione del generatore

Il DDI può coincidere con il DDG (Dispositivo di Generatore) nel caso non siano presenti carichi privilegiati all'interno dell'impianto del produttore, mentre per impianti con più generatori il DDI deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori. In realtà è ammesso l'uso di più DDI, ma questi devono essere pilotati da un unico SPI. Il DDI è costituito da un interruttore di manovra-sezionatore o un interruttore automatico idoneo al sezionamento, che dovrà essere asservito al sistema di protezione di interfaccia.

Per potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di ricalzo al DDI (che può anche essere il DG). La funzione di ricalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, temporizzato al massimo di 500 ms, del comando di apertura mediante una bobina a mancanza di tensione, bobina a lancio di corrente o un altro mezzo equivalente, al fine di

## LE MICROGRID

garantire la sicurezza sull'apertura della protezione di interfaccia ad un altro dispositivo di ricalzo in grado di separare il generatore dalla rete in caso di mancata apertura del DDI. Quindi in ogni impianto con potenza pari o superiore a 20 kW, devono essere sempre presenti almeno due dispositivi tra il generatore e la rete che siano asserviti alla protezione di interfaccia: uno che assolva la funzione di DDI, l'altro la funzione di ricalzo al DDI. L'azione combinata dei due dispositivi separa quindi in maniera affidabile i generatori dalla rete del distributore. Per impianti indirettamente connessi alla rete, interfacciati tramite un inverter già dotato al suo interno di un DDI di tipo elettromeccanico conforme alle norme, è ammesso che questo assolva la funzione di ricalzo al DDI, purché sia in grado di ricevere il segnale di apertura ritardata da parte del SPI.

- *Dispositivo di Generatore (DDG)* : il dispositivo di generatore separa il generatore dall'impianto, assicurando:
  - l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie, cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
  - la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
  - l'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
  - l'intervento coordinato del dispositivo del generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del distributore. In questi casi il DDG può intervenire o solo come ricalzo del DDI per generatori statici, cioè connessi alla rete mediante dispositivi elettronici, oppure per salvaguardare l'integrità del generatore sincrono/asincrono direttamente connesso alla rete

Il DDG, in ogni caso, deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso. Se coincidente con DG o con DDI, deve inoltre avere almeno le stesse caratteristiche degli stessi. Nel caso di generatori statici, il DDG deve essere dimensionato in funzione della potenza complessiva sottesa ad un unico sistema di connessione.

Nel caso in cui nell'impianto del produttore siano presenti anche dei sistemi di accumulo EESS (Electrical Energy Storage System), lo schema di Fig. 1.1 può essere adattato nei modi seguenti:



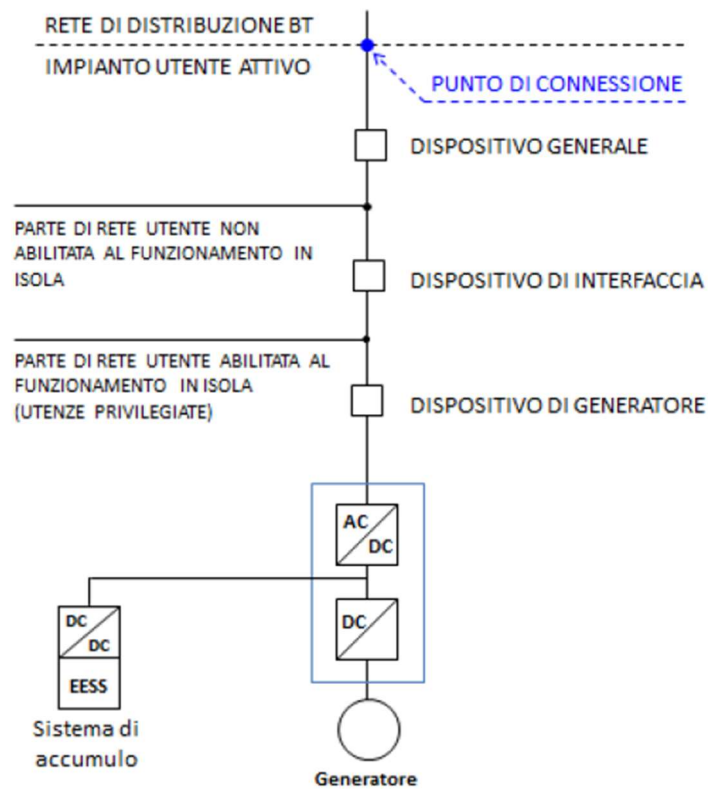


Fig. 1.2 - Schema di connessione alla rete con EESS connesso al lato DC dell'impianto

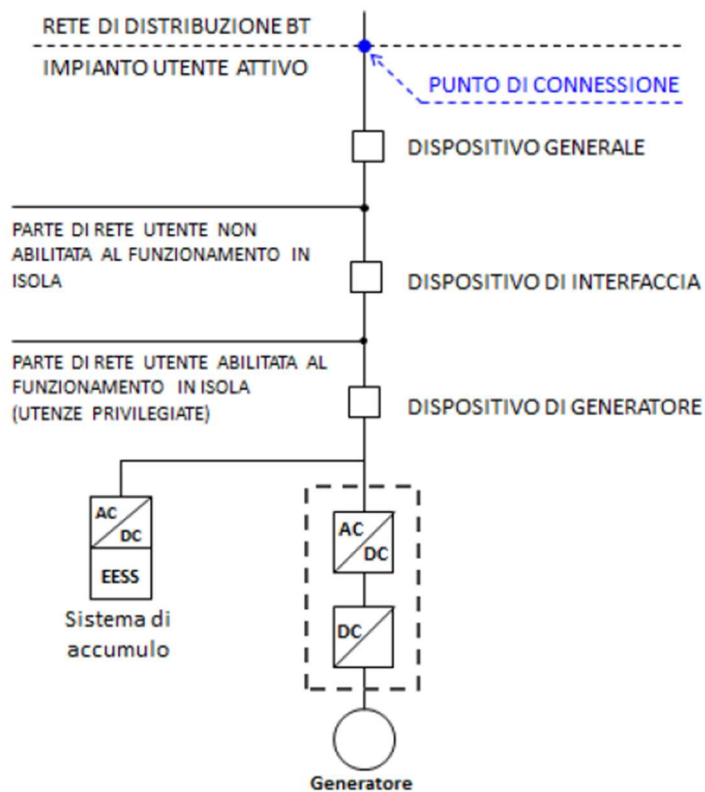


Fig. 1.3 - Schema di connessione alla rete con EESS connesso a monte dell'inverter

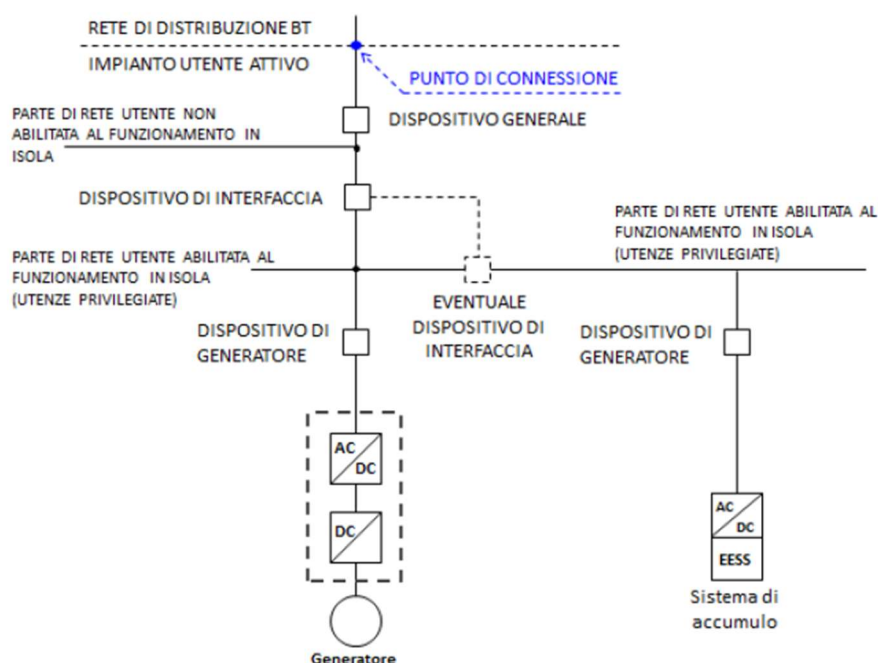


Fig. 1.4 - Schema di connessione alla rete con EESS con DG separato dal generatore <sup>2</sup>

## 1.2.2 Servizi di rete forniti dai generatori

Allo scopo di evitare degrado nella qualità del servizio fornito dalla rete di distribuzione di bassa e media tensione, oltre che per garantire un sicuro esercizio della rete di trasmissione, nel caso di elevata penetrazione di generazione distribuita, gli utenti attivi, che lavorano in modo permanente in parallelo alla rete, sono chiamati a fornire dei servizi di regolazione. In generale le prescrizioni della norma si basano sulla somma delle taglie dei generatori connessi alla rete appartenenti al singolo impianto. Un caso particolare si ha nel caso di più generatori ed EESS connessi sul DC-bus di un inverter. In questo caso l'insieme di generatori viene considerato come un unico generatore, di taglia pari a quella dell'inverter di interfaccia, al quale compete la fornitura di servizi alla rete.

### 1.2.2.1 Fault Ride Through

I gruppi di generazione di potenza complessiva superiore a 11,08 kW e che presentano un sistema di accumulo, per evitare che si verifichi una disconnessione scorretta dalla rete in occasione di buchi di tensione, devono essere in grado di soddisfare opportuni requisiti chiamati LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through). Il funzionamento dell'impianto nel caso di scostamenti dal valore della tensione nominale è descritto in Fig. 1.5. Nella zona quadrettata l'impianto non deve distaccarsi dalla rete, ma può interrompere momentaneamente l'erogazione di potenza prima dell'insorgere del guasto. Al di fuori di questa zona invece il generatore è chiamato a disconnettersi dalla rete in quanto la tensione è soggetta ad ampie variazioni che permangono per tempi prolungati. Nella zona soprastante invece il generatore, entro un tempo di 200 ms dal ripristino di un livello di tensione entro i limiti consentiti (+10% e -15% della  $V_n$ ), deve riprendere l'erogazione di potenza in rete come prima dell'insorgenza del guasto con una tolleranza di  $\pm 10\%$ . Dalla Fig. 1.5 si ricava che:

- per transitori di durata minore di 200 ms il DG non deve disconnettersi dalla rete (qualunque sia il valore della tensione ai suoi morsetti);

<sup>2</sup> L'addizionale DDI in Fig. 1.4 è da prevedere solo nel caso in cui l'utente necessiti di gestire separatamente il sistema di accumulo dal generatore durante il funzionamento in isola. In questo caso il DDI addizionale deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla SPI presente nell'impianto

- per transitori di durata maggiore di 200 ms se la tensione ai capi del DG è minore di 0.4 p.u. esso deve disconnettersi dalla rete entro 200 ms, se la tensione ai capi del DG è minore di 0.85 p.u. esso deve disconnettersi entro 400 ms dall'avvenuto guasto.

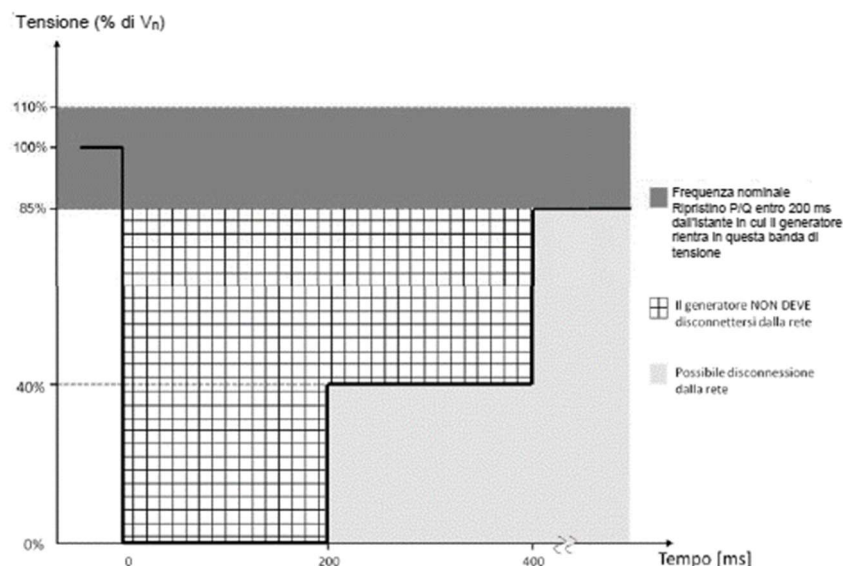


Fig. 1.5 - Low Voltage Fault Ride Through (LVFRT)

Anche per quanto riguarda i transitori di frequenza la protezione dell'impianto prevede due modalità di funzionamento che permettono al generatore di lavorare, senza disconnettersi dalla rete in caso di piccoli scostamenti dalla frequenza nominale di rete o transitori di breve durata. Come si può notare dalla Fig. 1.6, nella protezione di frequenza perciò sono previste due modalità di funzionamento, che sono attivate dall'operatore di rete: la prima con banda restrittiva, la seconda con una banda permissiva:

- la banda restrittiva impone il distacco del DG dalla rete dopo 100 ms dall'insorgere del transitorio, nel caso in cui la frequenza al PdC sia o minore di 49,7 Hz o maggiore di 50,3 Hz;
- la banda permissiva impone il distacco del DG dalla rete entro 1 s dall'insorgere del transitorio, nel caso in cui la frequenza al PdC sia maggiore di 51,5 Hz, ed entro 4 s, nel caso in cui la frequenza al PdC sia minore di 47,5 Hz

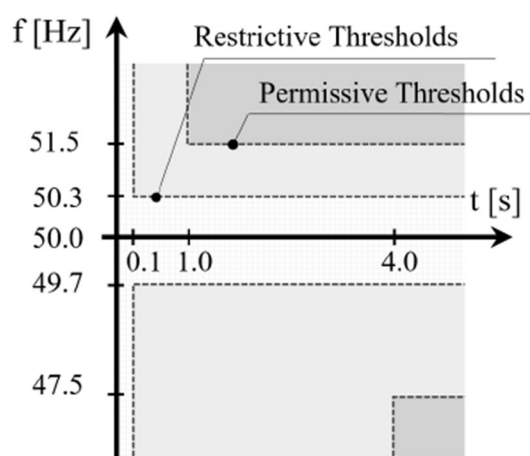


Fig. 1.6 - Soglie di frequenza restrittiva e permissiva di un DG

La possibilità per il DG di operare anche in caso di transitori di entità notevole è stata introdotta recentemente per far sì che anche la generazione distribuita contribuisse alla stabilità della rete di

distribuzione evitando il distacco dei generatori in caso di piccole perturbazioni dei valori di rete e contribuendo alla regolazione della tensione e della frequenza in caso di deviazioni più grandi dai valori nominali dei parametri di rete.

### 1.2.2.2 Regolazione della tensione

Essendo che la presenza dei generatori nella rete di distribuzione può innalzare la tensione oltre i valori consentiti dalla norma è necessario che questi siano in grado di fare un controllo sulla tensione al punto di connessione. La norma attuale prevede che la media della  $V_{rms}$  calcolata in 10 minuti non debba superare il 110% di  $V_n$ . Al fine di rispettare tali limiti quindi i generatori devono:

- per valori di tensione superiori al 115% di  $V_n$  per un tempo maggiore di 200 ms, il generatore deve essere distaccato dalla rete (intervento della protezione di sovratensione del SPI)
- per valori della media della tensione, calcolati in una finestra di 10 minuti, che superano il 110% di  $V_n$ , il generatore deve essere distaccato in un tempo minore di 3 s (intervento della protezione di sovratensione del SPI)
- oltre alle funzioni di distacco svolte dal SPI, i generatori devono contribuire alla limitazione della tensione misurata ai morsetti di uscita quando questa raggiunge valori attorno al 110% di  $V_n$ . Tale compito è svolto tramite assorbimento di potenza reattiva (il DG si comporta come un carico induttivo) secondo una curva stabilita dalla norma.

Per impianti di taglia superiore a 11,08 kW gli inverter dell'impianto deve consentire una erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete ai morsetti di uscita, secondo la curva  $Q = f(V)$ <sup>3</sup> di Fig. 1.7

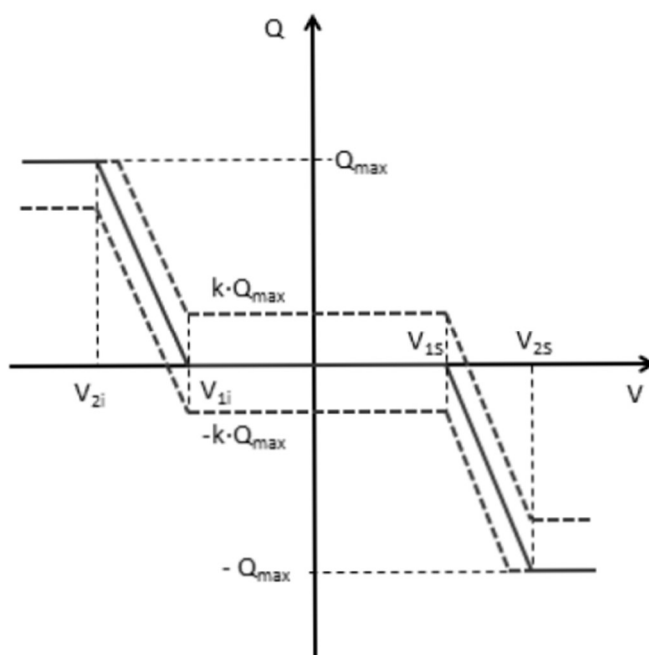


Fig. 1.7 - Curva di regolazione  $Q = f(V)$

La convenzione utilizzata per lo scambio di potenza reattiva è quella del generatore: se  $Q > 0$  allora il generatore eroga potenza reattiva in rete con corrente in ritardo rispetto alla tensione (comportamento capacitivo), al contrario se  $Q < 0$  allora il generatore assorbe potenza reattiva erogando una corrente in anticipo rispetto alla tensione (comportamento induttivo). La curva di Fig. 1.7 è descritta dai seguenti parametri [4]:

<sup>3</sup> La potenza richiesta dalla regolazione è tale da non superare i limiti di capability del DG.

- $V_n < V_{1s}$  ( $V_{1s} = 1,05 V_n$ )
- $V_{2s} < V_{max}$  ( $V_{2s} = 1,10 V_n$ )
- $V_n > V_{1i}$  ( $V_{1i} = 0,95 V_n$ )
- $V_{2i} > V_{min}$  ( $V_{2i} = 0,90 V_n$ )
- $V_{min} \geq 0,9 V_n$  (valore di soglia della protezione ANSI27)
- $V_{max} \leq 1,1 V_n$  (valore di soglia della protezione ANSI59)
- $\pm Q_{max}$  corrispondono ai valori del limite della capability del DG (non inferiori a  $0,4843 P_n$ ) [5]
- $k = -1 \div 1$ ; questo parametro è richiesto solo per i sistemi di accumulo elettrochimico e il suo valore può essere scelto dall'operatore di rete oppure dall'utente. Per gli impianti fotovoltaici  $k=1$ , per i sistemi di accumulo  $k=0$  (salvo diversa indicazione del distributore)

In base alla tipologia di rete il distributore inoltre può variare tali parametri, pur mantenendo una caratteristica di regolazione che sia riconducibile a quella riportata in Fig. 1.7.

La misura di tensione ai morsetti, finalizzata alla funzione  $Q(V)$  deve essere eseguita secondo tali modalità:

- misura della sequenza positiva della terna di tensioni concatenate;
- calcolo della media del valore efficace delle tensioni concatenate;
- misura delle tensioni di ciascuna fase per calcolare la potenza reattiva di ciascuna fase.

Il tempo di risposta del sistema deve essere paragonabile a quello di un filtro del primo ordine con costante di tempo che va da  $3 \div 60$  s. Il sistema inoltre prevede una funzione di bloccaggio una volta superato un livello di potenza attiva minima cosiddetto di lock-in, il cui valore è comunicato dal distributore e deve essere compreso tra  $0,1 \div 1 P_n$  (si prenda ad esempio  $0,2 P_n$ ). Questa funzione si sblocca solo quando la potenza attiva scende in modo stabile al di sotto del valore di lock-out di  $0,05 P_n$ . Una volta definiti tali parametri, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato in maniera autonoma dall'inverter in tempi non superiori a 10 s.

Modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva di regolazione  $Q = f(V)$  in Fig. 1.7:

- se ai morsetti risulta  $V > V_{1s}$  oppure  $V < V_{1i}$ : l'inverter verifica se la potenza attiva erogata è sopra al valore di lock-in
- se la verifica risulta negativa: la macchina continua ad erogare a  $\cos\phi$  unitario fintantoché  $P < 0,2 P_n$   
se la verifica risulta positiva: viene attivata la regolazione secondo il profilo di Fig. 1.7 (lock-in)
- la condizione di regolazione viene disattivata solo quando:
  - a) la potenza  $P$  erogata scende stabilmente sotto il 5% di  $P_n$  (lock-out indipendente da  $V$  ai morsetti)
  - b) ai morsetti risulta  $V_{1i} < V < V_{1s}$

È utile notare come tali prescrizioni siano riferite alla tensione misurata ai morsetti di macchina e permettono quindi di realizzare una logica locale di regolazione della tensione. In presenza di un opportuno sistema di comunicazione invece, le unità DG possono essere asservite ad una regolazione centralizzata e dovranno perciò operare secondo segnali esterni di regolazione e controllo remoto che vengono erogati dal distributore. In questi casi i DG dovranno essere in grado di assorbire potenza reattiva in prossimità del 110% di  $V_n$  ed erogare potenza reattiva in prossimità del 90% di  $V_n$ .

### 1.2.2.3 Regolazione della frequenza

In presenza di transitori di frequenza sulla rete, è necessario che le unità DG operino una regolazione locale della potenza attiva secondo delle curve prescritte dalla norma. La limitazione della potenza erogata, essendo un'alternativa alla disconnessione dalla rete, deve essere attivabile dall'utente in base alle caratteristiche dell'inverter di interfaccia. Inoltre se l'impianto di generazione è dotato di un sistema

## LE MICROGRID

di accumulo, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, anche l'assorbimento di potenza da parte della rete in caso di transitori di sovralfrequenza (questo compatibilmente allo stato di carica dell'accumulatore).

In caso di transitori di frequenza sulla rete, l'immissione potenza attiva erogata da un DG è regolata dalla curva presentata in Fig. 1.8. Una volta definiti:

- *statisimo* (s): variazione percentuale della frequenza rispetto alla nominale, che produce una variazione di potenza pari al 100% della potenza istantanea. Può assumere valori compresi tra 2% e 12% e la norma prescrive che il suo valore di default debba essere 2,4% a cui corrisponde un gradiente di potenza pari ad 83,3%/Hz
- $P_0$ : potenza attiva erogata dal DG all'istante in cui la frequenza supera la soglia di frequenza massima ammissibile
- $P_r$ : potenza nominale dell'impianto di generazione

al superamento della soglia di frequenza massima ammissibile durante il transitorio di sovralfrequenza, tutti i DG interfacciati alla rete tramite convertitore statico devono ridurre la potenza erogata  $P_{DG}$  secondo lo *statisimo* in funzione dello scarto di frequenza che si ha rispetto al suo valore nominale, come mostrato in Fig. 1.8. Tale riduzione della potenza deve essere lineare e deve avvenire in un tempo non superiore a 2 s (in genere si considera un tempo di intervento entro 1 s)

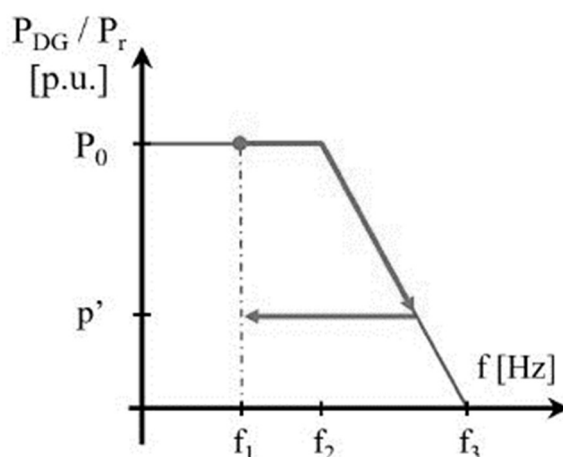


Fig. 1.8 – Curva di regolazione  $P = f(f)$  per DG senza sistema di accumulo

In caso di successiva ridiscesa della frequenza, la norma prescrive che la potenza prodotta dal DG debba essere mantenuta costante pari al valore che si aveva nell'istante in cui la frequenza tende a calare ( $p'$ ). Questo fintantoché la frequenza non si attesta stabilmente all'interno della banda  $50 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$  per un tempo di almeno 300 s. Una volta trascorso questo tempo, si potrà riportare il valore della  $P_{DG}$  a quello precedente al transitorio ( $P_0$ ). Questo però dovrà essere fatto seguendo una rampa lineare con pendenza pari a  $0,2 \cdot P_0 / \text{min}$ , in modo tale da ripristinare in modo graduale la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo che non sia superiore ai 300 s. Una volta raggiunto il valore della potenza erogata prima del transitorio, nel caso in cui il DG possa erogare una potenza maggiore di  $P_0$ , si potrà adeguare il valore dell'erogazione al nuovo livello di potenza disponibile, aumentando la  $P_{DG}$  con un gradiente pari a  $0,2 \cdot P_0 / \text{min}$  o al massimo con pendenza pari a  $0,2 \cdot P_r / \text{min}$  (Fig. 1.9)

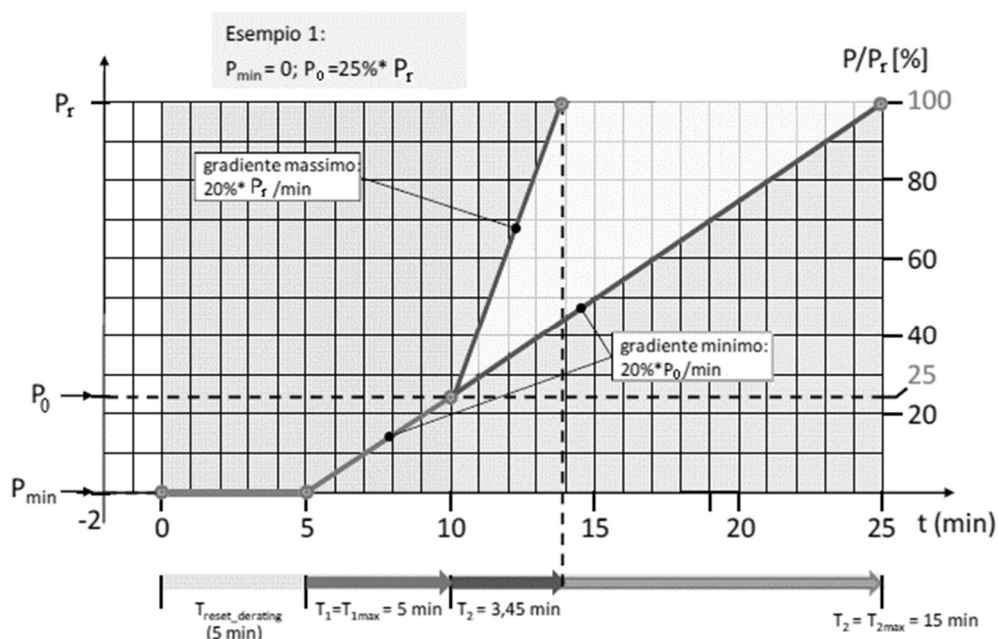


Fig. 1.9 - Ripristino dell'erogazione di potenza a seguito di un transitorio di sovrافrequenza

Nel caso in cui l'impianto di produzione presenti anche un sistema di accumulo al suo interno, la variazione di potenza scambiata con la rete dovrà essere tale da far fronte sia ai transitori di sovrافrequenza, con limitazione della potenza erogata (come per i DG tradizionali), sia ai transitori di sottofrequenza, tenendo in considerazione le caratteristiche di carica e scarica, nonché dello stato di carica, del sistema di accumulo. Si vanno quindi a definire:

- CUS (Capacità Utile del Sistema di accumulo): l'energia totale del sistema di accumulo tra la condizione di carica massima e carica minima;
- $P_{SN}$  (Potenza di Scarica Nominale): la massima potenza con cui il sistema può scaricare la CUS;
- $P_{CN}$  (Potenza di Carica Nominale): la massima potenza con cui il sistema può caricare la CUS;
- $P_{SMAX}$  (Potenza di Scarica Massima): la potenza di scarica che il sistema può garantire tra il 10% e il 90% della CUS ( $P_{SMAX} \geq P_{SN}$ );
- $P_{CMAX}$  (Potenza di Carica Massima): la potenza di carica che il sistema può garantire tra il 10% e il 90% della CUS ( $P_{CMAX} \geq P_{CN}$ );
- $P_{nINV}$  (Potenza Nominale dell'Inverter): la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale di interfaccia con la rete (solitamente  $P_{nINV} \geq P_{SMAX}, P_{CMAX}$ );

in questo modo si può andare a definire la curva di regolazione di Fig. 1.10: l'area compresa nel rettangolo centrale tratteggiato rappresenta i punti di normale funzionamento in cui il sistema di accumulo può trovarsi a lavorare e, in caso di transitori, esso dovrà andare a spostarsi verso i vertici del quadrilatero in funzione del valore della variazione di frequenza cui è soggetto il sistema. All'estinzione del transitorio, il sistema deve riportarsi a lavorare nei punti all'interno del rettangolo iniziale mantenendo una potenza costante (in un funzionamento analogo a quello già visto per i DG privi di sistema di accumulo) fino al raggiungimento della frequenza nominale. Al ritorno all'interno della banda accettabile di  $50 \pm 0,1$  Hz per un tempo di 300 s, il sistema deve ritornare nella condizione di funzionamento ordinario (cioè non è soggetto al controllo della potenza) in modo lineare con un transitorio di almeno 300 s.

Se durante questo processo il sistema raggiunge uno stato di carica (SoC) che oltrepassi i limiti di 10% - 90% della CUS, esso deve terminare il servizio di rete e ritornare in funzionamento ordinario con un'evoluzione che porti ad un azzeramento del suo contributo progressivo e non brusco.

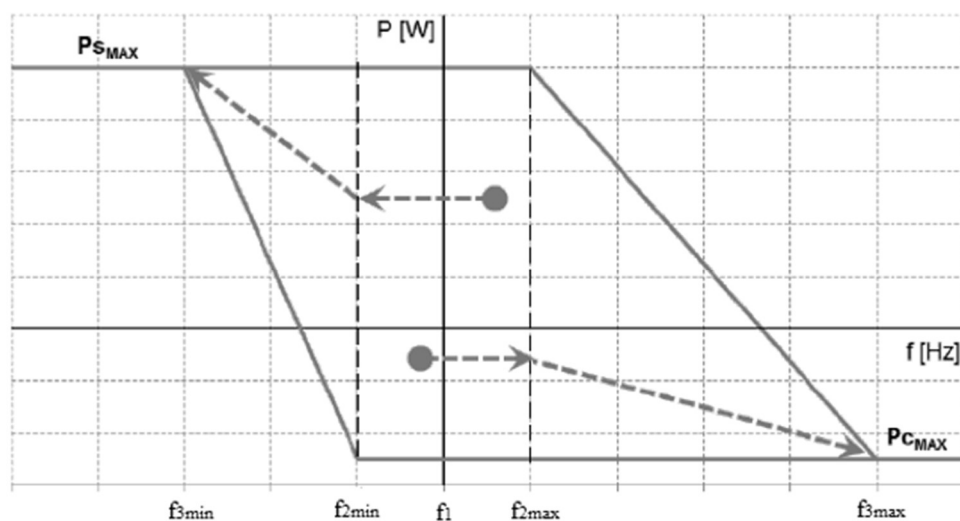


Fig. 1.10 - Curva di regolazione  $P = f(f)$  per DG con sistema di accumulato

#### 1.2.2.4 Inerzia sintetica

L'incremento della generazione distribuita, che per la maggior parte si interfaccia con la rete tramite dispositivi elettronici, negli ultimi anni ha messo in luce un problema riguardo il suo ruolo nel mantenere la stabilità del sistema. Infatti i DGs connessi tramite inverter o convertitori non contribuiscono all'energia regolante del sistema elettrico [5]. L'aumento della produzione di potenza da fotovoltaico ed eolico quindi ha portato ad una diminuzione dell'inerzia del sistema. Questo però comporta maggiori sbalzi di frequenza nel momento in cui si instaurano degli sbilanciamenti tra la potenza prodotta e generata all'interno della rete aumentando così l'instabilità del sistema ed il rischio di intervento delle protezioni, che andrebbero a peggiorare la situazione.

L'inerzia sintetica quindi si propone di andare a sostituire l'inerzia "fisica" delle macchine rotanti, attraverso un pilotaggio adeguato dei convertitori di interfaccia dei generatori statici, come ad esempio il fotovoltaico o l'eolico. Grazie ad una iniezione temporanea di potenza aggiuntiva da parte dei dispositivi elettronici si andrebbe a scongiurare una situazione di alta instabilità della frequenza nella rete, in modo da rispondere a significativi transitori di sottofrequenza [6]. I modelli più usati si basano sul modello rappresentato in Fig. 1.11 e consistono in un'iniezione addizionale di potenza attiva  $\Delta P_{SI}$  che viene stimata a partire da uno scostamento di frequenza  $\Delta\omega$  attraverso un blocco derivativo combinato con un filtro passa basso. Il parametro  $K_d$  è quello legato all'inerzia  $H$  desiderata mentre i limiti  $\Delta P_{SI,p}$  e  $\Delta P_{SI,n}$  definiscono la banda di funzionamento del blocco [7]. Lo studio dell'influenza del grado di penetrazione della generazione distribuita sull'inerzia del sistema e delle modalità con cui i generatori possono far fronte ai disturbi di rete in ogni caso è tuttora soggetto di studi da parte della comunità scientifica.

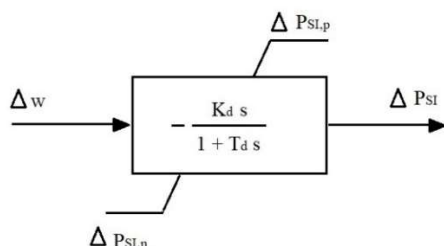


Fig. 1.11 - Funzione di trasferimento per la realizzazione di inerzia sintetica



### 1.2.3 Vantaggi della generazione distribuita

#### *La liberalizzazione del mercato elettrico*

Come già introdotto in questi anni c'è un crescente interesse da parte dei fornitori di elettricità nella generazione distribuita in quanto questa è vista come uno strumento importante per aiutarli a coprire una nicchia di mercato liberalizzato. Infatti nel mercato attuale i partecipanti possono scegliere quale servizio risulta a loro più congeniale e le tecnologie associate alla generazione distribuita si addicono meglio all'erogazione di tali servizi, solitamente più remunerativi rispetto alla tradizionale fornitura di potenza. In poche parole, i DGs permettono agli operatori del mercato di rispondere in modo flessibile al cambiamento del mercato. Il vantaggio principale dei DGs sta nel fatto che nella maggior parte dei casi abbiano tempo di costruzione ed installazione molto ridotti se paragonati a quelli dei tradizionali impianti di produzione, anche se questo non è sempre così evidente, basti pensare alla resistenza dell'opinione pubblica all'installazione di parchi eolici o degli impianti a biomasse. [8]

Di seguito sono presentate le principali conseguenze associate ad una elevata penetrazione della generazione distribuita all'interno della rete che derivano direttamente o indirettamente alla crescente liberalizzazione dei mercati:

- *Peak shaving*: molte delle tecnologie su cui si basano i DGs sono flessibili per quanto riguarda la modalità di lavoro, taglia e incremento della capacità. Questo permette di reagire in modo flessibile alle fluttuazioni del prezzo dell'energia e tale capacità ha permesso di porre un limite alle variazioni del prezzo dell'energia. Appare chiaro quindi come la funzione di "peak shaving", cioè di livellamento del picco di carico, è una delle cause principali che ha portato grande fortuna allo sviluppo della generazione distribuita. Un esempio di questo è la produzione di energia elettrica da fotovoltaico che nei mesi estivi permette di far fronte ai picchi di potenza richiesti per il funzionamento degli impianti di climatizzazione.
- *Affidabilità e power quality*: un secondo fattore che ha portato allo sviluppo della generazione distribuita è la crescente domanda in termini di qualità e affidabilità del servizio elettrico fornito ai consumatori. In particolare un'elevata qualità della fornitura elettrica è vitale per molte industrie e tale necessità potrebbe portare tali aziende ad investire nella generazione distribuita in modo da sopperire a delle mancanze della rete garantendosi una migliore affidabilità del servizio. Due tecnologie in particolare possono provvedere ad una protezione contro le interruzioni di potenza: le celle a combustibile e i sistemi di continuità (UPS). Oltre ai problemi di affidabilità del sistema, che consiste nella limitazione della interruzione di tensioni, i consumatori possono avere necessità di una qualità del servizio migliore. Quest'ultima necessità di avere forme d'onda di tensione e corrente che siano il più possibile simili ad una sinusoidale ideale. Una insufficiente qualità del servizio può essere causata da guasti e/o manovre all'interno della rete, presenza di carichi fortemente squilibranti come forni ad arco o impianti di trazione elettrica. Un'altra causa che genera squilibri nella tensione sono grosse utenze domestiche con alto fattore di contemporaneità, le quali assorbendo potenza variabile provocano variazioni rapide di tensioni alla sbarra con problemi agli utenti connesso al punto di accoppiamento comune. La natura di questi disturbi è legata alla potenza di cortocircuito della rete e dipende dalla sua configurazione (e.g. lunghezza delle linee, potenza di cortocircuito dei generatori e dei trasformatori ad essa connessi, etc.). Perciò per migliorare la qualità del servizio elettrico i gestori della rete dovrebbero garantire una potenza di cortocircuito minima, tale da minimizzare i disturbi nella tensione. La relazione tra generazione distribuita e la power quality è piuttosto ambigua perché da un lato i DGs hanno un ruolo di supporto alla tensione e di correzione del fattore di potenza nelle zone più deboli della rete, mentre dall'altro l'introduzione di generazione decentralizzata può portare un'instabilità nel profilo di tensione. Flussi bi-direzionali della potenza attiva e la complicata gestione dei flussi di potenza reattiva per la regolazione della tensione, possono infatti creare dei disturbi all'interno della rete. Un ulteriore problema dovuto allo sviluppo della generazione distribuita è associato alla difficile localizzazione dei guasti e, nel momento in cui questi non siano correttamente individuati ed isolati, alla loro alimentazione da parte dei generatori. Infine la creazione di isole indesiderate all'interno della rete,

## LE MICROGRID

facilitata dalla presenza di una rete di distribuzione con una elevata penetrazione di generatori, può rappresentare un ulteriore problema nella gestione e controllo della rete.

- *Alternativa all'espansione della rete di trasmissione:* dal punto di vista dei gestori della rete uno sviluppo della generazione distribuita rappresenta un'alternativa valida alla realizzazione di nuove linee di trasmissione o al potenziamento della rete di distribuzione. La generazione distribuita potrebbe addirittura permettere di realizzare reti per applicazioni "stand alone", cioè completamente distaccate dal resto della rete, lavorando cioè in isola, senza la necessità di costruire linee che difficilmente si ripagherebbero nel tempo. Oltre a tali vantaggi la generazione distribuita comporta anche una riduzione delle perdite di linea, in quanto generazione ed utilizzo dell'energia risultano molto più vicine, senza il bisogno di lunghe linee di trasmissione per distribuire l'energia in tutto il territorio a partire da poche centrali. Secondo uno studio il risparmio dovuto alla riduzione delle perdite all'interno della rete di distribuzione dovuta allo sviluppo dei DGs è dell'ordine di 10-15% [9].
- *Supporto alla rete:* infine questo tipo di generazione può contribuire notevolmente anche alla realizzazione dei cosiddetti servizi ancillari. Questi comprendono servizi che sono fondamentali per la gestione e la stabilità della rete ma non riguardano direttamente la fornitura di energia agli utenti. Si tratta in particolare della regolazione della tensione e della frequenza che sono indispensabili per un corretto funzionamento dei carichi connessi alla rete ma risultano altrettanto difficili da realizzare in quanto dovute a variazioni più o meno rapide di potenza all'interno della rete stessa e quindi complicate da gestire.

### **Le tematiche ambientali**

Come già introdotto oltre a condizioni di tipo economico, lo sviluppo della generazione distribuita è dovuta anche a fattori ambientali. L'attenzione alle politiche ambientali negli ultimi anni è probabilmente una delle maggiori forze che hanno spinto allo sviluppo delle DGs, in particolare in Europa. La ricerca di fonti di energia più pulite e allo stesso tempo economiche ha fatto sì che la produzione elettrica, e non solo, da fonti rinnovabili fosse la prima soluzione che andasse in questa direzione da prendere in considerazione. [8]

- *Generazione combinata:* in quei siti in cui si ha una domanda pressoché costante di calore è parso logico lo sviluppo della generazione combinata per integrare la produzione di calore ed elettricità. Con gli impianti di cogenerazione infatti è possibile generare energia elettrica e calore allo stesso tempo, aumentando notevolmente il rendimento del processo. La direttiva 2004/8/CE ha stabilito che la condizione alla quale la produzione combinata di energia elettrica e calore può ottenere la qualifica di "cogenerazione ad alto rendimento" sia basata sul parametro PES (Primary Energy Saving) ovvero il risparmio di energia primaria. Il risparmio che si può avere con questi tipi di impianti varia dal 10% al 30% e permette una riduzione delle emissioni e gioca un ruolo fondamentale nel risparmio energetico [10];
- *Sfruttamento di fonti energetiche sostenibili:* l'installazione di generatori distribuiti ha permesso lo sfruttamento di fonti energetiche più economiche rispetto a quelle tradizionali e che potessero essere già presenti nel territorio. Un esempio di questo sono gli impianti a biomasse, idroelettrici o i campi fotovoltaici e solari.

### **1.2.4 Svantaggi della generazione distribuita**

Finora sono stati analizzati i vantaggi che l'incremento della generazione distribuita può e sta portando al sistema elettrico. Nonostante questo però lo sviluppo di queste tecnologie non è esente da critiche, in particolare dal punto di vista tecnico e della gestione delle reti di distribuzione. [11]

#### a. *Regolazione della tensione*

L'intento principale della regolazione della tensione è quello di mantenere la tensione all'interno di due limiti ben definiti: secondo la norma CEI EN 50160 per variazioni lente della tensione in condizioni normali di esercizio, esclusi i periodi con interruzioni, le variazioni della tensione di alimentazione non dovrebbero superare  $\pm 10\%$  della tensione nominale  $U_n$ . Nel caso di forniture di elettricità in reti non interconnesse a sistemi di trasmissione o per utenti lontani dalla rete, le variazioni della tensione non dovrebbero superare  $+10\%$  /  $-15\%$  di  $U_n$ .

Uno dei problemi principali che riguardano la tensione delle reti con elevata penetrazione di DGs è la sovratensione dovuta ai flussi di potenza bidirezionali. Se infatti abbiamo un eccesso di produzione dei DGs rispetto alla potenza richiesta dai carichi in un determinato ramo della rete, si assiste ad un aumento della tensione che cresce all'aumentare della distanza della linea. Questa sovratensione, in base alla configurazione che si ha alla sottostazione, può essere tale da far superare il valore accettabile di tensione di funzionamento del carico e tale interazione con il trasformatore variatore a vuoto potrebbe generare un profilo di tensione nella rete molto diverso da quello desiderato.

Al contrario, in caso di guasto, il DG può disconnettersi dalla rete per tempi anche piuttosto prolungati, dell'ordine di qualche minuto. Scollegandosi però il contributo che dava nel mantenere la tensione sopra ad un certo valore viene a mancare improvvisamente. A quel punto però la richiesta di potenza del carico è tale da ridurre la tensione al di sotto del limite imposto dalle norme e questo può comportare l'intervento della protezione nel caso sia prevista oppure causare danni ai dispositivi connessi al ramo a causa del livello di tensione eccessivamente basso.

#### b. *Messa a terra del DG*

Un DG connesso alla rete, sia che il collegamento sia rigido che tramite trasformatore, deve avere una messa a terra per prevenire, in caso di guasto fase-terra, che le fasi sane siano soggette ad eccessive sovratensioni. Un'analisi appropriata del sistema di messa a terra di un DG dovrebbe considerare la sua compatibilità con quello del sistema con cui è connesso. Si dovrà perciò considerare: la configurazione dell'inverter di interfaccia, il suo punto di messa a terra, la configurazione del trasformatore di interfaccia etc.

#### c. *Distorsione armonica*

All'interno della rete sono sempre presenti armoniche di tensione. Carichi non lineari, dispositivi elettronici come raddrizzatori ed inverter utilizzati come dispositivi di interfaccia di carichi come i motori, sono i maggiori responsabili di introduzione di armoniche all'interno della rete. Queste sono piuttosto pericolose e possono creare notevoli disturbi ai dispositivi connessi alla rete, da surriscaldamenti, malfunzionamenti di carichi e protezioni, distacchi non intenzionali di carichi sensibili ed interferenze con i circuiti di comunicazione. I DGs come gli impianti fotovoltaici e le fuel cells creano disturbi dovuti alla produzione di armoniche di corrente, questo perché interfacciati alla rete attraverso degli inverter. Nonostante gli inverter moderni con controllo a PWM (Pulse Width Modulation) limitino il contenuto armonico introdotto in rete, esiste un ulteriore problema dato dall'uso di tali dispositivi. La frequenza di switching di questi dispositivi infatti può entrare in risonanza con il sistema di distribuzione andando a creare segnali di frequenza elevata che impediscono il corretto funzionamento di alcuni strumenti, in particolare quelli ad indicatore di zero.

#### d. *Flicker*

Il flicker è un fenomeno legato a rapide variazioni dell'ampiezza della tensione ed è dovuto a cambiamenti della potenza scambiata da alcuni dispositivi. Per quanto riguarda i DGs quindi sorgenti come le fuel cells o gli impianti eolici che sono soggetti a fluttuazioni chimiche e meccaniche intrinseche al loro funzionamento oppure componenti elettronici come gli inverter possono generare fluttuazioni che producono delle variazioni di potenza scambiata da parte dei DGs con la rete, che sono causa di flicker.

## LE MICROGRID

### e. *Islanding*

L'islanding è una condizione che riguarda una porzione di rete quando questa lavora in maniera indipendente dal resto del sistema in quanto i generatori al suo interno vanno ad alimentare i carichi connessi in quella porzione di rete, risultando quindi isolati rispetto al resto del territorio. Le isole possono essere desiderate o meno. In ogni caso sono spesso di breve durata, in quanto generalmente sono piuttosto instabili, perché la potenza generata dai DGs deve essere uguale alla domanda dei carichi per poter mantenere, all'interno dell'isola, dei valori di tensione e frequenza tali da non far scattare le protezioni dei generatori e/o dei carichi.

### f. *Sistema di protezione*

Un ulteriore problema associato alla presenza di generazione distribuita all'interno della rete di distribuzione è il malfunzionamento del sistema di protezione, in particolare a causa dei flussi bidirezionali della corrente e alla bassa corrente di cortocircuito che si viene ad avere in una condizione di sistema in isola, che impediscono alle protezioni di massima corrente di scattare in modo adeguato. In base alle caratteristiche dei DGs ed alla struttura della rete si possono avere anche altri problemi nel sistema di protezione tra i quali:

- perdita del coordinamento tra le varie protezioni
- scatti intempestivi dei generatori
- mancata individuazione del guasto
- variazione delle correnti di guasto
- islanding non intenzionale
- problemi associati alla richiusura automatica degli interruttori di macchina

## 1.3 La struttura della microgrid

Durante gli ultimi decenni, lo sviluppo della generazione distribuita è cresciuto stabilmente e grazie a questo si è dovuto riconoscere che la rete di distribuzione non poteva più essere considerata come una appendice passiva di quella di trasmissione. Nei prossimi anni infatti l'impatto dei DGs diventerà tale da risultare fondamentale nel bilancio di potenza nei sistemi elettrici, garantendo la qualità del servizio fornito. Sarà necessaria una gestione del sistema che prenda in considerazione allo stesso tempo carichi e generatori, pensandoli come parte integrante di un unico sottosistema.

Una microgrid è definita come:

*Un sistema di distribuzione con generatori distribuiti (celle a combustibile, impianti fotovoltaici, micro-turbine, etc.), dispositivi di accumulo (volani, condensatori, batterie, etc.) e carichi flessibili. Tale sistema può operare in modo non autonomo, quando è connesso alla rete principale, o in modo autonomo, quando è isolato da questa. La presenza dei generatori distribuiti può garantire notevoli benefici alle performance del sistema, nel momento in cui il loro funzionamento è gestito e coordinato in modo efficace. [12]*

Da questa definizione riusciamo a comprendere le tre caratteristiche principali della microgrid.

1. La microgrid deve comprendere una parte di generazione, delle unità di storage e una parte costituita dalla domanda, tutte localizzate in una parte della rete di distribuzione. Si capisce quindi come la microgrid sia un concetto che ha una dimensione fisica ben definita, in quanto i generatori sono chiamati a produrre la potenza richiesta da carichi nelle loro vicinanze (è su questo concetto la microgrid si differenzia dai Virtual Power Plants). [13]
2. Una microgrid deve poter lavorare sia connessa (Grid-connected mode) che disconnessa (Islanded mode) dalla rete. Quindi, a parte per installazioni particolari come reti su isole o luoghi isolati, una microgrid solitamente lavora connessa alla rete principale, ma è chiamata a lavorare in isola in caso di disturbi o danni. Tempi di lavoro in isola prolungati attualmente sono limitati dalla tecnologia dei generatori distribuiti e dalla capacità degli impianti di accumulo.

3. Infine la differenza principale tra una microgrid ed una porzione di rete con una elevata penetrazione della generazione distribuita sta nella gestione e la coordinazione delle parti che la compongono. Infatti la microgrid può essere definita come un insieme di impianti di produzione, sistemi di accumulo e carichi che può essere controllato come un'unica entità separata rispetto alla rete [14], tanto che dispositivi che la compongono possono essere addirittura connessi tra loro tramite sistemi di comunicazione (Smart Grids)

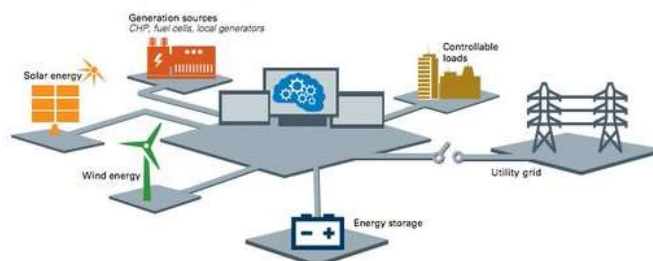


Fig. 1.12 - Struttura di una tipica microgrid

Grazie a tali caratteristiche la microgrid ha già trovato applicazione in particolare in cinque segmenti del mercato con differenti caratteristiche in base alle loro specifiche richieste [15]:

- *Campus microgrids*: aggregano generazione e carichi presenti nello stesso impianto (solitamente appartenenti allo stesso proprietario). Hanno una potenza installata che va dai 4 MW ai 40 MW.
- *Off-grid microgrids*: lavorano sempre disconnesse dalla rete principale perché posizionate in luoghi non raggiunti dalla rete di distribuzione. Solitamente di potenza modesta.
- *Microgrid per applicazioni militari*: pensate in modo tale da non necessitare di rete principale e con un'attenzione particolare alla sicurezza.
- *Microgrid commerciali e industriali*
- *Community microgrids*: pensate per non lavorare in maniera completamente separata dalla rete principale.

Un'ulteriore applicazione, associata alla necessità imposta dal regolatore italiano sul contenimento delle ore di disservizio nella fornitura dell'energia, è quella di far lavorare porzioni di rete isolandole dal resto della rete in caso di interruzioni della fornitura dovute sia a guasti, sia ad interventi programmati sulla rete. Una volta isolata la porzione di rete si va ad alimentarla attraverso delle unità di generazione o accumulo mobili, solitamente connesse sul lato BT di un trasformatore di distribuzione, alimentando così parte della rete MT e controllandone il funzionamento. [16]

La struttura base di una microgrid si compone di sei parti principali: il sistema di distribuzione, i carichi che esso alimenta, i generatori distribuiti, un sistema di accumulo, dei moduli di controllo ed il sistema di protezione. In base alla modalità di operazione della microgrid, i flussi di potenza e la loro direzione possono variare notevolmente all'interno della rete. Per poter garantire un corretto funzionamento di tutti i dispositivi nonostante queste grosse variazioni è necessario che gli elementi di una microgrid abbiano due caratteristiche:

- *Peer-to-peer*: il concetto di peer-to-peer (ovvero pari-a-pari) assicura che non ci siano elementi della microgrid, come ad esempio un controllo centralizzato o una sola unità centrale di accumulo, che siano critici per il funzionamento della rete stessa. Questo fa sì che la microgrid possa continuare ad operare anche nel caso in cui si venga a perdere un generatore o qualsiasi altro componente al suo interno [17]. Questa caratteristica può essere assicurata attraverso un criterio di sicurezza N-1, cioè facendo in modo che ci sia sempre un elemento in più dello stretto necessario (come avviene ad esempio nella rete di trasmissione nazionale RTN [18]).

## LE MICROGRID

- *Plug-and-play*: il concetto di plug-and-play (ovvero inserisci-e-agisci) invece assicura che una unità possa essere posta in qualsiasi punto del sistema elettrico senza che i controlli debbano essere riprogrammati, riducendo così la possibilità di errori. In questo modo quindi, nel caso fosse possibile, i generatori possono essere posti in prossimità dei carichi, riducendo così le perdite nella rete. [19]

### 1.3.1 Il sistema di distribuzione

In generale i sistemi di distribuzione si dividono in sistema in corrente continua (DC) o alternata (AC), ognuno dei quali può essere utilizzato in una rete in isola. Si possono quindi identificare tre tipologie di microgrid [20]:

- Microgrid in corrente continua
- Microgrid in corrente alternata a frequenza di rete (50Hz)
- Microgrid in corrente alternata ad alta frequenza (HFAC)

Le *microgrid in corrente continua* negli ultimi anni stanno guadagnando rilevanza in quanto la maggior parte dei generatori da fonti rinnovabile (RES) producono potenza in DC, e quindi non necessitano di complessi inverter di interfaccia (sono sufficienti dei convertitori DC-DC) e le linee di distribuzione in corrente continua hanno minori problemi di qualità del servizio fornito. Quindi alcuni dei vantaggi di una microgrid in corrente continua rispetto a quelle in alternata sono:

- I DG non necessitano di sistemi di conversione in AC della potenza prodotta. In questo modo si riducono le perdite ed il costo dell'impianto;
- Ogni generatore può essere controllato più facilmente ed in maniera coordinata con gli altri;
- In caso di malfunzionamento della porzione di microgrid in AC, la parte in DC può essere isolata e continuare a funzionare in maniera autonoma;
- Nella rete DC non si hanno né correnti di circolazione né elevato contenuto armonico

Nelle *microgrid in corrente alternata a frequenza di rete* i generatori che producono potenza in corrente continua, sono interfacciati alla microgrid attraverso degli inverter che eseguono una conversione della potenza in AC a 50Hz. Questo tipo di microgrid è il più utilizzato in quanto necessita di un intervento minimo da parte del distributore e si integra al meglio con la rete esistente con dei costi che risultano essere inferiori rispetto alle altre due configurazioni.

Le *microgrid in corrente alternata ad alta frequenza* sono basate su un nuovo sistema di trasmissione che è ancora in via di sviluppo. Nelle microgrid HFAC la potenza prodotta dai DG viene convertita in una frequenza maggiore (tipicamente 500 Hz) e poi iniettata in rete. A loro volta i carichi sono interfacciati tramite un convertitore AC/AC che converte la potenza a 50 Hz per poi essere utilizzata. I vantaggi associati a questo tipo di tecnologia sono:

- migliore qualità del servizio in quanto le armoniche di ordine più alto sono facili da filtrare;
- un minor ripple di corrente permette di raggiungere un'efficienza migliore;
- generatori ausiliari e trasformatori hanno taglie minori e di conseguenza hanno un'efficienza maggiore;
- le unità di accumulo sono connesse alla rete più facilmente, migliorandone la stabilità e l'affidabilità.

L'utilizzo di questo tipo di reti comporta anche degli svantaggi, tra i quali:

- maggiori perdite nelle linee a causa dell'aumento della reattanza della linea, limitando quindi l'estensione che possono avere tali reti;
- maggiori cadute di tensione lungo la linea;
- complessi dispositivi di controllo per l'interfaccia dei vari elementi che compongono la rete.

Nella seguente tabella (Tab. 1.2) sono presentate le principali caratteristiche di ciascun sistema di distribuzione trattato.

	<b>Sistema in DC</b>	<b>Sistema in AC a frequenza industriale</b>	<b>Sistema in AC ad alta frequenza</b>
<b>Vantaggi</b>	affidabilità, perdite minori, estensione della rete maggiore, minori costi, densità di potenza maggiore, minori problemi associati a potenza attiva/reattiva, convertitori DC-AC solo per connessione alla rete	affidabilità, connessione con la rete semplice, possibile isolamento galvanico, maggior controllo della tensione, minori costi	volume e peso ridotti, miglior qualità illuminazione, connessione diretta con carichi al alta frequenza, isolamento galvanico con trasformatori di piccole dimensioni
<b>Svantaggi</b>	volume e peso elevati, minor compatibilità con i livelli di tensione di rete, corrosione degli elettrodi, assenza isolamento galvanico, pochi carichi operano in DC (implementazione limitata)	volume e peso elevati, necessaria sincronizzazione, corrente di circolazione tra DGs, minor estensione rete, isolamento galvanico con trasformatori voluminosi, problemi associati a potenza attiva/reattiva, necessari dispositivi di conversione	minor estensione rete, costi elevati, controllo e gestione complessi, maggiori cadute di tensione, maggiori perdite di linea
<b>Applicazioni</b>	RES in DC	RES in AC, connessione diretta alla rete di generatori ad induzione, necessità di isolamento galvanico	qualsiasi RES, necessità di volume e peso ridotto

Tab. 1.2 - Sistemi di distribuzione delle MG

### 1.3.2 I generatori distribuiti

Le tecnologie utilizzate nella microgrid includono per la maggior parte dispositivi basati sulle fonti rinnovabili, tra i quali: impianti eolici, fotovoltaici, idroelettrici, geotermici, a biogas, generatori sincroni mono e tri-fase con motore di avviamento.

Negli *impianti fotovoltaici* (PV) si ha produzione di elettricità tramite lo sfruttamento della radiazione solare. L'efficienza di un impianto fotovoltaico dipende in particolare dalle condizioni ambientali in cui è inserito il pannello (cioè dalla quantità di radiazione solare (E) e dalla temperatura dell'ambiente (T)) e dall'efficienza del pannello che comprende: i moduli, il convertitore DC-DC e l'inverter di interfaccia con la rete. Radiazione solare e temperatura sono molto importanti nel funzionamento dell'impianto perché variazioni repentine di queste grandezze possono generare delle fluttuazioni nella tensione e nella potenza erogata, che possono comportare ulteriori perdite e addirittura l'intervento delle protezioni ed il conseguente distacco dell'impianto dalla rete. Inoltre gli impianti fotovoltaici sono soggetti ad un invecchiamento relativamente rapido (rispetto alla maggior parte degli altri impianti di produzione), principalmente dovuti al degrado dei moduli che compongono i pannelli.

Negli *impianti eolici* si ha la conversione dell'energia del vento in energia elettrica. Un impianto eolico è composto da due parti principali: una meccanica costituita dalla torre e dal rotore a cui son connesse le pale, che genera energia rotante a partire dall'energia cinetica del vento, ed una elettrica, costituita da un generatore posizionato dentro la navicella, che trasforma l'energia rotante in elettricità.

Il *mini e micro idroelettrico* è una tecnologia di produzione che sfrutta acqua fluente. Pur essendo basata su una tecnologia molto vecchia è ancora una delle RES più rilevanti, ma è molto soggetta alle caratteristiche ambientali in cui è inserita. Infatti l'idroelettrico dipende fortemente dalla topografia del territorio e dalle precipitazioni che si hanno nel territorio, anche se una soluzione all'intermittenza della

## LE MICROGRID

fonte principale può essere attenuato attraverso dei sistemi di accumulo dell'acqua, che però per il micro idroelettrico non sono essenziali, viste le basse portate di cui necessita per funzionare.

I principali vantaggi associati alla produzione di energia elettrica da generazione distribuita possono essere riassunti in una elevata sostenibilità ed un basso impatto nell'ambiente, oltre ad un ridotto consumo di energia e una lunga vita utile, se paragonata alle altre tecnologie. Nonostante questo però possono essere individuati anche dei problemi associati a queste fonti tra i quali costi di installazione elevati, una bassa efficienza e soprattutto grosse limitazioni riguardo al luogo di installazione ed alla bassa programmabilità della produzione. Un altro problema associato alla produzione di energia da DGs presente nelle microgrid è la qualità del servizio. In alcuni studi [21] sono stati identificati dei problemi come disturbi nella tensione ed elevato contenuto armonico dovuti in particolare alla produzione da generazione distribuita. In Tab. 1.3 si fa un confronto tra le principali RES e la produzione di energia tramite generatori diesel e si mostra come, escluso l'impatto ambientale, le fonti rinnovabili presentino più svantaggi dal punto di vista della gestione di rete rispetto alla generazione tradizionale.

	Eolico	Fotovoltaico	Micro-idroelettrico	Diesel
Buchi di tensione	•		•	•
Sovra/sotto-tensioni	•			•
Sbilanciamento della tensione		•		
Transitori di tensione	•			
Armoniche di tensione	•	•	•	
Armoniche di corrente	•	•	•	
Flicker	•	•		•
Interruzioni	•	•		

Tab. 1.3 - Disturbi nella qualità del servizio associati ai DG all'interno di una microgrid

### 1.3.3 Il sistema di accumulo

Una delle parti fondamentali per il corretto funzionamento di una microgrid è il sistema di accumulo, in quanto ha il compito di assorbire gli sbalzi di potenza provenienti dal sistema, in termini di variazione sia della domanda che della produzione. Infatti a causa delle elevate costanti di tempo con cui i DG rispondono alle variazioni di carico richiesto, l'unità di storage deve essere in grado di intervenire per ridurre i disturbi introdotti in rete dovute alle fluttuazioni di potenza. Devono quindi essere in grado di assorbire ed erogare potenza in base alla situazione in cui si trovano a lavorare, sempre nei limiti della loro capacità, sia in termini di energia immagazzinate, sia in termini di potenza massima in carica e scarica. Le funzioni dell'accumulatore si possono quindi riassumere in: (i) assicurare un bilanciamento della potenza nella microgrid sopperendo alla scarsa inerzia dei DG, (ii) lavorano in fault-ride-through permettendo ai DG di lavorare come semplici unità di dispacciamento, (iii) fornisce la potenza richiesta durante i transitori di disconnessione e connessione alla rete principale [22].

Le tecnologie più utilizzate per l'accumulo sono sistemi basati sull'accumulo elettrochimico (batterie e fuel cell) o sull'accumulo elettrico (supercondensatori). Altri sistemi meno utilizzati sono quelli basati sullo stoccaggio di energia sotto forma di energia meccanica, come volani, pompe e compressori, oppure sotto forma di energia termica. Le batterie elettrochimiche possono essere connesse direttamente sul lato DC di ogni generatore in maniera separata ed hanno il vantaggio di avere un costo ridotto rispetto



ad altri dispositivi e garantiscono correnti abbastanza elevate in breve tempo, pur mantenendo una capacità elevata. I supercondensatori invece hanno il vantaggio di fornire delle potenze molto elevate in quanto basati su fenomeni puramente elettrici (e non elettrochimici come nel caso delle batterie), ma hanno un costo elevato ed una capacità molto ridotta se paragonata a quella degli accumulatori elettrochimici. Le fuel cell stanno assumendo una certa rilevanza soprattutto grazie al loro basso impatto ambientale e all'elevata potenza che possono erogare ma la tecnologia non è ancora consolidata e non ha ancora trovato molte applicazioni nell'ambito delle microgrid.

### 1.3.4 Il sistema di controllo

Una parte fondamentale nel funzionamento di una microgrid è il controllo della potenza. Solitamente questo ruolo è svolto dal sistema di accumulo, che ha il compito di regolare la potenza scambiata in modo tale da bilanciarne le variazioni. Questo viene fatto anche impostando una tensione ed una frequenza, tali da far variare il contributo dato dagli altri DG del sistema. Questi controllori devono essere in grado di rispondere alle necessità della microgrid in tempi dell'ordine dei millisecondi utilizzando delle informazioni locali (come le misure di tensione e frequenza al loro PdC). In questo modo non si rende necessario l'utilizzo di un sistema di comunicazione integrato alla rete, in quanto la regolazione avviene attraverso segnali elettrici. Ogni inverter infatti è in grado di rispondere alle variazioni di carico in modo predeterminato in osservanza delle curve di regolazione imposte dalla norma (Fig. 1.7, Fig. 1.8) indipendentemente dalla posizione in cui si trova. È proprio questa proprietà che conferisce agli elementi della microgrid di avere la caratteristica "plug-and-play".

In generale si possono individuare due tipi di DG: quelli con una sorgente in DC, come fuel cell, pannelli fotovoltaici, sistemi di accumulo, e con sorgente in AC. Nonostante questa differenza, la struttura dell'impianto di produzione è molto simile ed è composta da tre parti [23]: la sorgente principale, un'interfaccia in corrente continua (solitamente rappresentata da un bus DC con un condensatore in parallelo) ed infine l'inverter che si connette alla rete. Se si suppone che l'accoppiamento con la rete di potenza avvenga tramite una induttanza e chiamato  $V$  il vettore della tensione controllata in uscita dall'inverter ed  $E$  il vettore di rete, allora la potenza attiva (1.1) e reattiva (1.2) scambiata da ogni DG con il sistema saranno date da:

$$P = \frac{3}{2} \frac{VE}{X} \sin \delta_p \quad (1.1)$$

$$Q = \frac{3}{2} \frac{V}{X} (V - E \cos \delta_p) \quad (1.2)$$

$$\delta_p = \delta_V - \delta_E \quad (1.3)$$

Nel momento in cui andiamo ad introdurre più DG all'interno della rete però, non è più possibile pensare che il sistema possa autosostenersi con questa semplice regolazione della potenza scambiata. Infatti senza un controllo locale della tensione la microgrid sarebbe soggetta a oscillazioni della tensione che potrebbero causare danni ai componenti o causarne il distacco. Nelle microgrid in particolare questo problema è piuttosto importante in quanto, a causa della bassa impedenza del sistema, a piccole variazioni della tensione, corrispondono delle potenze reattive circolanti tra i generatori tanto grandi da superarne anche la portata. È per questo motivo che un sistema di controllo basato sullo schema di Fig. 1.7 risulta di fondamentale importanza per il corretto funzionamento della microgrid. Nel caso in cui si venga ad avere una diminuzione della tensione, i DG sono chiamati ad aumentare la potenza reattiva ( $Q > 0$ ), in modo da contrastare lo scostamento della tensione.

Un comportamento analogo è necessario quando si hanno degli sbilanciamenti della potenza all'interno della rete. Infatti, se in connected-mode (funzionamento della microgrid quando è connessa alla rete principale) piccoli sbilanciamenti sono compensati dal sistema di distribuzione esterno alla microgrid, in islanded-mode (funzionamento della microgrid in isola, cioè disconnessa dalla rete principale),

piccole variazioni della potenza possono causare degli scostamenti della frequenza dal suo valore nominale, causando diversi problemi. Anche in questo caso però non risulta necessario l'utilizzo di un sistema di comunicazione tra i componenti della rete, grazie all'implementazione di una curva di regolazione potenza/frequenza come quella in Fig. 1.8. In questo modo a diminuzioni della frequenza, imposti dal controllore nel momento in cui è chiamato ad erogare troppa potenza, i DG sono chiamati ad erogare una potenza maggiore in modo da bilanciare quella richiesta dal sistema.

### **1.3.5 Il sistema di protezione**

L'ultimo componente fondamentale in una microgrid è il sistema di protezione. Questo è chiamato ad estinguere ed isolare i guasti all'interno del sistema. Nel momento in cui il guasto avviene all'esterno della microgrid, ci si aspetta che il sistema di protezione vada ad isolare la rete dal sistema di distribuzione principale, in tempi che variano in base alla sensibilità dei carichi all'interno della microgrid. Se invece il guasto si trova all'interno della rete, il sistema di protezione è chiamato ad isolare la più piccola parte del sistema con un'operazione di coordinazione delle protezioni, tale da minimizzare i disagi portati agli utenti.

I problemi principali connessi alle protezioni in una microgrid sono le basse correnti di cortocircuito che gli inverter sono in grado di fornire (solitamente si considerano correnti di cortocircuito pari a due volte la corrente nominale del dispositivo [23]) e che impediscono il corretto funzionamento della maggior parte delle protezioni di sovracorrente utilizzate nelle reti di distribuzione tradizionali. Questo ed altri problemi, hanno dato vita ad un ampio settore di ricerca che si propone di individuare delle protezioni che possano far fronte alle sfide imposte dalle caratteristiche della microgrid, pur mantenendo una sostenibilità dal punto di vista economico. Quando si va a progettare il sistema di protezione di una microgrid è necessario considerare anche le caratteristiche di peer-to-peer e plug-and-play dei componenti della rete: la caratteristica peer-to-peer assicura che nel sistema di protezione non ci sia una unità centrale di controllo, che una volta fuori servizio, andrebbe a compromettere il funzionamento di tutte le protezioni; la caratteristica plug-and-play invece assicura che i dispositivi di protezione possano essere posti in punti diversi della rete senza che il sistema debba subire una riprogettazione completa. Quest'ultima in particolare è la caratteristica principale che le protezioni di una microgrid dovrebbero avere. [19]

## 2 IL SISTEMA DI PROTEZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

Con il termine “protezioni” si intendono tutti quei dispositivi installati negli impianti elettrici allo scopo di sorvegliare il valore di grandezze elettriche e non, confrontandone le caratteristiche e il loro andamento con dei valori di riferimento, spesso indicati dalla normativa. Successivamente una protezione deve essere anche in grado di fornire adeguate segnalazioni e talvolta intervenire nel sistema, in qual volta le grandezze sorvegliate escano dai limiti impostati. Un tempo con il termine “protezione” si faceva riferimento al relè, cioè un apparecchio predisposto al controllo di una grandezza e determinare poi il funzionamento di altri dispositivi in base al comportamento di tale misura. Tuttavia la moderna tecnica impiantistica richiede di correlare tra loro molte grandezze, determinando funzioni di intervento di crescente complessità. Questo è stato possibile grazie al crescente grado di penetrazione dell’elettronica all’interno degli impianti elettrici. È per questo motivo che appare oggi più appropriato parlare di “sistema di protezione” quando si fa riferimento all’insieme dei dispositivi atto a svolgere il ruolo di controllo e garante della sicurezza di un impianto. [24]

Una rete elettrica deve rispondere a determinati requisiti, per garantire un funzionamento corretto, che possono essere riassunti in:

- *Affidabilità*: cioè deve garantire che ci siano delle probabilità minime che avvengano dei guasti, grazie all’uso di materiali e dispositivi adeguati, che funzionino in modo coordinato per prevenire possibili malfunzionamenti dovuti a cause esterne o interne al sistema;
- *Continuità d’esercizio*: cioè, nel caso di guasti all’interno della rete, deve limitarne gli effetti andando ad escludere la minima porzione di rete, garantendo così il corretto funzionamento della restante parte dell’impianto, nonché la possibilità di rialimentare la porzione isolata una volta estinto il guasto;
- *Qualità del servizio*: negli ultimi anni ha assunto una notevole importanza anche la qualità del servizio intesa come affidabilità del servizio dal punto di vista dello scostamento dei parametri elettrici dai valori ideali a causa di distorsione armonica, buchi di tensione, interruzioni, transitori etc.;
- *Economicità*: una rete deve essere sostenibile anche dal punto di vista economico sia in termini di realizzazione, che di gestione ed ampliamento;
- *Semplicità*: deve essere facile da gestire;
- *Sicurezza*: deve garantire la sicurezza sia dei dispositivi ad essa connessa, sia evitare situazioni di pericolo per le persone che possono interagire con essa.

Per far fronte a queste necessità, un sistema di protezione deve avere delle caratteristiche peculiari [25]:

- *Selettività*: cioè la capacità del sistema di protezione di intervenire solo dove c’è il guasto e solo per il guasto specificato;
- *Sensibilità*: cioè la capacità di rilevare le variazioni delle grandezze che interessano il sistema elettrico e che segnalano l’avvenuto guasto;
- *Affidabilità*: cioè deve essere in grado di svolgere correttamente la funzione richiesta nei tempi stabiliti. Essa è espressa dal rapporto tra il numero di occasioni in cui la protezione ha esplicato in maniera adeguata la sua funzione e il numero totale delle occasioni in cui le è stato chiesto di farlo nelle stesse modalità. L’affidabilità permette di preservare la rete da interventi intempestivi e dal mancato intervento. All’interno dell’affidabilità è quindi necessario introdurre due aspetti:
  - *dependability*: la proprietà di intervento, cioè la probabilità che il sistema intervenga quando deve intervenire.

- *security*: cioè la probabilità che il sistema non intervenga quando non deve;
- *Tempestività di intervento*: cioè la capacità di intervenire al momento giusto;
- *Protezione di riserva*: cioè deve presentare una protezione aggiuntiva che sia in grado di intervenire in caso di malfunzionamento della protezione principale;
- *Assenza di punti ciechi*: cioè le protezioni devono avere delle caratteristiche e posizionate in punti del sistema tali da non lasciare punti non protetti all'interno dell'impianto.

La scelta del tipo di operazioni che il sistema di protezioni dovrà essere chiamato ad eseguire per proteggere il sistema dovrà essere fatta considerando molteplici fattori. Innanzitutto si dovranno considerare le norme in vigore, oltre ad il rischio accettabile (in base alla presenza o meno di carichi sensibili), lo stato della rete (correnti di guasto e stato del neutro), il coordinamento col sistema esistente, la presenza di autoproduzione all'interno dell'impianto, etc. L'obiettivo del progettista sarà quindi quello di raggiungere il miglior compromesso tecnico-economico che consenta di proteggere adeguatamente il sistema.

### 2.1 I componenti di un sistema di protezione

Per sistema di protezione si intende quindi l'insieme degli elementi che permettono la protezione della rete, tra i quali troviamo: i relè, i dispositivi di interruzione/manovra, i trasformatori di misura, i circuiti di comando e segnalazione. La scelta del sistema di protezione e dei relè è correlata alle caratteristiche dell'impianto e alle esigenze legate alla continuità dell'esercizio, ai livelli e durata delle correnti di guasto etc. Inoltre si nota che un eccessivo numero di protezioni può essere dannoso, in quanto, anche se operassero correttamente, potrebbero intervenire in maniera intempestiva causando disturbi e fuori servizi, a volte più dannosi dei guasti stessi in quanto non se ne riesce ad identificarne la causa e potrebbero danneggiare le protezioni stesse.

#### 2.1.1 Il relè

Il relè è il dispositivo del sistema di protezione che ha il compito di individuare le condizioni particolari di rete per cui è stato progettato e successivamente comunicarne l'avvenuto rilievo all'esterno. I principali obiettivi dei relè di protezione sono:

- fornire indicazione d'allarme all'operatore in particolari condizioni di esercizio della rete o delle macchine
- porre fuori servizio la linea o la macchina guasta in tempo breve come definito dallo studio di selettività
- eseguire automatismi in particolari condizioni di esercizio, è il caso dei sistemi di richiusura automatica
- controllare i parametri di rete per prevenire interventi intempestivi
- attivare la registrazione dei parametri di rete per memorizzare le perturbazioni di rete
- realizzare la protezione di interfaccia con la rete esterna

Per avere una visione più chiara delle caratteristiche che contraddistinguono i relè, di seguito ne viene presentata una classificazione in base a diversi parametri. [24]

#### a) IN BASE ALLA GRANDEZZA CONTROLLATA:

I relè sono predisposti per controllare una o più grandezza del sistema ed individuarne le variazioni da dei valori preimpostati. Le protezioni quindi possono essere classificate in base alla grandezza controllata, si avranno quindi relè di:

- tensione
- corrente
- frequenza
- potenza

- temperatura
- velocità
- pressione
- impedenza
- intensità luminosa

b) IN BASE ALLA MODALITÀ DI CONTROLLO DELLA GRANDEZZA:

In base alla soglia che si è preimpostata i relè possono intervenire qualora la grandezza sotto controllo si discosti in diversi modi da quel valore limite. A seconda quindi del comportamento del relè in funzione del valore impostato si possono avere relè di:

- minima
- massima
- differenziali
- direzionali

c) IN BASE ALLA MODALITÀ DI AZIONE:

Il dispositivo può riunire in un unico elemento sia la funzione di rivelazione dell'anomalia, sia quella di attuazione dell'azione predisposta per limitarne gli effetti nel sistema: in questo caso si parla di protezione ad azione di tipo diretto. Un esempio tipico ne è il fusibile, che agisce esso stesso sul circuito da interrompere. In altri casi invece ci si avvale di dispositivi di amplificazione o di servosistemi per trasformare il segnale di uscita dal trasduttore nell'azione desiderata: in questo caso si parla di sistemi ad azione indiretta. In altri casi ancora si tratta di curve nel piano (x,y) rappresentative di relazioni esistenti tra grandezze.

d) IN BASE ALLE MODALITÀ DI INTERVENTO:

Le protezioni possono poi essere classificate in base anche alla loro caratteristica di intervento (o caratteristica di equilibrio), solitamente una curva rappresentativa della relazione esistente tra la grandezza controllata ed il tempo, che descrive con che modalità il relè è chiamato ad intervenire in funzione dei valori assunti dal parametro di controllo. In base a questa distinzione si possono individuare sistemi di protezione:

- a tempo dipendente (o a tempo inverso): in cui il relè è chiamato a scattare quando la grandezza sotto controllo supera un certo limite e lo fa in un tempo che è inversamente proporzionale al valore assunto da tale grandezza Fig. 2.1(a). Tale comportamento solitamente è dovuto ad una azione termica.
- a tempo indipendente: in cui il relè è chiamato a scattare in maniera istantanea dopo che la grandezza sotto controllo abbia superato una determinata soglia Fig. 2.1(b). Tale comportamento solitamente è dovuto ad una azione magnetica.
- ad azione differita nel tempo a gradini: a differenza della caratteristica a tempo indipendente in cui si ha un solo valore di soglia, superato il quale il relè scatta sempre in un determinato tempo, la caratteristica a gradini permette di aggiungere dei margini di differenziazione che fanno scattare il relè con tempi di intervento diversi in base alla soglia superata dalla grandezza Fig. 2.1(c).
- ad azione combinata tempo dipendente ed indipendente: è possibile inoltre combinare le curve di intervento di Fig. 2.1(a) e Fig. 2.1(b) per ottenere delle caratteristiche di equilibrio del dispositivo più complesse che meglio si adeguino alla necessità di selettività ed alla configurazione dell'impianto. Solitamente si applica una curva di intervento a tempo inverso per valori minori di una certa soglia, superata la quale il relè scatta istantaneamente Fig. 2.1(d). Tale comportamento è dovuto ad una azione congiunta termica e magnetica.
- ad area di intervento: esistono infine dei sistemi di protezione che intervengono quando la grandezza controllata (intesa come fasore) esce dal proprio dominio definito da due grandezze Fig. 2.1(e). Questa caratteristica di intervento è tipica delle protezioni distanziometriche e direzionali.

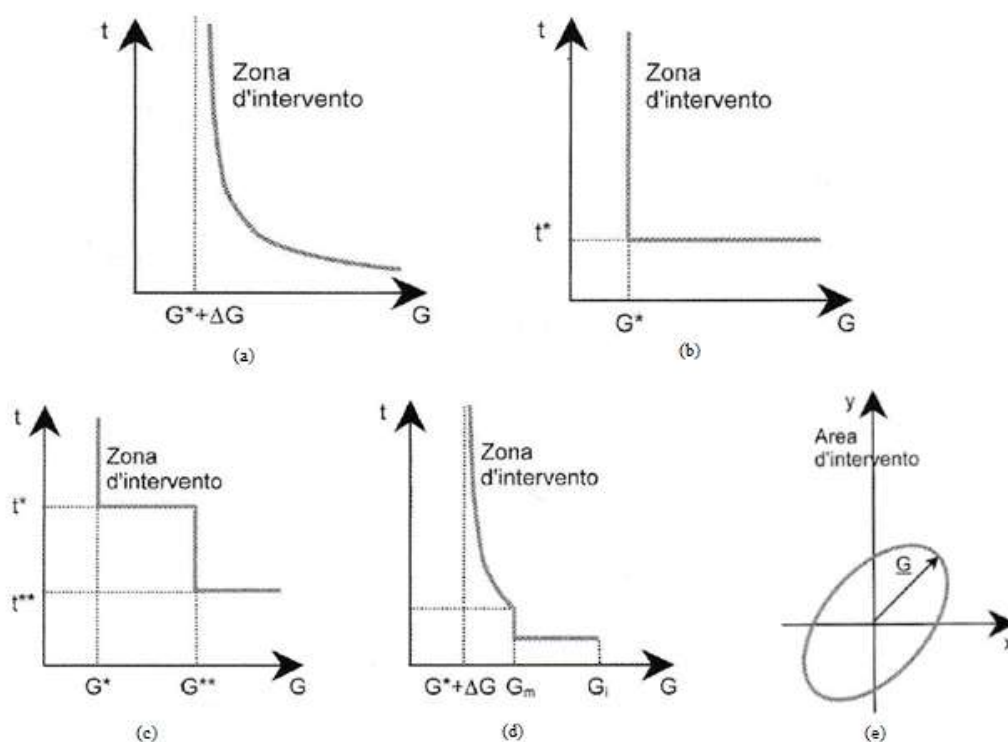


Fig. 2.1 - Curve d'intervento: (a) a tempo dipendente (b) a tempo indipendente (c) ad azione differita (d) ad azione combinata (e) ad area d'intervento

e) IN BASE ALLE MODALITÀ DI INSERIZIONE NEL SISTEMA DA CONTROLLARE:

L'inserzione della protezione nel sistema da controllare può avvenire in modo diretto quando l'elemento è interessato direttamente dalla grandezza da controllare (relè ad inserzione diretta) oppure tramite l'interposizione di un sistema di trasduzione e di adattamento (relè ad inserzione indiretta).

f) IN BASE AL PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO:

Tutti i dispositivi ad azione diretta sono riconducibili, in linea di principio alla corrispondente strumentazione elettrica di tipo analogico. Si possono così avere relè elettromagnetici, elettrodinamici, ad induzione, a dilatazione termica, meccanici, fluidodinamici, oleodinamici. Nel caso invece di dispositivi integrati, solitamente ad azione indiretta, le grandezze da controllare sono elaborate per via elettronica dal dispositivo sensibile fino all'attuazione. In questo caso quindi si possono individuare:

- protezioni analogiche: le grandezze sono convertite in segnali analogici e quindi trasportate via cavo fino al dispositivo di lettura, elaborazione ed attuazione;
- protezioni digitali: le grandezze sono convertite in segnali digitali, con opportune frequenze di campionamento e quindi trasportate tramite cavo o fibra ottica fino al dispositivo di lettura, elaborazione ed attuazione;
- protezioni digitali integrate: sono simili alle protezioni digitali, con la differenza che sono inserite in sistemi integrati collegati tra loro, che consentono di disporre di azioni intelligenti e coordinate, evitando i problemi associati all'uso di un gran numero di connessioni tramite cavo.

g) IN BASE AI CODICI ANSI:

Per ogni azione d'intervento, la norma ANSI/IEEE C37.2 (ANSI - American National Standards Institute) assegna un codice alfanumerico alla specifica protezione (esempi: 50 indica la protezione del relè per la massima corrente di cortocircuito; 46 indica la protezione del relè per

la massima corrente di sequenza inversa; 27 indica la protezione del relè per minima tensione etc.). In Italia pur essendo in vigore la norma CEI EN60617-7, nell'ambito degli impianti elettrici sono di larghissimo utilizzo i codici delle protezioni secondo lo standard IEEE STD C37.2.

### 2.1.2 Gli apparecchi di manovra

Un apparecchio elettrico deve assolvere due funzioni principali: una, che possiamo definire “statica”, consiste nella capacità dell'apparecchio di condurre la corrente che interessa il circuito, garantendo l'isolamento tra i conduttori attivi, verso massa e l'isolamento tra il circuito a monte e quello a valle del dispositivo stesso; l'altra, che per contrapposizione si può definire “dinamica”, consiste invece nella capacità dell'apparecchio di stabilire (manovra di chiusura) o interrompere (manovra di apertura) la continuità elettrica tra le due parti del circuito [26]. Tra le funzioni statiche possiamo trovare: (i) la capacità di condurre una corrente fino ad un determinato valore di sovraccarico accettabile, (ii) la capacità di condurre correnti di cortocircuito entro un valore accettabile, (iii) assicurare l'isolamento tra le parti attive e le masse del circuito anche in caso di possibili sovratensioni ritenute accettabili, (iv) garantire nella posizione di apertura l'isolamento tra le parti del circuito a monte e a valle del dispositivo, (v) garantire il sezionamento con precise condizioni di distanza, isolamento e mantenimento della posizione tra i contatti. Tra le funzioni dinamiche invece si ha: (i) la capacità di stabilire una determinata corrente, anche in caso di sovraccarico o cortocircuito ritenuto accettabile, (ii) la capacità di interrompere una determinata corrente di sovraccarico e di cortocircuito.

Le manovre quindi possono effettuarsi in due condizioni: in condizioni normali del circuito (circuito “sano”), fintantoché nel circuito circola una corrente di funzionamento normale o di sovraccarico; in condizioni anormali del circuito (circuito “guasto”), quando in esso circola una corrente di cortocircuito. In particolare secondo la normativa CEI 64-8 l'installazione negli impianti di dispositivi di sezionamento ed interruzione deve essere tale da realizzare le seguenti funzioni [27]:

- *Sezionamento per manutenzione elettrica*  
Il dispositivo di sezionamento in questo caso deve permettere con sicurezza la manutenzione elettrica dell'impianto o della macchina e deve possedere le seguenti caratteristiche: (i) deve possedere sufficiente distanza tra i contatti aperti, (ii) deve prevedere la presenza di un blocco meccanico per evitare la richiusura non intenzionale del sezionatore, (iii) deve essere in grado di sezionare tutti i conduttori attivi, (iv) deve garantire una sicura apertura dei contatti, tramite l'uso di una leva di comando in posizione di aperto.
- *Interruzione per manutenzione non elettrica*  
Per le normali operazioni di manutenzione non elettrica sulle macchine non è richiesta l'interruzione di tutti i conduttori attivi. Inoltre se il dispositivo non è sotto controllo diretto dell'operatore deve poter essere bloccato in posizione di aperto.
- *Manovra di emergenza*  
Il comando di emergenza è l'operazione avente lo scopo di agire direttamente sull'alimentazione per eliminare rapidamente i pericoli di folgorazione, interrompendo la corrente di pieno carico del circuito. I dispositivi usati devono essere installati in modo che il loro azionamento sia rapido.
- *Comando funzionale*  
Il comando funzionale ha lo scopo di realizzare la marcia o l'arresto degli utilizzatori.

Per poter descrivere al meglio le apparecchiature di manovra è bene partire andando ad eseguire una classificazione in base ad alcuni parametri e funzioni che compiono.

#### a) IN BASE ALLE FUNZIONI SVOLTE

Questo parametro di classificazione è già stato incontrato nella parte introduttiva agli apparecchi di manovra. Essi infatti hanno delle funzioni specifiche che possono essere

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

suddivise in due categorie principali: *funzioni statiche e dinamiche*, con le peculiarità già presentate in 2.1.2.

### b) IN BASE ALLE MODALITÀ DI MANOVRA

Le modalità di azionamento degli apparecchi per ottenere il movimento dei contatti, classificate secondo la norma CEI 17-5, sono:

- *Manovra manuale dipendente*: una manovra ad accumulo di energia che viene liberata in una sola operazione, in modo che la forza della manovra sia indipendente dall'azione dell'operatore;
- *Manovra dipendente mediante sorgente esterna*: una manovra la cui energia è ottenuta tramite dispositivi quali motori, solenoidi, etc.;
- *Manovra ad accumulo di energia*: una manovra la cui energia è accumulata nel meccanismo stesso prima della manovra;

### c) IN BASE AL SISTEMA ELETTRICO

La scelta di ogni dispositivo è legata ai seguenti dati:

- *le condizioni ambientali e la funzione a cui l'impianto è destinato*;
- *il tipo di sistema* (monofase/trifase con/senza neutro accessibile);
- *la connessione a terra del sistema* (TT, TN, IT);
- *la tensione e la frequenza del sistema*;
- *la corrente d'impiego del circuito*;
- *la corrente di sovraccarico* tale da non far intervenire in modo intempestivo il dispositivo contro le sovracorrenti;
- *la portata dei conduttori*
- *l'energia specifica passante ammissibile* dai conduttori e dagli altri componenti dell'impianto;
- *la corrente di cortocircuito massima* nel punto d'installazione degli apparecchi;
- *la protezione delle persone contro i contatti diretti ed indiretti*;
- *la continuità di esercizio*.

### d) IN BASE ALL'AMBIENTE DI INSTALLAZIONE

I dispositivi devono essere scelti in base anche alla posizione in cui vengono posati, considerando la compatibilità delle loro caratteristiche con quelle dell'ambiente di installazione:

- *i parametri ambientali* (temperatura, umidità, presenza di polveri e/o sostanze corrosive, etc.);
- *le sollecitazioni meccaniche*;
- *le sollecitazioni termiche*;
- *l'irraggiamento*.

Molto spesso però, nel caso in cui le caratteristiche dell'apparecchiatura non siano compatibili con quelle dell'ambiente in cui è installato, risulta più semplice andare a migliorare le condizioni dell'ambiente di posa, provvedendo ad una migliore ventilazione, raffreddamento, etc. oppure andando a installare l'apparecchio all'interno di contenitori sui quali vengono trasferite la maggior parte delle sollecitazioni, preservando così l'apparecchio.

#### 2.1.2.1 Il Sezionatore

La norma CEI 17-11 e CEI 44-5 definiscono il sezionatore come un "apparecchio meccanico di manovra che, per ragioni di sicurezza, assicura, nella posizione di aperto, una distanza di sezionamento che soddisfa a condizioni specificate. Un sezionatore è capace di aprire e chiudere un circuito quando la corrente interrotta o stabilita è d'intensità trascurabile, o quando la manovra non produce alcun cambiamento apprezzabile della tensione ai suoi terminali. Esso è inoltre capace di portare, nella



posizione di chiuso, la corrente corrispondente alle condizioni normali di circuito e di portare, per una durata specifica, correnti corrispondenti a condizioni anormali di circuito, come ad esempio quelle di cortocircuito.”

Dal punto di vista costruttivo il sezionatore non è dotato di dispositivi per l'interruzione della corrente né di dispositivi per lo scatto rapido o automatico, devono quindi essere protetti a monte da interruttori o fusibili ad essi coordinati. Non essendo dotato di dispositivi di sgancio automatico, non possono quindi essere utilizzati per la protezione automatica contro le sovracorrenti. Il sezionamento può avvenire con dispositivi unipolari affiancati oppure con dispositivi multipolari (condizione consigliata dalle norme), inoltre la posizione assunta dai contatti mobili deve essere indicata da un dispositivo che ogni sezionatore deve avere, anche in caso di funzionamento anomalo come ad esempio in caso di saldatura dei contatti. I dispositivi di sezionamento devono essere inaccessibili durante i lavori elettrici, in modo da evitare la loro manovra intempestiva, a meno che il dispositivo sia sotto il diretto controllo di chi sta eseguendo i lavori. Per questo motivo è preferibile che essi siano installati in un quadro o in un locale non accessibile ai non addetti ai lavori.

Le grandezze nominali per i sezionatori definite dalla norma CEI 17-11 sono:

- *Tensione nominale d'impiego*  $U_e$  (V)
- *Corrente nominale d'impiego*  $I_n$  (A)
- *Tensione nominale d'isolamento*  $U_i$  (V)
- *Corrente nominale termica convenzionale*  $I_{th}$  (A)
- *Corrente nominale termica in involucro*  $I_{the}$  (A)
- *Frequenza nominale*  $f$  (Hz)
- *Servizio normale* (h)
- *Potere nominale di chiusura* (espresso quale multiplo di  $I_n$ )
- *Potere nominale di interruzione* (espresso quale multiplo di  $I_n$ )
- *Corrente nominale di breve durata ammissibile*  $I_{cw}$ : la corrente che il sezionatore è in grado di portare nella posizione di chiuso durante specifiche condizioni;
- *Potere nominale di chiusura su cortocircuito*  $I_{cm}$  (kA): si riferisce agli interruttori di manovra sezionatori per un'operazione di chiusura su valori di cresta di correnti di cortocircuito;
- *Corrente nominale di cortocircuito condizionata da fusibile o interruttore automatico*  $I_{cd}$ : corrente che l'apparecchio associato con un fusibile può sopportare senza danneggiarsi per la durata di operazione di quest'ultimo;
- *Categorie di utilizzazione AC*: descrivono la gravosità delle condizioni d'utilizzazione. Sono rappresentate con due lettere indicative del tipo di circuito in cui è installato e due cifre identificative del tipo di utilizzazione e delle modalità di manovra previste;
- *Durata meccanica*: il numero di cicli a vuoto che l'apparecchio è in grado di effettuare senza sostituzioni di parti meccaniche (è ammessa la manutenzione ordinaria);
- *Durata elettrica*: anch'essa espressa in numero di cicli, esprime la resistenza dei contatti all'usura elettrica con operazioni sotto carico alle condizioni specificate dalle norme.

Costruttivamente i sezionatori possono essere suddivisi innanzitutto a seconda di come sono i contatti mobili. Questi possono essere autostringenti o non autostringenti. Nei primi, sfruttando le forze generate dalle correnti stesse, si può aumentare la compressione sui contatti, col vantaggio di poter lavorare, a parità di condizioni, con correnti di breve durata di valore più elevato. Nei sezionatori con contatti non autostringenti infatti quando si hanno delle sollecitazioni dinamiche generate dalle correnti elevate, si ha difficoltà nel mantenere chiusi i contatti con la sola forza delle molle. Per correnti d'impiego superiori a 200÷400 A, i sezionatori sono dotati di celle di deionizzazione per l'estinzione dell'arco (simili a quelle degli interruttori) e si utilizzano apparecchi cosiddetti “aperti”, mentre per correnti d'impiego inferiori a 200÷400 A e con correnti di breve durata dell'ordine di 5÷10 kA gli apparecchi più diffusi sono quelli detti “a pacco”.

Esistono diversi tipi di sezionatori, se ne citano alcuni a titolo d'esempio [28]:

▪ *Sezionatori a semplice interruzione*

Questi sezionatori stabiliscono un solo punto di interruzione per ciascun polo. Un esempio sono i sezionatori a cerniera comandati a fioretto illustrati in Fig. 2.2 in cui:

L = lama del sezionatore

I = isolatori

C = contatti

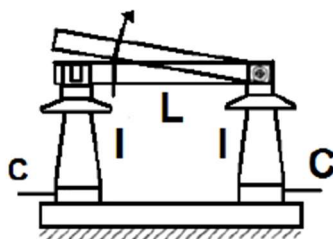


Fig. 2.2 - Sezionatore a cerniera

▪ *Sezionatori a doppia interruzione*

Questi sezionatori stabiliscono due punti di interruzione per ciascun polo. Un esempio sono i sezionatori a colonna centrale illustrati in Fig. 2.3, in cui:

L = lama del sezionatore

I = isolatori

C = contatti fissi

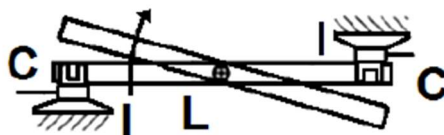


Fig. 2.3 - Sezionatore a colonna centrale

**2.1.2.2 Il Contattore**

La norma CEI 17-3 definisce il contattore come un “dispositivo meccanico di manovra, generalmente previsto per un numero elevato di operazioni, avente una sola posizione di riposo ..., ad azionamento manuale, capace di stabilire, sopportare ed interrompere correnti in condizioni ordinarie del circuito e in condizioni di sovraccarico. La posizione di riposo corrisponde ordinariamente alla posizione di apertura dei contatti principali. Quando la posizione di riposo corrisponde alla posizione di chiusura dei contatti principali, il contattore si definisce come chiuso in riposo”. Questo tipo di apparecchio è comune nei sistemi di prima categoria per il comando di motori, batterie di condensatori, etc. ed è dimensionato per interrompere le sole correnti d'esercizio e non quelle di cortocircuito [26].

È costituito da:

- *Nucleo magnetico*: costituito da una parte fissa ed una mobile (Fig. 2.4). Nella colonna centrale è presente un avvolgimento che, quando percorso da corrente, fa sì che la parte mobile si avvicini o allontani dal nucleo fisso, in base se la condizione di riposo sia, rispettivamente, lontana dal nucleo fisso o attaccata al nucleo fisso. Tale posizione è mantenuta fintantoché è presente l'eccitazione.

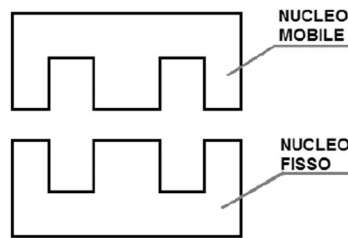


Fig. 2.4 - Nucleo di un contattore

- *Bobina di eccitazione;*
- *Contatti principali:* sono collegati al circuito che si deve manovrare;
- *Contatti ausiliari;*

### 2.1.2.3 Il Fusibile

I fusibili sono apparecchi per la protezione a mezzo della fusione di uno o più componenti appositamente progettati e proporzionati interrompono le correnti che li percorrono quando queste superano un definito valore per una durata sufficiente. È utilizzato per la protezione contro i sovraccarichi e i cortocircuiti ed è caratterizzato da una semplicità costruttiva, da costi contenuti e dal fatto di possedere un elevato potere di interruzione. Le norme CEI distinguono i fusibili per la bassa tensione (<1000V) in fusibili per uso da parte di persone addestrate ( $I_n > 100A$ ) e da parte di persone non addestrate ( $I_n < 100A$ ). Visto che il fusibile agisce esso stesso sul circuito che deve interrompere (ad azione diretta) deve essere posto in serie al circuito, perciò una volta intervenuto deve essere sostituito e la messa in tensione del circuito potrà essere fatta solo dopo la sostituzione del fusibile che è intervenuto. Questo risulta essere uno dei principali svantaggi del fusibile.

Nella tecnica il componente fusibile è racchiuso all'interno di un contenitore isolante che viene chiamato cartuccia e che deve sopportare l'energia d'arco senza rompersi. I fusibili si possono distinguere in due tipologie in base all'elemento fondente presente all'interno della cartuccia. Si possono avere fusibili con elemento fondente a filo, solitamente per bassi valori di  $I_n$ , o lamellare con punti di fusione predeterminati da strozzature di riduzione della sezione. All'interno della cartuccia quindi troviamo: i contatti della cartuccia, la parte fusibile metallica e sabbia quarzifera che ha delle forti proprietà estinguenti l'arco e che ne assorbe l'energia [24]. Le fasi di funzionamento del fusibile possono essere riassunte in tre punti:

1. *Fusibile integro:* in questa fase il fusibile è percorso dalla corrente nominale a cui corrisponde una energia termica che deve essere tollerata dal fusibile per un tempo potenzialmente infinito.
2. *Fusibile con fusione in corrispondenza delle strozzature:* quando la corrente che circola attraverso il fusibile supera un determinato margine, si ha quindi ad esempio un sovraccarico o un cortocircuito, l'energia termica prodotta fa sì che la parte di metallo vicina alle strozzature cominci a fondersi per prima.
3. *Fusibile con fusione totale dell'elemento:* se la corrente di sovraccarico o cortocircuito permane per un tempo abbastanza lungo, allora anche la parte restante dell'elemento fusibile si fonde.

Affinché ciò avvenga è necessario che trascorra un certo intervallo di tempo in cui la corrente che circola attraverso il fusibile sia maggiore di quella nominale e questo intervallo di tempo dovrà essere tanto maggiore quanto più bassa sarà la corrente circolante nel circuito. Da questo si capisce come la caratteristica di un fusibile risulti essere a tempo dipendente, simile a quella di Fig. 2.1 (a). In generale, durante l'intervento del fusibile si possono individuare tre intervalli di tempo, che possono essere associati alle differenti fasi di fusione dell'elemento viste in precedenza:

1. *Durata di pre-arco:* intervallo di tempo tra l'inizio di una corrente tale da provare la fusione dell'elemento fusibile e l'istante in cui inizia la formazione dell'arco;

2. *Durata di arco*: intervallo di tempo tra l'innesco dell'arco e la sua estinzione;
3. *Fase di post-arco*: in cui deboli correnti di conduzione circolano per pochi istanti attraverso il metallo fuso immerso nella sabbia.

Le grandezze nominali che descrivono le caratteristiche di un fusibile possono essere riassunte in:

- *Tensione nominale*  $U_n$ : il massimo valore della tensione cui può essere sottoposto un fusibile;
- *Corrente nominale*  $I_n$ : corrente che il fusibile può sopportare senza fondere e senza che avvengano riscaldamenti anomali;
- *Corrente convenzionale di non fusione*  $I_{nf}$ : valore massimo di corrente che il fusibile sopporta senza fondere per un determinato tempo;
- *Corrente convenzionale di fusione*  $I_f$ : valore minimo di corrente che provoca la fusione dell'elemento entro un determinato tempo;
- *Potere d'interruzione*: valore massimo di corrente che il fusibile è in grado di interrompere in determinate condizioni;

Per conoscere al meglio il comportamento di un fusibile però è necessario conoscerne la caratteristica di intervento, che permette di ricavarsi il tempo di intervento del fusibile (dato dalla somma di intervallo di pre-arco ed arco) in funzione della corrente che circola attraverso esso. Un esempio di caratteristica di intervento lo si ha in Fig. 2.5. Attraverso tale caratteristica è possibile poi conoscere anche l'energia specifica del fusibile, cioè il massimo valore di energia passante durante il tempo di intervento del fusibile per una determinata corrente.

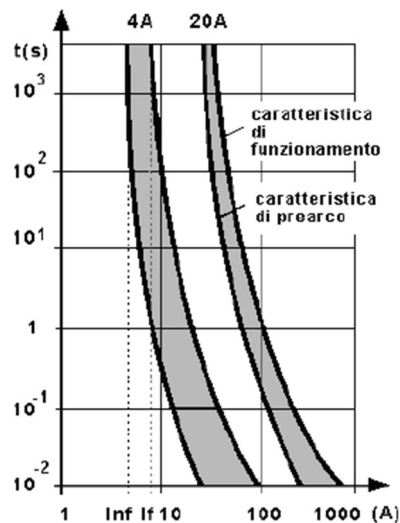


Fig. 2.5 - Caratteristica d'intervento di un fusibile

I fusibili possono essere quindi classificati in base a:

- la *tensione*
- le *caratteristiche del fusibile* (normale, ad alta capacità di rottura, ritardato, extrarapido, etc.)
- la *costruzione*
- il *campo di interruzione* e la *categoria di utilizzazione*. In questo caso il fusibile è descritto da due lettere: la prima (minuscola) descrive il campo di interruzione del dispositivo ("g" se a campo pieno, cioè per sovraccarichi e cortocircuiti, "a" se a campo ridotto, cioè solo per sovraccarichi), la seconda (maiuscola) descrive la categoria di utilizzazione del dispositivo ("G" per uso generale, "M" per circuiti di motore, "D" se ritardati, "N" se non ritardati).

#### 2.1.2.4 L'interruttore

Gli interruttori non hanno una definizione univoca, ma in base all'utilizzo che se ne fa, è data una loro definizione all'interno delle norme. Si può quindi trovare:

- **Interruttore (meccanico) di manovra** (CEI 17-11): definito come un “apparecchio meccanico di manovra destinato a stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali di circuito, comprese eventuali condizioni specificate di sovraccarico in servizio ordinario, così come a portare per una durata specificata, correnti in condizioni anormali di circuito, come ad esempio quelle di cortocircuito”
- **Interruttore – sezionatore** (CEI 17-11): definito come un “interruttore di manovra che, nella posizione di aperto, soddisfa alle prescrizioni della distanza di sezionamento specificate per un sezionatore”
- **Interruttore automatico (meccanico)** (CEI 17-15): definito come un “apparecchio meccanico di manovra capace di stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali del circuito ed inoltre di stabilire, portare per una durata specificata e interrompere automaticamente correnti in condizioni anormali specificate del circuito, ad esempio quelle di cortocircuito”
- **Interruttore automatico di sovracorrente per usi domestici e similari** (CEI 23-3): definito come un “apparecchio meccanico destinato a connettere e a disconnettere un circuito di alimentazione, mediante operazione manuale, e ad aprire il circuito automaticamente quando al corrente differenziale supera un valore predeterminato”
- **Interruttore differenziale con sganciatori di sovracorrente per uso domestico e similare** (CEI 23-8): definito come un “interruttore differenziale ... con sganciatori di sovracorrente incorporati capaci di provocare automaticamente l'apertura del circuito principale quando la corrente superi un valore predeterminato”
- **Combinazione d'interruttore differenziale e dispositivo di protezione contro i cortocircuiti** (CEI 23-18): definito come un “insieme formato da un interruttore differenziale senza sganciatori di sovracorrente e da un dispositivo di protezione contro i cortocircuiti”

Oltre a questi dispositivi sono poi previsti dalla norma altri componenti che integrano un interruttore con altri elementi. Si hanno ad esempio:

- **Interruttori di manovra con fusibili** (CEI 17-11): in cui un interruttore di manovra presenta uno o più poli con in serie un fusibile, formando un assieme unico;
- **Interruttori con fusibili incorporati** (CEI 17-5): in cui un interruttore automatico ha in serie un fusibile per ogni polo destinato ad essere connesso ad un conduttore di fase;
- **Fusibile – interruttore** (CEI 17-11): costituito da un interruttore di manovra nel quale una cartuccia forma il contatto mobile dell'interruttore

L'interruttore quindi si differenzia dagli altri dispositivi per la sua capacità sia di chiudere che di interrompere oltre alle correnti nominali e di sovraccarico anche le correnti di cortocircuito e ne esistono molte tipologie. Per brevità nel seguito si presenteranno le caratteristiche principali di due tipi di interruttori: quello automatico e quello differenziale.

L' *interruttore differenziale* è un dispositivo utilizzato per la protezione dai contatti sia diretti che indiretti, aprendo il circuito quando si manifesta una differenza tra le correnti che circolano nei suoi punti di connessione che superi un determinato valore. Un interruttore differenziale monofase è costituito essenzialmente da un nucleo magnetico toroidale attorno al quale sono avvolte due bobine collegate in serie alla linea da proteggere e un'altra connessa invece al dispositivo di rivelazione che agisce sul comando dell'interruttore. Le due bobine connesse alla linea sono avvolte in modo tale che quando ci si trova in condizioni di normale funzionamento le forze magnetomotrici generate si compensino annullando il flusso risultante. Non si avrà perciò alcuna forza elettromotrice e il relè di sgancio non interverrà. Quando invece utilizzatore protetto è sede di guasto, una corrente  $I_g$  viene convogliata verso terra, perciò si viene a creare una discrepanza tra le due correnti negli avvolgimenti. Questa differenza genererà una forza elettromotrice non nulla, che se è maggiore di un determinato

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

valore, andrà ad aprire il circuito. Lo schema di un interruttore differenziale è presentato in Fig. 2.6: si possono notare le due bobine P avvolte sul toroide e percorse dalle correnti dirette al carico  $R_U$ , la bobina S connessa al sistema di controllo E, che è responsabile dello scatto dei due dispositivi SW. Nel caso di sistema trifase è importante ricordare che solo nel caso in cui si abbia un guasto verso terra l'interruttore differenziale sarebbe in grado di rilevarlo, in quanto negli altri casi la corrente di guasto si richiuderebbe attraverso le tre fasi o attraverso il neutro (se presente).

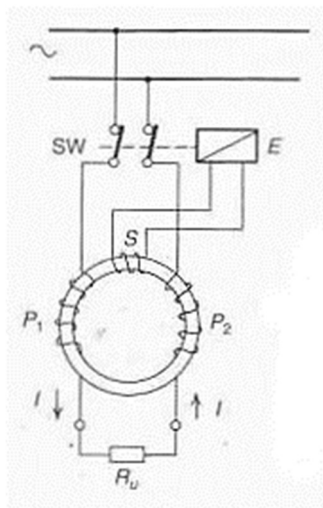


Fig. 2.6 - Interruttore differenziale: schema di funzionamento

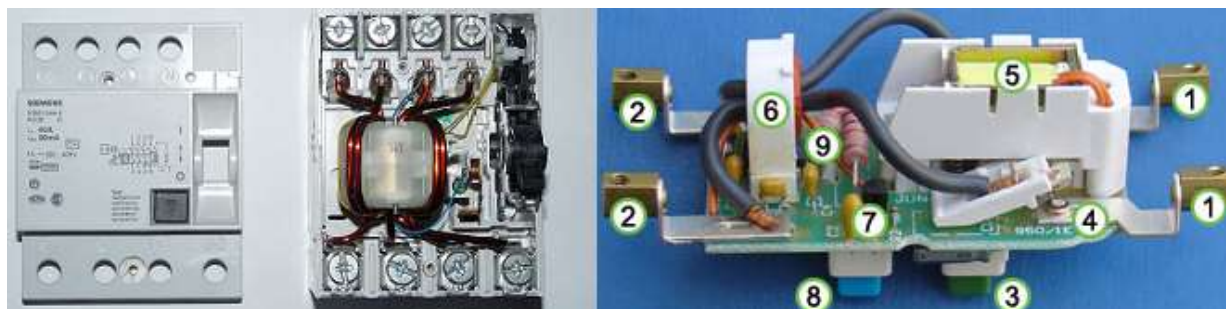


Fig. 2.7 - Interruttori differenziali aperti (1) morsetti d'ingresso, (2) morsetti d'uscita, (3) pulsante di inserimento, (4) contatti di interruzione, (5) solenoide di chiusura contatti, (6) sensore di corrente, (7) circuito amplificatore, (8) pulsante di test, (9) filo di alimentazione per test

Le caratteristiche funzionali degli interruttori differenziali stabilite dalle norme tecniche di prodotto sono riassumibili in:

- *Numero dei poli*
- *Tensione nominale*  $U_n$
- *Corrente nominale*  $I_n$
- *Corrente differenziale nominale d'intervento*  $I_{dn}$ : minimo valore della corrente differenziale che determina l'apertura dei contatti entro un intervallo determinato. Un differenziale è detto "a bassa sensibilità" se  $I_{dn} > 0,03$  A, è detto invece "ad alta sensibilità" se  $I_{dn} < 0,03$  A;
- *Corrente differenziale nominale di non intervento*  $I_{dn0}$ : massimo valore della corrente differenziale che determina la non apertura dei contatti. Il valore normalizzato per  $I_{dn0} = 0,5 I_{dn}$ ;
- *Tempo d'intervento*: intervallo di tempo tra il raggiungimento del valore di  $I_{dn}$  e l'apertura dei contatti;

- *Potere di chiusura e di interruzione differenziale nominale*  $I_{dm}$ : valore della componente alternata della corrente differenziale che l'interruttore può stabilire, portare ed interrompere in determinate condizioni. In genere  $I_{dm} > 10 I_n$ ;
- *Potere di chiusura e di interruzione nominale*  $I_m$ : valore della componente alternata della corrente che l'interruttore può stabilire, portare ed interrompere in determinate condizioni. In genere  $I_m > 10 I_n$ ;
- *Potere di cortocircuito nominale condizionale*  $I_{nc}$ : massimo valore della corrente che il dispositivo protetto da un dispositivo di protezione contro i cortocircuiti è in grado di sopportare in determinate condizioni, senza subire danni che ne compromettano il funzionamento;
- *Corrente di cortocircuito nominale condizionale differenziale*  $I_{dc}$ : corrente differenziale che l'interruttore, protetto da un dispositivo di protezione contro il cortocircuito, può sopportare in condizioni specificate senza subire modificazioni che ne compromettano il funzionamento.

Gli interruttori differenziali possono essere classificati con diverse modalità [26].

- a) IN BASE AGLI SGANCIATORI ADOTTATI
  - *Interruttori differenziali puri*: presentano solo lo sganciatore differenziale che interviene in modo automatico per i guasti a terra;
  - *Interruttori differenziali magnetotermici*: presentano sganciatori di sovracorrente integrati con lo sganciatore differenziale. Offrono protezione sia contro i guasti a terra che contro le sovracorrenti;
  - *Interruttori differenziali con toroide separato*: costituiti da un toroide sul quale è disposto l'avvolgimento di rivelazione della corrente differenziale, che viene utilizzato per comandare il meccanismo di sgancio dell'interruttore di linea.
- b) IN BASE ALLE DEFORMAZIONI D'ONDA
  - *Interruttori differenziali di tipo AC*: funzionano correttamente solo per guasti verso terra di tipo alternato. Essendo realizzati con materiali con cicli d'isteresi molto ripidi, sono poco sensibili alle correnti verso terra con componenti continue;
  - *Interruttori differenziali di tipo A*: funzionano correttamente con guasti verso terra sia di tipo alternato sia di tipo continuo con correnti pulsanti unidirezionali, adatti quindi anche per correnti pulsanti con componenti continue. Consigliabili soprattutto in quegli impianti in cui sono installati componenti elettronici;
  - *Interruttori differenziali di tipo B*: oltre alle caratteristiche degli differenziali di tipo A, sono in grado di interrompere anche correnti con forma d'onda raddrizzata a gobbe. In genere, in tali dispositivi, sono presenti due toroidi: il primo per il funzionamento riconducibile al differenziale di tipo A, il secondo per rilevare le onde di tipo continuo;
- c) IN BASE AL RITARDO DI APERTURA DELLO SGANCIATORE
  - *Interruttori differenziali di tipo generale G*: privi di ritardo intenzionale;
  - *Interruttori differenziali di tipo selettivo S*: con ritardo intenzionale introdotto in sede di costruzione;
  - *Interruttori differenziali di tipo regolabile*: con ritardo intenzionale regolabile, scegliendo tra diversi valori prefissati.

Classificazione	Tipologia
Protezione dalle sovracorrenti	Puri
	Magnetotermici
	Adattabili
Utilizzo	Uso domestico
	Uso generale
Intervento in funzione della tensione di rete	Con funzionamento dipendente
	Con funzionamento indipendente
Tipo di corrente rilevata	Tipo AC
	Tipo A
	Tipo B
Ritardo	Con ritardo intenzionale
	Senza ritardo intenzionale
	Regolabili

Tab. 2.1 - Classificazione degli interruttori differenziali

L'*interruttore automatico* è un dispositivo capace di stabilire, portare ed interrompere correnti in condizioni normali e di cortocircuito. La caratteristica che lo differenzia dagli altri dispositivi è che possiede due posizioni, che mantiene in condizioni di riposo, senza che sia necessario un ulteriore apporto di energia, permettendo un passaggio da aperto a chiuso (o viceversa) senza posizioni intermedie. In particolare l'interruttore automatico interviene automaticamente quando è attraversato da una corrente superiore alla sua corrente nominale e le modalità con cui lo fa dipendono dall'entità della sovracorrente e dalla sua caratteristica d'intervento. Ogni interruttore solitamente è fornito di due sganciatori che hanno il compito di comandare il rilascio degli organi di ritengo dell'interruttore e di permetterne la chiusura/apertura. I tipi di sganciatori adottati dall'interruttore ne definiscono la curva d'intervento. Per questo motivo è necessario andare ad analizzare i tre principali tipi di sganciatori: magnetici, termici ed elettronici.

Gli *sganciatori magnetici* sono sganciatori di tipo istantaneo (l'intervento avviene senza nessun ritardo intenzionale) che al loro interno presentano una bobina con ancora mobile in grado di intervenire in tempo pressoché nullo quando percorsa da una corrente abbastanza elevata. In quel caso la corrente che percorre il solenoide, produce un campo magnetico che crea una forza tale da liberare gli organi di ritengo ed aprire l'interruttore. In questi dispositivi è possibile introdurre dei ritardi intenzionali, mantenendo però una caratteristica a tempo indipendente.

Gli *sganciatori termici* invece hanno una caratteristica a tempo dipendente dovuta all'uso di una lamina bimetallica. In questi sganciatori infatti è presente un elemento bimetallico che, percorso dalla stessa corrente del circuito, per valori abbastanza alti della corrente si incurva fino ad azionare il meccanismo che porta all'allontanamento del contatto mobile da quello fisso, provocando l'apertura dell'interruttore. È necessario ricordare che, essendo questo un dispositivo sensibile alla temperatura, è necessario compensare l'eventuale variazione di temperatura ambiente.

Una delle protezioni di massima corrente è rappresentata dall'interruttore magneto-termico, che combina le caratteristiche dei due sganciatori appena citati, dove lo sganciatore magnetico ha il compito di intervenire in tempi brevi per valori della corrente molto elevati (relè di massima corrente ad azione istantanea, ANSI50), mentre lo sganciatore termico interviene per correnti più ridotte in tempi maggiori



associati all'azione termica della lamina bimetallica (relè di massima corrente a tempo dipendente, ANSI51). Un esempio di interruttore automatico magneto-termico è rappresentato in Fig. 2.8.

Gli *sganciatori elettronici* invece si avvalgono dell'uso di trasformatori di corrente inseriti nei poli dell'interruttore, i quali forniscono un segnale che viene elaborato da un microprocessore. Questo poi va a pilotare gli sganciatori erogando la potenza necessaria per l'operazione di sgancio in base ai valori di corrente misurati dai trasformatori. Questo tipo di sganciatori, pur avendo costi maggiori di quelli termici o magnetici, garantiscono una maggiore precisione e una costanza nei tempi di intervento, anche al variare della temperatura ambiente.

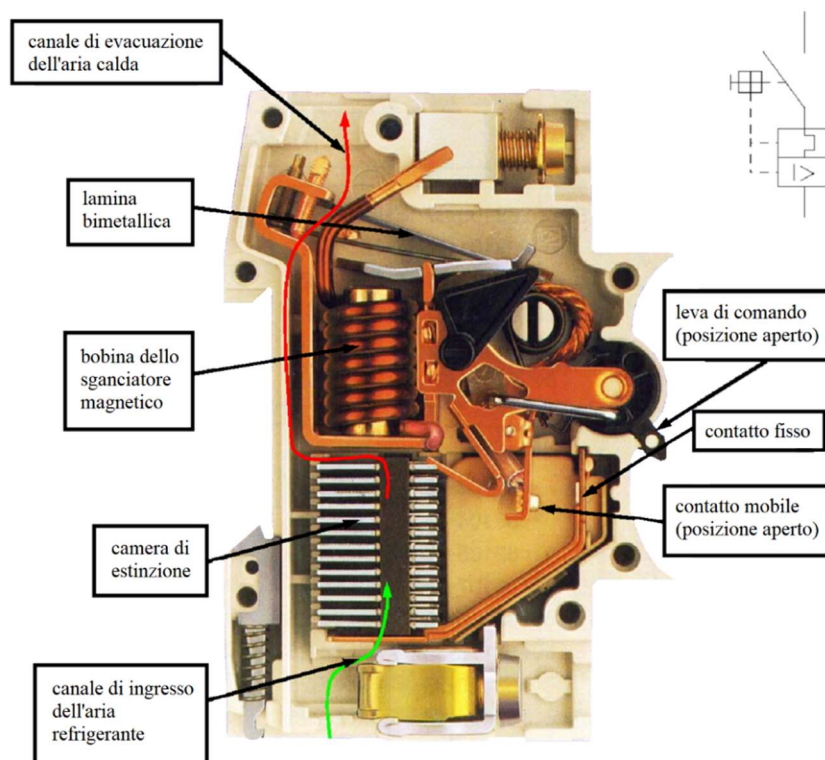


Fig. 2.8 - Sezione di un interruttore magneto-termico

Le principali grandezze che descrivono il funzionamento degli interruttori automatici adibiti ad uso industriale, presentate nella norma EN-60947-2, sono:

- *Tensione nominale d'impiego*  $U_e$
- *Tensione nominale di isolamento*  $U_i$ : è la tensione per cui sono stati dimensionati gli isolamenti dell'interruttore;
- *Corrente nominale ininterrotta*  $I_u$ : corrisponde alla portata dell'interruttore, cioè la corrente che esso può portare in servizio ininterrotto senza che le sue parti siano soggette a sovratemperature tali da comprometterne il funzionamento;
- *Corrente nominale d'impiego*  $I_n$ : è la corrente che l'interruttore può portare in servizio ininterrotto per intervalli di tempo maggiori di 8h. Deve essere minore o uguale ad  $I_u$ ;
- *Potere d'interruzione nominale in cortocircuito*  $I_{cn}$  (CEI EN 60898-1): è la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di aprire per due volte alla tensione d'impiego e non è previsto che dopo la prova l'interruttore sia in grado di portare la sua  $I_n$ ;

- *Potere d'interruzione nominale estremo in cortocircuito*  $I_{cu}$  (CEI EN 60947-2): è la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di aprire per due volte alla tensione d'impiego e tale che dopo la prova l'interruttore sia in grado di portare la sua  $I_n$ ;
- *Potere d'interruzione nominale di servizio in cortocircuito*  $I_{cs}$  (CEI EN 60947-2): è la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di aprire per tre volte alla tensione d'impiego e non è previsto che dopo la prova l'interruttore sia in grado di portare la sua  $I_n$ ;
- *Potere di chiusura nominale in cortocircuito*  $I_{cm}$  (CEI EN 60947-2): è la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di stabilire alla tensione nominale d'impiego;
- *Corrente nominale ammissibile di breve durata*  $I_{cw}$  (CEI EN 60947-2): è la corrente di cortocircuito che l'interruttore può portare senza danneggiamenti per la durata del tempo di ritardo previsto. Normalizzato a 30 kA con ritardi fino ad 1s;
- *Durata totale d'interruzione*: è il tempo impiegato dall'interruttore a interrompere una corrente di cortocircuito. È dato dalla somma del tempo di apertura, cioè quello che intercorre tra l'istante in cui viene trasmesso il segnale di apertura e quello corrispondente alla effettiva separazione metallica del circuito, e il tempo d'arco, cioè quello che intercorre tra l'istante di separazione del circuito e quello di estinzione dell'arco. Modificando il tempo di apertura, introducendo dei ritardi, è possibile ottenere una selettività tra gli apparecchi. Questa possibilità è prevista solo per gli interruttori di categoria di utilizzazione B, che prevedono la possibilità di realizzare la selettività cronometrica (a differenza di quelli di categoria A, in cui questa possibilità non è prevista).

Una delle informazioni che maggiormente descrivono il comportamento di un interruttore automatico è la caratteristica d'intervento. La caratteristica d'intervento degli interruttori magneto-termici solitamente è descritta da due diverse curve che rappresentano le due condizioni limite entro le quali opera il dispositivo, in quanto il suo funzionamento è condizionato dalla temperatura ambiente ed altri fattori che non lo rendono preciso. In Fig. 2.9 è rappresentata una tipica caratteristica d'intervento di un relè magneto-termico, in cui possiamo identificare l'intervento magnetico e quello associato al comportamento termico dell'interruttore.

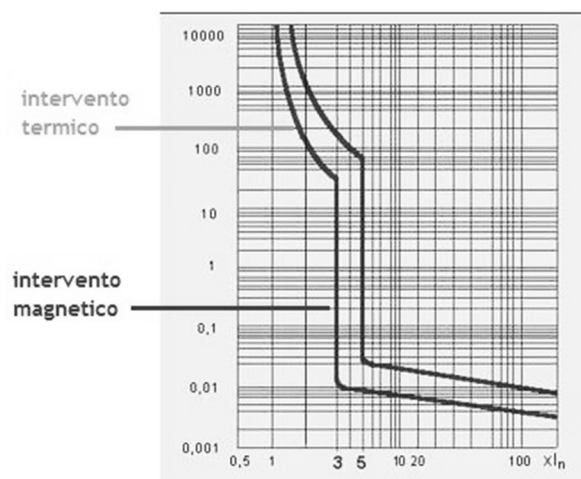


Fig. 2.9 - Caratteristica d'intervento di un interruttore magneto-termico

### 2.1.3 I trasformatori di misura

I trasformatori di misura sia di tensione (TV) che di corrente (TA) hanno due scopi principali: il primo consiste nel far interfacciare i relè al circuito dell'impianto, portando le grandezze in esame a valori che siano compatibili con le caratteristiche dei dispositivi ad essi connessi; il secondo consiste nel rendere galvanicamente indipendenti i circuiti secondari di misura e protezione rispetto al circuito dell'impianto,

garantendo inoltre maggiore sicurezza agli operatori. Nell'ambito della protezione i trasformatori di misura hanno un ruolo fondamentale in quanto è necessario che essi forniscano indicazioni coerenti con i parametri primari della rete, in modo che gli attuatori agiscano in maniera opportuna. Con l'avvento della strumentazione di tipo elettronico e digitale, che ha un consumo molto ridotto, si sono sviluppate nuove tecnologie per la realizzazione dei trasformatori di misura. In pratica, essendo richiesto a secondario solo un segnale e non più una potenza significativa, si sono diffusi sempre più i trasformatori in aria e i partitori di tensione, in sostituzione di trasformatori più massicci, come si aveva in passato.

### 2.1.3.1 *Trasformatori di Corrente di tipo Induttivo (TA)*

I trasformatori TA possono essere di: (i) tipo avvolto, in questo caso il primario può avere un numero di spire diverso da uno e i due morsetti terminali del circuito primario e i due di quello secondario sono portati all'esterno; (ii) tipo a barra passante, in cui vi è un pezzo di sbarra già annegata nella resina, perciò il numero di spire del primario è sempre pari ad uno ed i morsetti del primario sono gli estremi di sbarra, mentre quelli del secondario sono portati all'esterno; (iii) di tipo toroidale, dove il primario sarà costituito dal conduttore che passa nel foro centrale del TA e gli estremi del secondario vengono riportati all'esterno. I TA toroidali in particolare possono essere anche apribili per una più facile installazione in impianti esistenti. A seconda di come il TA viene inserito in rete può misurare correnti di fase, se inserito su una sola fase, oppure misurare la somma vettoriale delle correnti, cioè la corrente omopolare, se invece racchiude le tre fasi del sistema.

Dato che i TA in generale sono utilizzati per comunicare il valore della corrente del circuito di potenza a quello di misura, dalla norma se ne possono distinguere due differenti categorie: (i) i TA di misura, a cui si collegano strumenti di misura come amperometri, wattmetri, etc. e (ii) i TA di protezione, connessi invece ai relè di protezione. Nei dispositivi digitali però i ruoli di misura e protezione sono svolti dal medesimo apparecchio, perciò appare chiaro che il TA debba avere due uscite distinte con una doppia classe di precisione, una adatta al circuito di misura, l'altra, di precisione minore, necessaria al corretto funzionamento del circuito di protezione. Le caratteristiche di un TA possono essere quindi identificate tramite una sigla, come ad esempio: 100/1 A – 4VA – Cl.0.5 – 5P10, in cui in ordine si presentano: le correnti nominali a primario (100 A) e secondario (1 A) (non si indica il rapporto delle correnti in quanto il funzionamento nel rispetto della classe di precisione precisata nella targa è garantito solo intorno a tali valori delle correnti a primario e secondario), la prestazione del trasformatore (4 VA) (cioè la potenza trasferita al secondario che garantisca il funzionamento con la precisione indicata), la classe di precisione (Cl.0.5) e il limite di errore composto ammesso per il TA quando è collegato con la prestazione nominale (5), funzionante in modalità di protezione (P) con un valore di corrente (in p.u.) per cui sono rispettati i requisiti di precisione (10). [29]

Nei *TA di misura* la classe di precisione indicata è garantita per carichi al secondario che siano pari almeno al 25% della prestazione nominale. Con l'attuale strumentazione digitale risulta chiaro quindi come sia necessario installare TA con prestazioni molto limitate (dell'ordine dei 10VA). Una caratteristica peculiare dei TA di misura è quella di saturare per valori di corrente poco superiori a quella nominale al primario in modo da garantire la protezione della strumentazione ad essi connessa. La norma inoltre impone che debba essere definito un "fattore di sicurezza" ( $F_s$ ) che esprime per quali valori (rispetto ad  $I_n$ ) il TA sia saturato sicuramente, in modo che in fase di installazione gli operatori possano essere sicuri che per correnti maggiori a quella di tenuta degli strumenti il TA sia già saturato.

I *TA di protezione* invece hanno la peculiarità di non saturare fintantoché non sia garantito lo scatto della protezione di massima corrente di cortocircuito. Il parametro fondamentale quindi per descrivere il funzionamento di un TA di protezione è il "fattore di precisione" (FL), che definisce il valore della corrente entro il quale il TA presenta una caratteristica lineare, quindi senza saturare. Solitamente FL è pari o maggiore a  $10 \div 20$  p.u. In questo tipo di trasformatori risulta quindi molto importante la coesistenza dei due ruoli dei TA: garantire una misura accurata e allo stesso tempo assicurare la sicurezza degli strumenti e del personale che eseguono tali misure. È necessario perciò che i TA di protezione rispettino le seguenti condizioni: (i) la prestazione del TA deve essere superiore al carico secondario, (ii) i TA associati alle protezioni di massima corrente non devono saturare per valori minori della corrente di cortocircuito massima, (iii) i TA da associare a relè differenziali, distanziometrici, etc.

devono avere un fattore di sicurezza  $F_s$  ben definito e riportato in catalogo, (iv) i TA devono saturare per correnti molto alte al fine di preservare i relè e i circuiti secondari in caso di cortocircuito (valori tipici della corrente di saturazione sono  $100 I_n$  per 1s oppure  $250 I_n$  per i valori di picco) [30].

### 2.1.3.2 Trasformatori di Tensione di tipo Induttivo (TVL)

Per i trasformatori di tensione valgono le stesse regole viste per i TA con la differenza che solitamente i campi di funzionamento in condizioni di misura e protezione sono più ristretti (essendo le variazioni di tensione durante le normali condizioni di esercizio molto limitate rispetto a quelle di corrente). [31] Un tempo i TV erano spesso previsti di un secondario a triangolo aperto per la misurazione della tensione omopolare. Con lo sviluppo dei dispositivi digitali questo non è più necessario in quanto la misura della tensione omopolare, eseguita tramite la somma vettoriale delle tre tensioni di fase, viene calcolata internamente al relè, garantendo una precisione maggiore rispetto al TV con primario a triangolo aperto. A differenza degli altri dispositivi, è importante ricordare come nei TV non sia facile garantire che esso operi nella classe di precisione quando la strumentazione al secondario ha un consumo molto contenuto. Per questo motivo si utilizzano delle resistenze da inserire al secondario in modo tale da poterne garantire la precisione. Questo però comporta l'introduzione di un elemento che essendo soggetto a guasti va a ridurre l'affidabilità del sistema e di un elemento che produce calore all'interno della scatola di misurazione, con conseguenti problemi di estrazione del calore [30]. Un ulteriore problema presente nei TV è la possibilità di risonanze, soprattutto quando questi sono inseriti su reti in cavo a neutro isolato: la capacità del cavo e l'induttanza del trasformatore possono entrare in risonanza causando un'oscillazione transitoria di energia reattiva che produce una corrente circolante al primario. Questa corrente però, interessando solo il circuito primario, comporta un anormale riscaldamento degli avvolgimenti che produce una forte pressione interna con conseguente rottura dell'involucro esterno. Per evitare la risonanza delle due parti quindi si cerca di: aumentare l'impedenza di magnetizzazione del TV, utilizzare TV con lamierini ad alta permeabilità e inserire resistenze di smorzamento in serie agli avvolgimenti secondari [30].

### 2.1.3.3 Trasformatori di Tensione di tipo Capacitivo (TVC)

I trasformatori di tensione capacitivi trovano largo impiego su sistemi ad alta tensione (tipicamente con  $130 \text{ kV} < U_n < 800 \text{ kV}$  [31]) in quanto meno costosi rispetto ai TVL. Il vantaggio dato da questo tipo di trasformatori deriva dal fatto che il TVL di media tensione viene accoppiato al circuito di potenza attraverso un divisore capacitivo. In questo modo quindi si va a ridurre la tensione a primario del TVL, con conseguenti minor costi e maggiore semplicità nell'assemblaggio della macchina, rispetto a quella che si avrebbe se si andassero a fare delle misure direttamente dal circuito misurato. La Fig. 2.10 rappresenta il tipico schema di funzionamento di un TVC, dove il reattore induttivo è realizzato con un avvolgimento montato su un nucleo magnetico e deve presentare una resistenza per quanto piccola. Tale induttanza è inserita in modo tale che vada in risonanza serie con la capacità, ma questa condizione si ha solo per valori ben precisi della frequenza. Si capisce quindi che uno dei problemi associati a questo tipo di strumenti è la dipendenza del loro comportamento dalle variazioni di frequenza nella rete.

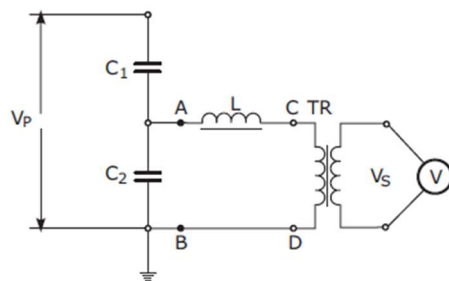


Fig. 2.10 - Schema di funzionamento TVC

#### 2.1.3.4 Sensori non induttivi

Come già accennato negli anni la potenza assorbita dai nuovi dispositivi di protezione e misura è calata notevolmente, soprattutto a causa dello sviluppo dell'elettronica digitale. Per questo motivo, in molti casi non si è reso più necessario disporre di circuiti magnetici per l'accoppiamento tra sistema misurato e il secondario. Si sono sviluppati perciò dei sensori di corrente o TA in aria e sensori di tensione, che eliminano gran parte degli aspetti negativi dei trasformatori di misura induttivi. In particolari questo tipo di dispositivi non sono soggetti a saturazione in quanto non hanno nuclei di ferro al loro interno, perciò non ha più senso parlare di fattori di precisione, etc. Un altro importante vantaggio è dato dall'elevata precisione, garantita dalla mancata necessità di avere al secondario dei carichi di almeno il 25% della prestazione nominale. La precisione costante e la mancata saturazione inoltre permette di non dover più distinguere tra trasformatori di misura e protezione ed inoltre permette di realizzare un minor numero di taglie standardizzate in quanto la linearità della risposta consente di coprire quasi il 95% delle applicazioni con solo due o tre tipi di trasduttore [30]. Per la realizzazione di questi sensori si fa riferimento a partitori per i sensori di tensione, mentre per la realizzazione dei sensori di corrente si fa uso della bobina di Rogowsky.

La bobina di Rogowsky è un particolare dispositivo, privo di nucleo magnetico, di forma toroidale che va posto attorno al conduttore di corrente. La corrente che circola all'interno del conduttore genera un campo magnetico che, concatenandosi con conduttore toroidale, induce su di esso una tensione. La tensione che si ottiene risulterà proporzionale alla velocità di variazione della corrente e, una volta integrata, darà un valore proporzionale alla corrente stessa. La bobina di Rogowsky presenta notevoli vantaggi perché ha un campo di misurazione molto ampio che va dai mA ai kA, pur mantenendo una elevata precisione (migliore dell'1% [32]) e non essendo intrusiva, non assorbe potenza dal circuito misurato e risulta facile da installare. In Fig. 2.11 sono rappresentate tre bobine con lunghezza della bobina variabile da 25 a 300 cm e un diametro di corda di ~ 8mm.



Fig. 2.11 - Bobine Rogowsky

#### 2.1.4 Il circuito di comando e segnalazione

I sistemi di comunicazione applicati ai sistemi di protezione garantiscono un miglior funzionamento dei dispositivi in termini di selettività, sensibilità ed affidabilità. Lo scambio di informazioni tra i diversi elementi del sistema infatti introduce nuove possibilità di comando e controllo delle protezioni stesse. Il circuito di comunicazione per risultare efficace deve avere alcune caratteristiche peculiari: deve essere sicuro, cioè deve fare in modo che un dispositivo sia in grado di inviare e ricevere dei segnali correttamente; deve essere affidabile, cioè non deve introdurre degli errori all'interno del segnale; deve essere il più veloce possibile; deve essere flessibile; deve essere economicamente sostenibile e garantire un monitoraggio delle performance del sistema. I canali di comunicazione più utilizzati in questo ambito sono: a fibra ottica, che può essere dedicata o trasmettere diversi segnali, a microonde, a circuito telefonico e a segnale radio sia a banda stretta che a spettro diffuso. [33] Il segnale quindi può essere inviato sia tramite onde, sia tramite un cavo dedicato o ad alta frequenza sovrapposto alla normale corrente di funzionamento. La scelta del tipo di comunicazione dipenderà dal tipo di linea e sistema di protezione utilizzati. Risulta chiaro però che un sistema di comando e comunicazione risulti avere anche

degli svantaggi in una rete, in particolare in una di piccole dimensioni come una microgrid, innanzitutto a causa del costo che può essere molto elevato (in particolare per l'installazione di circuiti efficienti) e successivamente anche per il fatto che, in caso di malfunzionamento del circuito di comunicazione, il corretto funzionamento del sistema di protezione sarebbe compromesso.

### 2.2 I guasti nelle reti trifase

Nel termine guasto si includono diverse anomalie che possono occorrere nelle reti. Per questo motivo si possono individuare diversi tipi di guasti [24]:

- Quando una parte attiva entra in contatto con altre parti a tensione diversa si parla di cortocircuito. Questo può essere netto, nel caso in cui la connessione tra le due parti avvenga tramite un'impedenza di valore trascurabile, oppure non netto, nel caso in cui l'impedenza abbia un valore rilevante.
- Quando si interrompono delle fasi, per esempio a causa dell'intervento di un interruttore o sezionatore di linea, si parla di guasto di interruzione.
- Ci sono poi combinazioni delle due tipologie di guasto appena analizzate. Un esempio ne è il guasto inverso, cioè quando si ha un'interruzione di una o più fasi, che poi vanno a generare un cortocircuito

Lo scopo di questa analisi è quella di analizzare il primo tipo di guasto visto: il cortocircuito e nello specifico le correnti che si generano a seguito di tale evento, detto appunto correnti di cortocircuito. Il calcolo delle correnti di cortocircuito è importante in quanto permette di stabilire il corretto dimensionamento degli apparecchi di manovra, permette di determinare le sollecitazioni a cui sono sottoposti gli elementi dell'impianto e soprattutto permette di regolare in modo opportuno le protezioni garantendo la sicurezza delle persone e dell'impianto stesso. In particolare le massime correnti di cortocircuito sono importanti per determinare il dimensionamento delle apparecchiature, mentre quelle minime consentono di verificare il coordinamento delle protezioni del sistema, in quanto, per un corretto funzionamento del sistema di protezione, la corrente di intervento della protezione deve essere sempre minore della minima corrente di corto. Dal punto di vista teorico il calcolo delle correnti di cortocircuito dovrebbe essere elaborato attraverso lo studio dei profili delle tensioni alle sequenze. Nella realtà però le norme (IEC 60909) prevedono che il calcolo sia svolto a partire dai valori nominali dell'impianto, introducendo poi degli opportuni coefficienti correttivi, come il fattore di tensione  $c$ . La norma IEC 60909 "Short-circuit currents in three-phase AC systems" è costituita da cinque parti importanti:

1. Parte 0: Calculation of currents è stata adottata anche nella normativa italiana con la CEI 11-25;
2. Parte 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0;
3. Parte 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations;
4. Parte 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth;
5. Parte 4: Examples for the calculation of short-circuit currents.

Innanzitutto all'interno della norma si definiscono alcune grandezze:

- **Corrente presunta di cortocircuito:** "Corrente che circolerebbe se il cortocircuito fosse sostituito da una connessione ideale di impedenza trascurabile, senza modifiche di alimentazione." e rappresentano le correnti di cortocircuito netto;
- **Corrente simmetrica iniziale di cortocircuito  $I_k$ " (simmetrica, subtransitoria):** "Valore efficace della componente simmetrica alternata di una corrente presunta di cortocircuito nel momento di manifestazione del cortocircuito, se l'impedenza conserva il suo valore iniziale." cioè il valore efficace della corrente di cortocircuito;

- **Componente continua (aperiodica)  $i_{DC}$  della corrente di cortocircuito:** “Valore medio degli inviluppi inferiore e superiore di una corrente di cortocircuito decrescente dal suo valore iniziale a zero” la quale si ricava dalla relazione (2.1) presente nella norma;

$$i_{DC} = \sqrt{2} I_K'' e^{-2\pi f t \frac{R}{X}} \quad (2.1)$$

- **Valore di cresta  $i_p$  della corrente di cortocircuito:** “Massimo valore istantaneo possibile della presunta corrente di cortocircuito. Nota: L’ampiezza della corrente di cresta di cortocircuito varia secondo il momento di manifestazione del cortocircuito. Il calcolo del valore di cresta  $i_p$  della corrente di cortocircuito trifase si effettua per la fase e il momento di corrente massima di corto circuito. I guasti ripetitivi non vengono presi in considerazione. Nel caso di cortocircuito trifase, si suppone che il cortocircuito si produca simultaneamente su tutte le fasi.”, cioè rappresenta la corrente di picco.
- **Cortocircuito lontano da un generatore:** “Cortocircuito durante il quale l’ampiezza della componente alternata simmetrica della presunta corrente di cortocircuito rimane praticamente costante, ovvero:  $I_K'' = I_K$ ”. Se per le reti passive quindi un corto può sempre ritenersi lontano, questo non accade nelle microgrid, dove la generazione risulta essere elettricamente vicina ai possibili punti di guasto nella rete.
- **Alimentazione di rete:** “Se un cortocircuito trifase è alimentato da una rete in cui è conosciuta soltanto la potenza di cortocircuito simmetrica iniziale nel punto di connessione Q, allora si dovrebbe determinare l’impedenza equivalente della rete  $Z_Q$  (impedenza di cortocircuito diretta) nel punto di connessione Q con:

$$Z_Q \approx \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \quad (2.2)$$

$Z_Q$  è composta da un parametro reale  $R_Q = 0,1 X_Q$  dove  $X_Q = 0,995 Z_Q$ .”

La norma CEI 11-25 afferma inoltre che “In casi particolari, può essere necessario tener conto dell’impedenza di cortocircuito omopolare equivalente delle linee di alimentazione a seconda della configurazione dell’avvolgimento e della messa a terra del centro stella del trasformatore”. Per conoscere quindi l’impedenza alla sequenza omopolare vista da un punto della rete è necessario conoscere il contributo delle correnti subtransitorie di cortocircuito netto trifase  $I''_{3f}$  e monofase  $I''_{1f}$  nel punto. Nell’ipotesi che  $Z_d = Z_i$  si ottiene quindi:

$$\begin{cases} I''_{3f} = \frac{E_{dv}}{Z_d} \\ I''_{1f} = \frac{3E_{dv}}{Z_d + Z_i + Z_0} \end{cases} \quad (2.3)$$

da cui si ottiene:

$$\begin{cases} Z_d = Z_i = \frac{E_{dv}}{I''_{3f}} \\ Z_0 = E_{dv} \cdot \left( \frac{3}{I''_{1f}} - \frac{2}{I''_{3f}} \right) \end{cases} \quad (2.4)$$

Questo calcolo però va fatto sotto alcune ipotesi presentate dalla norma:

- per la durata del cortocircuito non ci sono modifiche nel circuito coinvolto;
- per la durata del cortocircuito non vi sono modifiche nella rete coinvolta;

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

- i commutatori sottocarico e non dei trasformatori sono considerati in posizione principale;
- non si tiene conto della resistenza d'arco;
- vengono trascurate tutte le capacità di linea, le ammettenze in derivazione e i carichi rotanti, salvo quelli dei sistemi di sequenza omopolare

Una delle parti fondamentali della norma è l'utilizzo del fattore di tensione  $c$ , definito come "il rapporto tra la sorgente di tensione equivalente e la tensione nominale della rete  $U_n$ , diviso per  $\sqrt{3}$ ". Infatti la tensione a cui si fa riferimento nella norma è sempre pari alla tensione stellata nominale, in quanto si fa riferimento a sistemi monofase, ma la tensione di pre guasto dovrebbe essere superiore a questa per tener conto di:

- variazioni di tensione nello spazio e nel tempo;
- variazioni di presa del trasformatore;
- sia lecito trascurare le impedenze derivate (associate all'effetto Ferranti);
- il comportamento subtransitorio delle macchine.

Il fattore di tensione assume quindi valori compresi tra 0.95 e 1.1, a seconda del livello di tensione del sistema e della corrente di cortocircuito che vogliamo calcolare. I valori di  $c$  sono presentati in Tab. 2.2. In ogni caso comunque il prodotto  $c \cdot U_n$  non deve superare la tensione massima delle apparecchiature della rete.

Tensione nominale $U_n$	Fattore di tensione $c$	
	Correnti di cortocircuito minime $C_{min}$	Correnti di cortocircuito massime $C_{max}$
Bassa tensione (< 1 kV)	0.95	1,05 1,10
Media tensione (< 35 kV)	1,00	1,10
Alta tensione (>35 kV)		

Tab. 2.2 - Fattore di tensione (norme CEI 11-25)

Per calcolare le correnti di corto circuito massime, per il dimensionamento dei dispositivi, è quindi necessario applicare il fattore di tensione massimo e considerare conduttori a 20°C, mentre per il calcolo della corrente di cortocircuito minima, per definire la taratura delle protezioni, si considera il fattore di tensione minimo e i conduttori sopra una determinata temperatura (indicata dalla norma).

I cortocircuiti che si possono avere in un sistema trifase sono differenti.

- **Cortocircuito trifase:** questo cortocircuito riveste un'importanza fondamentale negli impianti elettrici visto che interessa in egual modo tutte e tre le fasi ed è quindi un cortocircuito simmetrico. Per questo in una rete simmetrica andrà a coinvolgere solamente la sequenza diretta. Quindi i due bipoli alla sequenza diretta ed inversa saranno cortocircuitati e quello alla sequenza omopolare risulterà aperto. Dunque a partire dai vincoli dati dal tipo di cortocircuito:

$$\underline{E}_1 = \underline{E}_2 = \underline{E}_3$$

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0$$

si otterrà:



$$\underline{E}_0 = \underline{E}_1 = \underline{E}_2 = \underline{E}_3$$

$$\underline{E}_d = \underline{E}_i = 0$$

$$\underline{I}_0 = 0$$

Nel caso in cui il guasto fosse trifase verso terra, appare chiaro come le tensioni di linea saranno tutte nulle, così come quelle alle sequenze.

- **Cortocircuito bifase:** questo cortocircuito va ad interessare solo due fasi del sistema (supponiamo le fasi 2 e 3). A partire dai vincoli dati dal tipo di cortocircuito:

$$\underline{E}_2 = \underline{E}_3$$

$$\underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0$$

$$\underline{I}_1 = 0$$

si nota come il guasto bifase comporti il parallelo del bipolo alla sequenza diretta e quello alla sequenza inversa, mentre il bipolo alla sequenza omopolare rimane aperto. Si ottengono perciò le relazioni:

$$\underline{E}_0 = \underline{I}_0 = 0$$

$$\underline{I}_d = -\underline{I}_i$$

$$\underline{E}_d = \underline{E}_i$$

Nel caso in cui il guasto fosse bifase verso terra ( $E_2 = E_3 = 0$ ), questo comporterà la connessione in parallelo di tutti e tre i bipoli e si avrà che la corrente di guasto ( $I_2 + I_3$ ) sarà pari a  $3I_0$ .

- **Cortocircuito monofase:** questo cortocircuito va ad interessare una fase (supponiamo la fase 1) e la terra. Si possono quindi dedurre che le condizioni vincolanti del cortocircuito monofase sono:

$$\underline{E}_1 = 0$$

$$\underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0$$

si nota quindi come il guasto monofase comporti la serie dei bipoli alle sequenze, da cui si ottiene:

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_d = \underline{I}_i = \frac{\underline{I}_1}{3}$$

È importante ricordare come le tensioni delle fasi sane potrebbero essere oggetto di possibili sovratensioni sostenute dalla frequenza di esercizio.

Esistono diverse statistiche in merito alla percentuale dei vari tipi di guasto che evidenziano come in generale oltre l'80% inizi come guasto monofase [30]. Questa situazione deve essere tenuta in considerazione quando si studia e si progetta il sistema di protezione di un impianto, in quanto identificare ed eventualmente eliminare rapidamente e selettivamente il guasto consente di evitare che lo stesso evolva in guasti bi-trifase con relativi danni e perdite di servizio ben peggiori. Inoltre è buona norma andare a considerare anche il contributo dei motori alle correnti di cortocircuito. In particolare si ha che per guasti trifase il contributo si estingue dopo pochi cicli, mentre per guasti di tipo bifase i motori continuano a sostenere il guasto.

### 2.2.1 I guasti ad elevata impedenza (HIF)

I guasti ad elevata impedenza (High Impedance Faults – HIFs) sono un gruppo di guasti ad elevata impedenza di terra, tipici del sistema di media tensione, che generano delle ridotte correnti di

cortocircuito, tali da non far scattare le protezioni di sovracorrente. Gli HIFs sono influenzati da molti fattori, come ad esempio la configurazione dell'alimentazione, il livello di tensione della rete, le condizioni ambientali, il tipo di carico ma soprattutto il materiale e l'umidità della superficie del terreno [34]. In particolare si ha che al crescere dell'umidità del terreno, le correnti di cortocircuito saranno più elevate. Esempi tipici di guasti ad elevata impedenza sono quelli che coinvolgono: alberi, terreno erboso, fondo stradale in asfalto o ghiaia, strutture in cemento, etc. Questi guasti sono molto importanti da studiare in quanto non essendo rilevati dalle protezioni, non vengono estinti e di conseguenza possono risultare molto pericolosi sia per i dispositivi dell'impianto che per le persone, che potrebbero entrare in contatto con parti attive dell'impianto. Se poi si considera il fatto che alcuni studi affermano che dal 5% al 30% dei guasti nelle reti di distribuzione siano HIFs, risulta chiaro come questo tipo di guasti siano cruciali nell'analisi di un sistema di protezione efficace [35] [36].

La principale caratteristica fisica che possiede un guasto ad alta impedenza è che questo risulta spesso accompagnato da un arco elettrico in AC. L'innesco dell'arco si ha nel momento in cui l'ampiezza della tensione tra il conduttore attivo ed il terreno supera una specifica soglia di tensione detta *tensione di breakdown*, mentre quando la tensione andrà sotto una tensione di disinnesco, minore della tensione di breakdown, l'arco si estinguerà. Quindi, essendo il HIF un arco in alternata, si avranno due inneschi e due estinzioni di arco per ogni ciclo. Le principali caratteristiche di un guasto HIF saranno quindi [37]:

- una corrente di cortocircuito di ampiezza molto contenuta, che aumenta gradualmente fino al raggiungimento di un determinato valore;
- un arco intermittente che non genera una corrente in regime permanente, ma avrà una alternanza casuale tra periodi di conduzione e non;
- una forma d'onda di corrente asimmetrica con spettro di frequenza variabile nel tempo che presenta componenti a bassa frequenza fino a 600Hz e componenti ad alta frequenza;
- una forma d'onda di tensione che presenta componenti a bassa frequenza fino a 300Hz;
- una caratteristica V-I non lineare.

Per tutti questi motivi negli anni si è reso necessario lo sviluppo di un modello che descrivesse al meglio tutte le caratteristiche di questo tipo di guasto, in modo da poter essere studiato anche in fase progettuale. I modelli di arco realizzati negli anni possono essere raggruppati in tre categorie. Il primo gruppo di modelli si basa sull'uso di dati empirici per determinare una resistenza d'arco equivalente che si comporti in maniera simile alle osservazioni raccolte. Sebbene questi modelli siano semplici e facili da implementare, non rispondono però alla caratteristica di variabilità casuale tipica dell'HIF. La seconda categoria di modelli si basa sull'uso di equazioni differenziali che calcolino la conduttanza equivalente dell'arco. In questo modo tali modelli riescono a descrivere la variabilità dell'HIF, attraverso l'adozione di variabili casuali, ma suppongono l'utilizzo di una lunghezza d'arco costante che potrebbe introdurre degli errori nella modellizzazione di HIF associati a conduttori che toccano terra. Il terzo gruppo infine utilizza una combinazione di elementi elettrici come sorgenti di tensione, diodi, resistenze e induttanza per simulare il comportamento di un HIF. Uno degli schemi più utilizzati per la modellizzazione dell'HIF è il circuito di Fig. 2.12, dove le tensioni  $V_p$  e  $V_n$  e le resistenze  $R_p$  e  $R_n$  sono grandezze casuali (spesso si utilizzano valori tra  $50 \div 1000 \Omega$  che variano ogni  $10 \mu s \div 5 ms$  [38]) che descrivono in maniera adeguata l'imprevedibilità del guasto. Lo svantaggio principale dei modelli appartenenti a questa categoria è che la loro veridicità dovrebbe essere verificata tramite delle misure sperimentali (a differenza dei modelli appartenenti alla prima categoria dove il punto di partenza per la modellizzazione sono i dati sperimentali stessi).

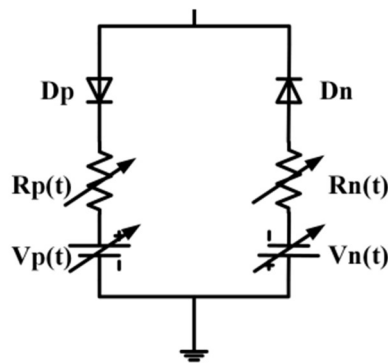


Fig. 2.12 - Modello di un HIF

## 2.3 Lo stato del neutro nei sistemi trifase

Dallo stato del neutro di un sistema trifase dipende l'entità delle sollecitazioni di tensione e corrente che si potrebbero avere all'occorrenza di un cortocircuito dissimmetrico che coinvolga il terreno. Il neutro di un sistema è definito come "il punto che ha lo stesso potenziale del centro stella di una terna di impedenza uguali derivate dalla rete trifase" [24]. Quindi coincide con il centro stella dei trasformatori trifase, quando connessi a stella, e quello degli alternatori sincroni. In un sistema simmetrico equilibrato, ad esempio quando si è in assenza di guasti, il neutro non è attraversato da correnti e si trova al potenziale di terra. In presenza di guasti dissimmetrici verso terra, lo stato del neutro è fondamentale per individuare e riconoscere il guasto. A differenza delle protezioni per sovraccarico o per guasti tra le fasi, si ha che alle protezioni per i guasti verso terra giunge un segnale solo in presenza del guasto. Sfruttando questa caratteristica quindi è facile individuare la presenza di un guasto nella rete e basterà prevedere delle soglie di intervento che dipenderanno da come viene esercito il neutro nel sistema. L'analisi dello stato del neutro risulta quindi fondamentale nello studio e nella progettazione di un sistema di protezione. Lo stato del neutro va quindi inteso come il suo stato rispetto al potenziale indisturbato di terra, perciò il neutro potrà essere esercito: (i) isolato rispetto a terra; (ii) direttamente a terra; (iii) a terra mediante resistenza; (iv) compensato.

### 2.3.1 Neutro isolato

Nelle reti a neutro isolato la corrente omopolare in caso di guasto verso terra è nulla. Nonostante questo però nell'impianto circolerà una corrente omopolare legata alle capacità verso terra dei conduttori e delle macchine. Questa tecnica è particolarmente adatta per le reti di media tensione di estensione modesta, che nel caso di guasto monofase sono percorse da correnti di cortocircuito piuttosto ridotte. In questo modo quindi è possibile gestire il sistema anche in regime di guasto nell'attesa dell'estinzione dell'arco. All'incorrere di un guasto monofase il centro stella si posta su uno dei vertici del triangolo delle tensioni, senza che questo venga modificato: questo permette quindi ai carichi trifase di lavorare indisturbati. Dalle caratteristiche evidenziate però si capisce come l'individuazione di guasti a terra in questa configurazione della rete è piuttosto complesso e l'unico modo per andare a determinare la presenza del guasto è andare a fare una misura della tensione omopolare, che se in condizioni di esercizio normale è nulla, all'incorrere del guasto diventa diversa da zero e quindi può far scattare la protezione. Questo tipo di protezione (27N/59N) però ha lo svantaggio di non prevedere un comportamento selettivo, in quanto non è in grado di capire la direzione in cui è avvenuto il guasto. Infatti la corrente omopolare risulta essere puramente capacitiva in questa situazione e di valore variabile, per cui non è adatta all'individuazione del guasto. Riassumendo quindi in una rete a neutro isolato:

- In caso di guasto monofase di instaurano correnti capacitive di valore molto contenuto in quanto  $Z_0 \rightarrow \infty$ , dando così la possibilità al sistema di eseguire la richiusura rapida;

- L'esercizio della rete è semplice: non è necessaria manutenzione;
- In caso di guasto monofase le tensioni delle fasi sane si portano alla tensione concatenata, per cui si ha una sollecitazione notevole dell'isolamento;
- Il sistema è poco sicuro in quanto rimane in servizio nonostante una fase sia a terra nel caso di guasto fortemente resistivo.

In questo caso, dalla teoria alle sequenze, si ricava che la corrente di guasto monofase sarà in anticipo di  $90^\circ$  rispetto alla tensione.

### 2.3.2 Neutro direttamente a terra

In questa configurazione il neutro è collegato francamente a terra e questo fa in modo che la corrente di guasto monofase risulti essere dello stesso ordine di grandezza della corrente di cortocircuito polifase. In questo modo quindi è possibile avere una protezione selettiva, tramite dei dispositivi di sovracorrente omopolare (50N/51N). Infatti la corrente omopolare in questo caso risulta essere elevata, rendendo possibile l'individuazione dei guasti. Una protezione data dai dispositivi di minima e massima tensione omopolare è ancora possibile, ma bisogna considerare che la misura dovrà essere ottenuta dalla somma vettoriale delle tensioni di fase, in quanto la tensione tra centro stella e terra risulterà essere nulla. In questo caso inoltre si può notare che la corrente risulta essere in ritardo di  $75\div 85^\circ$  rispetto alla tensione.

### 2.3.3 Neutro a terra tramite resistenza

Nel caso delle reti industriali in cui si ha la necessità di indici di qualità del servizio e sicurezza elevati, nonché si hanno concentrazioni di carico elevate ed utenze sensibili, una delle soluzioni maggiormente adottate è la messa a terra del neutro tramite resistenza. In particolare si può avere [39]:

- Atterramento a bassa resistenza ( $> 10\Omega$ ): in questo caso si assiste ad un distacco immediato della protezione se il guasto avviene in prossimità del carico, o ritardato (solitamente di 400 ms) se il guasto avviene invece in prossimità del tronco di rete;
- Atterramento ad alta resistenza ( $\sim 2000\Omega$ ): in questo caso si assiste in caso di guasto ad una continuità nell'esercizio. Il sistema infatti continua a lavorare in regime di guasto, garantendo al sistema di protezione il tempo necessario ad avviare una ricerca del guasto;
- Atterramento a bassa/media resistenza: in questa configurazione, in caso di guasto in prossimità del carico si ha uno scatto immediato delle protezioni, in caso invece di guasto sulla linea, si assiste all'inserzione di una resistenza in serie in modo da garantire la continuità dell'esercizio in regime di guasto.

In questo modo quindi si può garantire:

- Correnti di guasto con intensità di circa il  $5\div 10\%$  rispetto a quelle di corto trifase e leggermente capacitive, pur essendo teoricamente in fase con la tensione omopolare;
- L'assenza di archi intermittenti a terra a causa della presenza della resistenza di terra che vincola il potenziale a terra.

La messa a terra del neutro consente quindi di avere, in caso di guasto, una corrente che permette di realizzare una protezione selettiva della rete. Il suo valore però varia molto in base al valore della resistenza con cui viene messo a terra il neutro: in particolare minore è la resistenza di messa a terra, maggiori saranno le correnti di guasto che renderanno l'identificazione del guasto più semplice, al contrario invece, maggiore sarà la resistenza di messa a terra, minori saranno le correnti di guasto e minori saranno i danni subiti dalle macchine.

### 2.3.4 Neutro compensato

In questo caso la messa a terra del neutro viene fatta tramite impedenza in modo che questa consenti di compensare le correnti capacitive della rete grazie ad un'induttanza che sia in anti-risonanza con la capacità del sistema ai 50 Hz. Se la bobina (detta bobina Petersen) viene dimensionata in modo tale che compensi completamente la capacità verso terra del sistema, la corrente di guasto che si ottiene è nulla, questo permette di lavorare in regime di guasto ed evitare la presenza di archi intermittenti, ma questo rende difficile il riconoscimento del guasto da parte delle protezioni. Per questo molto spesso, anziché utilizzare una configurazione a neutro accordato, cioè con una compensazione completa della capacità verso terra, si preferisce utilizzare una configurazione a neutro compensato, cioè viene messa in parallelo alla bobina Petersen una resistenza, che permette alle protezioni di rilevare l'avvenuto guasto. Se quindi nel caso di neutro accordato si ha  $I_f = 0$ , nel caso di neutro compensato la  $I_f \neq 0$  (valori tipici della corrente di guasto sono 40÷50 A, con uno sfasamento quasi nullo anche se in realtà dipende dal fatto se il sistema sia sotto o sovra compensato). In questo modo quindi si va ad avere una corrente omopolare nelle fasi sane che rimane in anticipo di  $90^\circ$  rispetto alla tensione, in modo che risulti facile l'operazione di discriminazione tra fasi sane e fasi guaste, mentre la componente reale risulta di valore tale da essere facilmente rilevabile dalle protezioni compatibilmente con le necessità di riduzione della corrente di guasto, che è quella responsabile dell'alimentazione dell'arco di guasto.

La bobina Petersen per garantire un corretto esercizio della rete deve essere accordata facendo riferimento a una data condizione di rete, perciò in occasione delle modifiche della rete sarà necessario variarne il valore a vuoto, in modo che il valore della reattanza induttiva vada a compensare quella capacitiva della rete. La bobina può essere fissa se realizzata in aria con una variazione dell'induttanza eseguita a vuoto con accordatura a step fissi, sfruttando la presenza delle prese di regolazione presenti su di essa; oppure può essere di tipo mobile, in cui all'interno della bobina sono presenti due semicolonne di materiale ferromagnetico che vanno a creare un traferro il cui spessore viene variato per assicurare un'accordatura ottimale. Per fare questo si ricorre all'utilizzo del DAN (Dispositivo Analizzatore di Neutro) che permette la regolazione automatica del grado di accordo tra la reattanza della bobina mobile di messa a terra e la capacità omopolare della rete. Per farlo esso inietta una corrente omopolare all'interno della rete e ne valuta la risposta in tensione: misurando la tensione omopolare e cerca di massimizzare il rapporto  $V_0/I_0$  andando a variare la reattanza della bobina con un controllo in retroazione. Solitamente per correnti di guasto minori di 80 A si preferisce utilizzare una bobina mobile (questo soprattutto in contesto urbano dove la configurazione di rete varia molto nell'arco della giornata), mentre per correnti superiori di 300 A si preferisce utilizzare una bobina fissa, il cui costo è contenuto rispetto alla precedente e quindi per taglie elevate risulta essere la scelta preferibile. Inoltre, se per correnti ridotte la bobina di Petersen è collegata al centro stella dell'avvolgimento secondario del trasformatore di distribuzione, per correnti superiori ai 300 A si preferisce utilizzare un collegamento tramite TFN (Trasformatore Formatore di Neutro), che permette di creare un neutro quando questo risulta non accessibile [39].

## 2.4 Il coordinamento delle protezioni

Un efficace coordinamento delle protezioni è fondamentale all'interno di un sistema elettrico. Questo infatti garantisce oltre ad un corretto esercizio della rete, cioè con elevata continuità d'esercizio, anche di minimizzare i problemi ai dispositivi causati da condizioni anomale della rete, quali guasti o altri tipi di disservizi. Il coordinamento ha quindi lo scopo di:

- garantire la sicurezza dell'impianto e delle persone che interagiscono con esso;
- identificare ed escludere in maniera repentina la più piccola porzione di rete interessata dal guasto in modo da ridurre il numero di interventi intempestivi che privano del servizio aree non interessate dal guasto;

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

- ridurre gli effetti che il guasto ha sulle parti “sane” dell’impianto, così come ridurre anche gli stress ai dispositivi e ai sistemi di isolamento, garantendo la continuità del servizio con livelli di power quality elevati;
- fornire al personale addetto alla manutenzione del sistema di riconoscere ed identificare il guasto nel minor tempo possibile, in modo da poter intervenire rapidamente nell’eliminare la causa del malfunzionamento e ripristinare l’esercizio della rete;
- garantire un ricalzo delle protezioni nel caso in cui la protezione adibita all’intervento non agisca nel modo corretto o non intervenga;
- raggiungere un compromesso tra affidabilità, semplicità ed economicità, in base alle caratteristiche peculiari del sistema.

Un sistema di protezione deve essere quindi in grado di coniugare al meglio i due differenti aspetti, spesso contrastanti, per cui è progettato: riconoscere il guasto ed in particolare la sua posizione per evitare degli scatti intempestivi che producano il fermo di una parte sana dell’impianto, ma allo stesso tempo agire il più rapidamente possibile nel caso in cui il guasto competa alla porzione di rete che gli compete, in modo da evitare danni agli utenti ad essa connessi e salvaguardare la continuità e la stabilità del sistema. A seconda di quale dei due aspetti sia privilegiato, tempestività dell’intervento o localizzazione del guasto, il sistema di protezione avrà delle caratteristiche differenti e questa scelta dipende tanto dal progettista quanto dalle esigenze del proprietario della rete.

Quando si parla di selettività del sistema si fa quindi riferimento alla possibilità di selezionare, ponendo fuori servizio, l’area affetta da guasto senza disalimentare le altre aree sane. In particolare la norma CEI EN 60947-1 definisce la *selettività di intervento (per sovracorrenti)* come il coordinamento fra le caratteristiche di funzionamento di due o più dispositivi di protezione di sovracorrente, tale che, al verificarsi di sovracorrenti entro i limiti stabiliti, il dispositivo destinato a funzionare entro tali limiti intervenga, mentre gli altri non intervengano. Si ha quindi selettività tra due interruttori in serie quando, per una sovracorrente che attraversa entrambi, l’interruttore a valle apre proteggendo il circuito mentre quello a monte rimane chiuso garantendo l’alimentazione al resto dell’impianto. La norma CEI EN 60947-2 fa una ulteriore distinzione di selettività: totale e parziale. La *selettività totale* è definita come la selettività di sovracorrente in cui, in presenza di due dispositivi di protezione di sovracorrente in serie, il dispositivo lato carico effettua la protezione senza causare l’intervento dell’altro dispositivo. Si può quindi parlare di selettività totale tra due dispositivi fintantoché la corrente di cortocircuito massima presunta della rete sia minore del valore più piccolo del potere di interruzione delle due protezioni. La *selettività parziale* invece è la selettività di sovracorrente in cui, in presenza di due dispositivi di protezione in serie, il dispositivo di protezione lato carico effettua la protezione fino ad un dato livello di sovracorrente, senza causare l’intervento dell’altro dispositivo. In questo caso quindi si ha selettività fino ad un certo valore di corrente, detto valore limite di selettività, mentre quando la sovracorrente supera tale valore la selettività non è più garantita. Si può notare come, se la corrente di cortocircuito massima della rete è minore del limite di selettività, allora si avrà selettività totale.

Al fine di descrivere al meglio i diversi tipi di selettività è bene andare a fare una distinzione tra le due diverse zone in cui le protezioni sono chiamate a lavorare: la zona di sovraccarico e quella di cortocircuito [40]. La zona di sovraccarico è la parte della curva di intervento della protezione compresa tra la corrente nominale di intervento e 8-10 volte questo valore, dove solitamente è chiamata ad intervenire la protezione termica degli sganciatori magneto-termici. Solitamente questa zona è associata ad un circuito sano sovraccaricato. La zona di cortocircuito invece è la parte di curva di intervento con correnti superiori ed è associata all’intervento dello sganciatore magnetico ed è relativa a condizioni di guasto. In Fig. 2.13 sono rappresentate le due diverse zone all’interno di una tipica caratteristica d’intervento di una protezione magneto-termica.

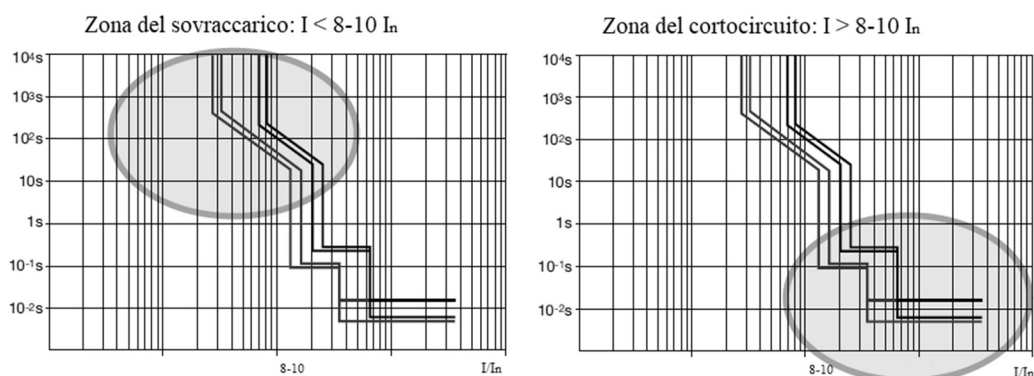


Fig. 2.13 - Zona di sovraccarico e cortocircuito nella caratteristica d'intervento di una protezione

Diversi sono i criteri di selettività che si possono utilizzare negli impianti. In particolare nella zona di sovraccarico solitamente si preferisce eseguire una selettività di tipo tempo-corrente, mentre nella zona di cortocircuito le tecniche di selettività previste dalla norma CEI 11-35 (ora CEI 99-4) sono: la selettività amperometrica, la selettività cronometrica, la selettività logica e combinata [40] [41].

#### 2.4.1 La selettività amperometrica

La selettività amperometrica è basata sul fatto che il circuito tra due protezioni successive possa presentare un relativamente alto valore di impedenza (dovuto alla presenza di un trasformatore o una linea molto estesa) e quindi si abbia una riduzione sensibile della corrente di cortocircuito allontanandosi dalla sorgente di potenza. Per ottenere una corretta selettività di tipo amperometrico si utilizzano delle protezioni di sovracorrente a scatto istantaneo o ritardato disposte alla partenza di ciascun tronco di linea. Le soglie di intervento di ognuna di esse sono regolate ad un valore inferiore al valore di cortocircuito minimo provocato da un guasto sulla sezione di impianto che compete a ciascuna e superiore al valore massimo della corrente di guasto al di là della zona sorvegliata. Si nota come il tempo d'intervento delle protezioni sarà uguale per tutte e solitamente non prevede un ritardo intenzionale. La soglia di intervento prende il nome di *soglia di selettività*  $I_s$ . Il vantaggio principale legato a questa tecnica è la semplicità di installazione, in quanto le temporizzazioni delle protezioni sono indipendenti<sup>4</sup>, e la riduzione dei tempi di intervento. Il problema principale legato a questo tipo di selettività è invece associato al fatto che, in questa configurazione puramente amperometrica, la protezione situata a monte potrebbe non garantire una funzione di rinalzo della protezione a valle, nel momento in cui questa incorresse in un malfunzionamento. Inoltre risulta molto difficile assicurare un corretto funzionamento e tarare in maniera opportuna le protezioni nel caso in cui le correnti di cortocircuito supposte non si riducano in modo considerevole tra una zona e l'altra. Per questo motivo questa tecnica è utilizzata soprattutto nella distribuzione terminale, dove si hanno bassi valori di corrente nominale e di cortocircuito oltre ad un'alta impedenza dei cavi.

<sup>4</sup> L'unico accorgimento è che il tempo di intervento della protezione a monte non debba essere maggiore di quello della protezione a valle

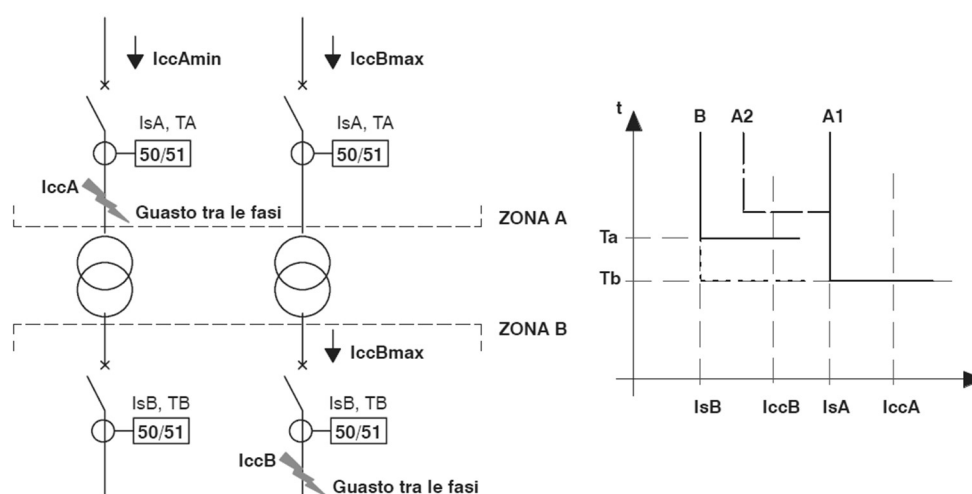


Fig. 2.14 - Tecnica di selettività amperometrica

## 2.4.2 La selettività cronometrica

Questo tipo di selettività è un'evoluzione della precedente. Infatti se le correnti di cortocircuito tra due diverse zone del sistema non fossero così diverse da poter applicare la selettività amperometrica, è possibile definire, oltre alle soglie di corrente, anche un tempo di intervento. Questa temporizzazione dovrà essere tale che per un dato valore di corrente essa provochi l'intervento della protezione dopo un intervallo di tempo definito, che permetta ad eventuali protezioni poste più vicine al guasto di intervenire, escludendo una area di guasto il più ridotta possibile. La protezione che interviene più lentamente dovrà quindi essere quella più vicina alla sorgente. La differenza dei tempi di funzionamento tra due protezioni successive è chiamato *intervallo di selettività* e dovrà tener conto: (i) del tempo di interruzione dell'interruttore a valle (~60ms); (ii) delle tolleranze della temporizzazione delle due protezioni in serie (~60ms); (iii) del tempo di inerzia delle protezioni (~20ms); (iv) di un margine di sicurezza (~50-100ms) [30]. Se quindi da un lato questa tecnica di selettività risulta essere piuttosto semplice, poco costosa oltre a garantire ottimi parametri di selettività e sicurezza (a causa della ridondanza delle protezioni a monte in caso di malfunzionamenti), la selettività cronometrica ha il grosso inconveniente di causare grossi stress ai dispositivi. Infatti al crescere del numero di protezioni presenti in cascata, il tempo di intervento nel punto più vicino alla sorgente, dove la corrente di cortocircuito è più alta, risulta essere elevato. Questo potrebbe essere incompatibile con la tenuta dei materiali o con le regolazioni di protezione a monte. Nel momento in cui si andasse quindi ad adottare questo tipo di selettività le condutture dovranno essere di sezione maggiore di quella che si avrebbe con tempi d'intervento minori. Questo tipo di coordinamento si adatta molto bene a reti di tipo radiale utilizzando intervalli di selettività dell'ordine di 0,25s [42].



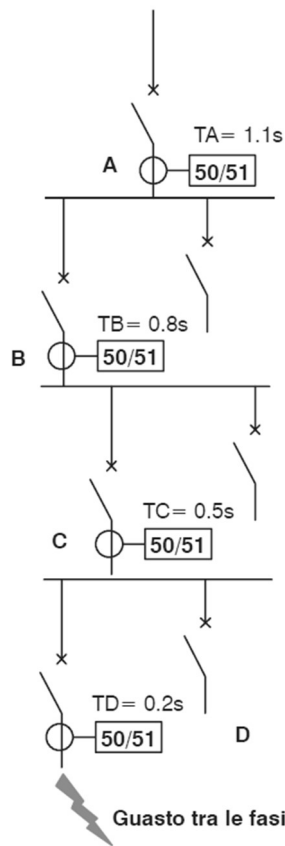


Fig. 2.15 – Tecnica di selettività cronometrica

### 2.4.3 La selettività logica

La selettività logica, detta anche selettività di zona, è un criterio introdotto solo in tempi recenti con l'avvento delle protezioni digitali per rimediare agli inconvenienti della selettività cronometrica riducendo il tempo di eliminazione del guasto in ogni punto dell'impianto. In generale si realizza tramite il dialogo tra i dispositivi di misura della corrente che, una volta rilevato il superamento della soglia di intervento, permette di identificare correttamente e di togliere alimentazione alla sola zona del guasto. Può essere realizzata in due modi [40]:

1. i dispositivi di misura inviano ad un sistema centrale le informazioni legate al superamento della soglia di corrente e quest'ultimo identifica poi le protezioni che devono intervenire;
2. ogni protezioni, nel caso in cui si verifichi il superamento della soglia di corrente, invia attraverso un collegamento diretto un segnale di blocca alla protezione a monte (rispetto alla direzione del flusso) e verifica che non sia già intervenuta la protezione a valle. Una volta fatto questo solo la protezione a monte del guasto interviene, separando la più piccola porzione di rete soggetta a guasto.

Nel caso in cui il sistema di trasmissione delle informazioni sia oggetto di malfunzionamenti, è previsto un limite alla durata del segnale di blocco logico della protezione a monte, in modo che dopo questo intervallo di tempo la protezione, nel caso in cui riscontri ancora il superamento della soglia di intervento, sia chiamata ad intervenire. Solitamente il limite che si imposta al segnale di blocco è ~100ms [40]. Con questa tecnica si supera il limite che si aveva in quella cronometrica, in quanto essa è indipendente dal numero di protezioni installate in cascata e in questo modo è possibile minimizzare i ritardi intenzionali delle protezioni. Inoltre, come nel caso precedente, essa permette anche la funzione di ricalzo in caso di malfunzionamenti delle protezioni o del sistema di comunicazione. Il maggior problema legato a questo criterio di coordinamento è di ordine economico: infatti esso necessita di un

sistema di trasmissione del segnale, che può risultare oneroso nel caso in cui le protezioni siano lontane. Questa tecnica perciò è utilizzata prevalentemente in sistemi con alti valori della corrente di cortocircuito, con esigenze particolari di continuità dell'esercizio che giustificano l'investimento fatto (e.g. quadri di distribuzione primaria immediatamente a valle di trasformatori e generatori).

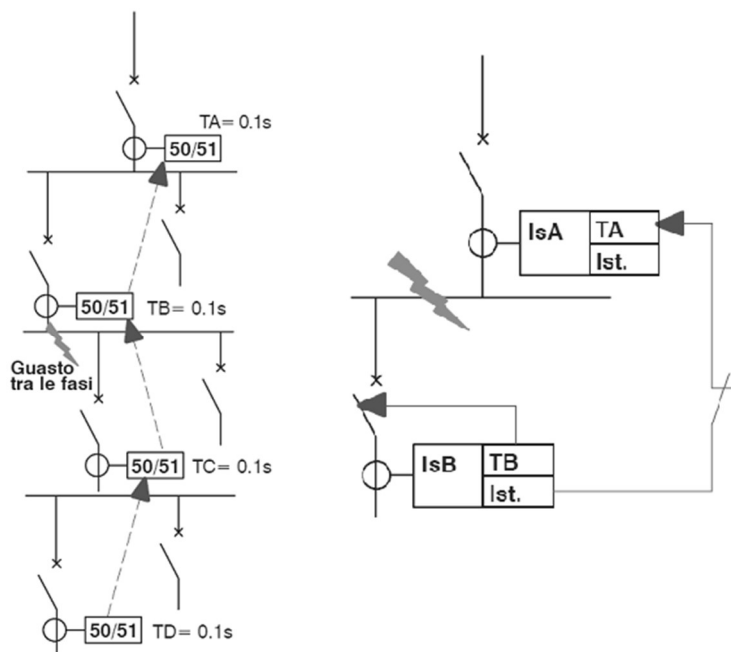


Fig. 2.16 - Tecnica di selettività logica

#### 2.4.4 La selettività combinata

La selettività combinata va ad integrare nella stessa tecnica diversi tipi di coordinamento in modo da assicurare i vantaggi delle diverse selettività, così da ottenere un sistema di protezione che abbia selettività totale e la funzione di rincalzo delle protezioni. In particolare si vanno ad integrare selettività amperometrica e cronometrica oppure selettività logica e cronometrica [40].

Nel primo caso, come si può notare dallo schema di funzionamento di Fig. 2.17, si ha selettività amperometrica tra la protezione A1 e B e cronometrica tra A2 e B. Infatti A1 è chiamata ad intervenire in tempi rapidi ( $T_{A1} < T_B$ ) per valori di corrente di cortocircuito maggiori della sua soglia di selettività ( $> I_{SA1}$  che a sua volta risulta maggiore della corrente di interruzione massima della protezione B), andando così a realizzare una selettività di tipo amperometrico. La protezione A2 invece è una protezione di sovracorrente a scatto ritardato, chiamata ad intervenire per correnti pari a quelle per cui è tarata la protezione B, ma con un ritardo intenzionale definito dato dal tempo di intervento della protezione A2 sommato all'intervallo di selettività  $\Delta T$ , andando quindi a realizzare una selettività di tipo cronometrico. In questo modo si riesce ad ottenere un criterio che assicuri selettività totale e il soccorso della protezione A in caso di guasto in B.

Nel secondo caso, rappresentato in Fig. 2.18, si ha selettività logica tra A e B e cronometrica tra A1 e B. Il funzionamento in esercizio prevede l'utilizzo della protezione A e B che, connesse tra loro tramite un sistema di comunicazione, garantiscono una selettività di tipo logico. Nel caso in cui però ci sia un malfunzionamento di A, la protezione A1 è chiamata ad intervenire dopo un intervallo di selettività  $\Delta T$  che la fa intervenire in un tempo  $T_B + \Delta T$  nel caso in cui la protezione B non intervenga. In questo modo quindi la selettività cronometrica ha una funzione di soccorso nel caso in cui venga a mancare il sistema di comunicazione.

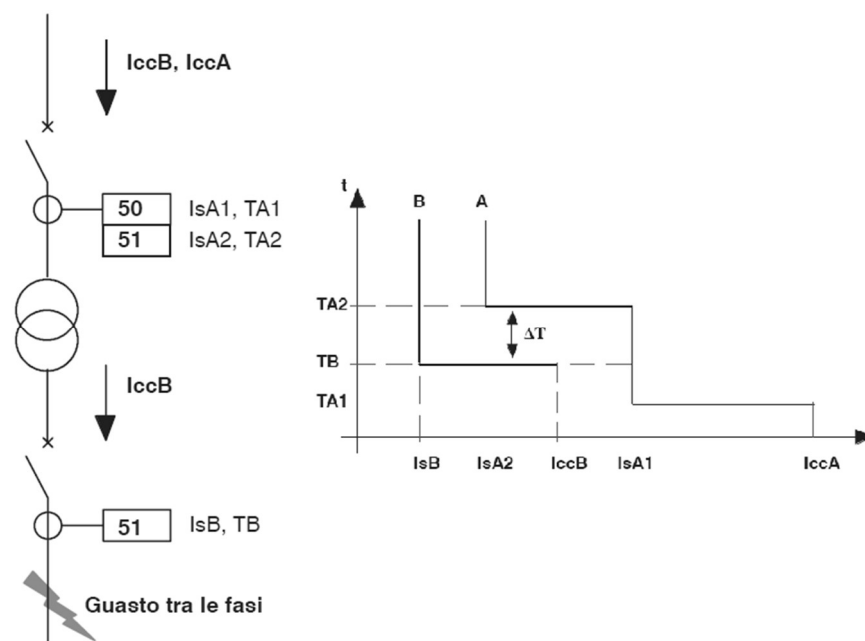


Fig. 2.17 - Tecnica di selettività amperometrica + cronometrica

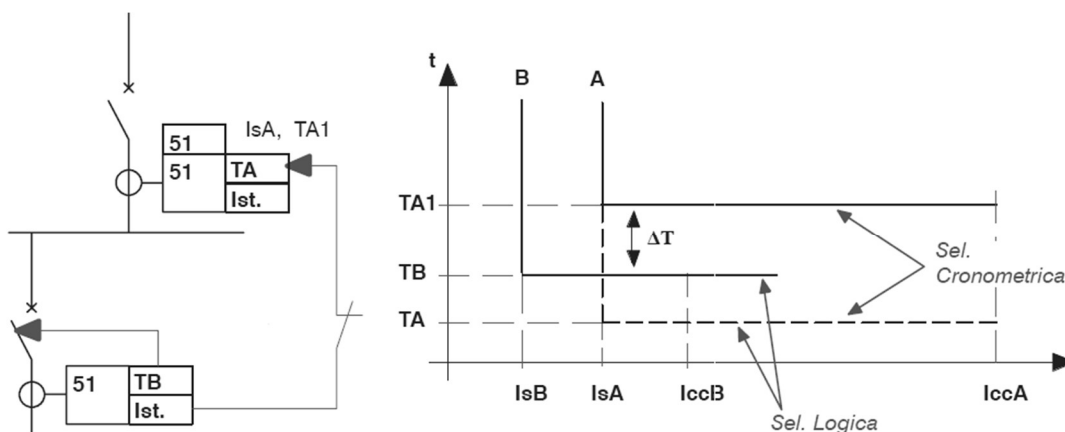


Fig. 2.18 - Tecnica di selettività logica + cronometrica

## 2.5 Le principali protezioni del sistema elettrico

### 2.5.1 ANSI21 – protezione distanziometrica

La protezione ANSI21 è una protezione che si basa sulla misura dell'impedenza vista da un punto della rete. Possiede una caratteristica di intervento circolare nel piano (R, X) a scatto ritardato ( $200\text{ms} < T < 300\text{s}$ ). Interviene quando l'impedenza della rete entra all'interno della caratteristica circolare d'intervento, cioè quando l'impedenza di rete cala. Da Fig. 2.19 si nota come ogni valore di impedenza calcolato prevede un blocco che previene gli scatti intempestivi associati alla diminuzione eccessiva della corrente nelle fasi oltre che alla possibilità di intervenire senza ritardo nel caso in cui si abbia un segnale di apertura proveniente da tutti e tre i blocchi. Questo tipo di protezione è usato soprattutto per la funzione di rinalzo. [43]

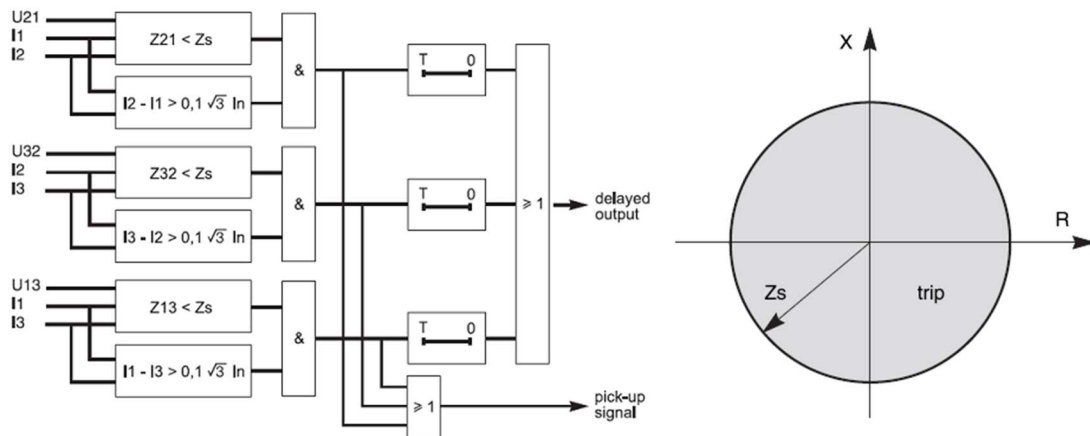


Fig. 2.19 - ANSI21: schema a blocchi e caratteristica d'intervento

### 2.5.2 ANSI27 – protezione di minima tensione

La protezione ANSI27 è una protezione contro i buchi di tensione che interessano una o più fasi, a seconda di come è connessa alla rete. Lo scopo di questa protezione è quello di controllare le singole tensioni di fase (stellate o concatenate) per rilevare i guasti di fase per un calo eccessivo della tensione. Questa quindi interviene quando la tensione scende sotto un determinato valore di soglia preimpostato in modo da causare il distacco automatico di carichi o disconnettere i generatori dalla rete in conformità con le norme. L'inserzione con la rete è diretta o indiretta tramite trasformatori di misura induttivi (TVL) o capacitivi (TVC). Come si può notare dallo schema a blocchi di Fig. 2.20 la protezione prevede anche un ritardo che può essere variato a seconda delle norme, può essere quindi a scatto istantaneo o ad azione differita. La norma CEI 0-21 sulla connessione degli utenti attivi e passivi alla rete prevede, per questo tipo di protezione, una doppia soglia di intervento [44]:

- 27.S1      soglia restrittiva a  $0.85 U_n$   
                 tempo di intervento 0.4 s
- 27.S2      soglia permissiva a  $0.4 U_n$   
                 tempo di intervento 0.2 s

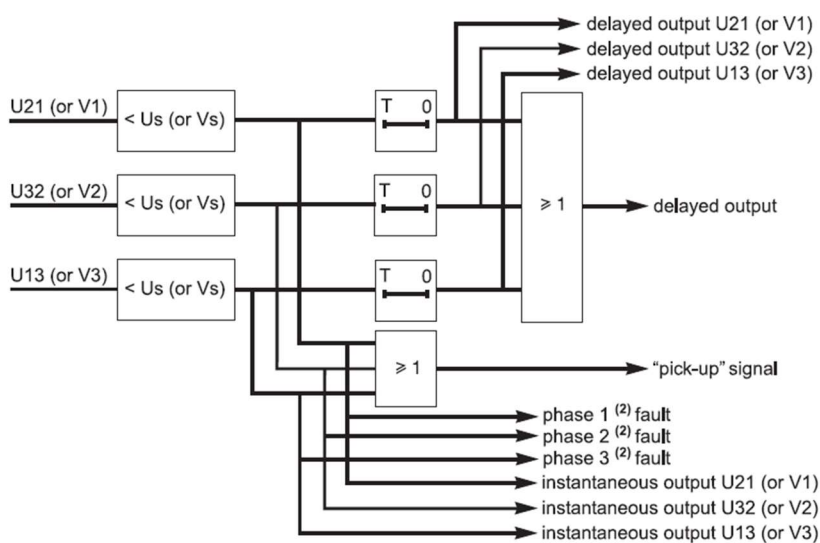


Fig. 2.20 - ANSI27: schema a blocchi

La protezione ANSI27N è la protezione di minima tensione in configurazione omopolare. Essa controlla la tensione di centro stella tramite misure a triangolo aperto o ai capi delle impedenze collegate ai centri stella. Questa protezione è utilizzata anche nelle macchine in quanto individua i guasti sull'isolamento verso terra andando a rilevare riduzioni eccessive della componente di terza armonica della tensione. Il suo funzionamento è disabilitato nel momento in cui il generatore produce una potenza molto ridotta o la tensione alla sequenza diretta non è sufficientemente elevata, mentre è chiamata ad operare, solitamente, quando la tensione misurata di terza armonica risulta essere minore dello 0.2% della  $E_n$ . La protezione 27N comunque sia non garantisce da sola la protezione di tali macchine e dovrà essere integrata con una protezione di massima tensione omopolare 59N o di massima corrente omopolare 51N per garantire una protezione completa. [43]

La protezione ANSI27D è una protezione di minima tensione alla sequenza diretta: è utilizzata soprattutto nei motori per individuare il guasto dovuto a valori di tensione di rete troppo bassi oppure dovuto alla presenza di sbilanciamento delle tensioni. Inoltre questa protezione è in grado di individuare la direzione della rotazione di fase: considera infatti che la direzione di rotazione sia ribaltata nel momento in cui la tensione di fase alla sequenza diretta sia minore del 10% di  $E_n$  (stellata) e la tensione concatenata sia maggiore dell'80% di  $U_n$ .

La protezione 27R invece è utilizzata per controllare che la tensione residua sostenuta da macchine rotanti sia nulla prima di re-energizzare la sbarra, in modo da evitare transitori eccessivi. Anche questa protezione è basata su una soglia di tensione minima (di fase o concatenata) che non può essere superata.

### 2.5.3 ANSI32 – protezione direzionale di potenza

La protezione ANSI32P, detta protezione direzionale di sovrappotenza attiva, interviene contro potenze inverse o sovraccarichi. Ha due funzionamenti basati sul calcolo del flusso di potenza attiva: il primo individua le produzioni eccessive di potenze associate a sovraccarichi e permette il distacco dei carichi (load shedding); il secondo, più specifico per le macchine, individua flussi di potenza di segno opposto per determinare quando un generatore sta lavorando come un motore o viceversa. La protezione si attiva quando il flusso di potenza in una direzione o nell'altra supera una determinata soglia. Il tipo di connessione alla rete varia in base alla configurazione, ma solitamente è basato sull'uso di due o tre wattmetri.

La protezione ANSI32Q ha un funzionamento analogo con la differenza che interviene in base ai valori assunti dalla potenza reattiva. In particolare, utilizzata per le macchine sincrone, è utilizzata per determinarne la perdita di campo. La curva di intervento è rappresentata in Fig. 2.21 e si nota come essa sia speculare, a meno dei valori di setpoint introdotti, a quella della protezione 32P. [43]

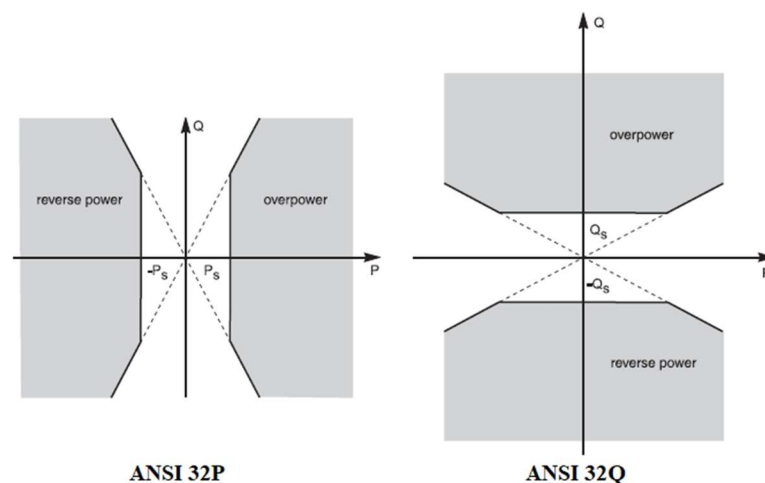


Fig. 2.21 - ANSI32: caratteristiche di intervento

### 2.5.4 ANSI50/ANSI51 – protezione di massima corrente

Le protezioni ANSI50 ed ANSI51 si occupano di proteggere il sistema da sovracorrenti e sovraccarichi, oltre che determinare la presenza di guasti, indipendentemente dal livello di tensione in cui sono inserite. Misurano la corrente delle tre fasi e si occupano di aprire il circuito quando la corrente supera i valori limite consentiti per un determinato tempo. Il suo intervento può essere a scatto istantaneo, nel caso della protezione 50, oppure ritardato, nel caso della protezione 51. Queste sono molto utilizzate negli impianti elettrici, soprattutto come protezioni di rincalzo andando ad inserire dei ritardi di intervento che permettono di avere una efficace selettività, in particolare sulle reti ramificate di distribuzione. Molto spesso le correnti di fase misurate sono filtrate in modo da considerare solo la componente alla frequenza fondamentale e rendere così la protezione insensibile ai transitori associati a guasti asimmetrici o all'instaurarsi di cortocircuiti. Per fare questo la protezione possiede un blocco basato sul valore di seconda armonica: questo permette infatti di posizionare la soglia di corrente massima vicino al valore nominale di corrente, per evitare ad esempio gli scatti intempestivi associati alle correnti di inserzione dei trasformatori, andando a misurare gli squilibri della corrente. Questo blocco viene attivato solo quando la corrente delle fasi è minore della metà della corrente di cortocircuito minima a valle del dispositivo. Lo schema a blocchi di tale protezione è mostrato in Fig. 2.22. Le protezioni 50 e 51 molto spesso prevedono soglie di corrente differenti a cui corrispondono tempi di risposta del dispositivo che variano a seconda della gravità dell'evento: per correnti molto elevate è previsto un distacco istantaneo, mentre per correnti più ridotte il tempo di intervento risulta più prolungato, in modo da evitare scatti intempestivi. [43] [45]

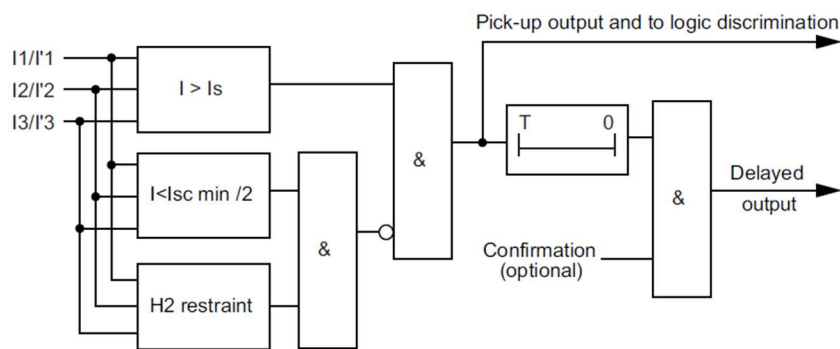


Fig. 2.22 - ANSI50/ANSI51: schema a blocchi

Le protezioni ANSI50N e ANSI51N invece sono quelle predisposte ad individuare eventuali guasti verso terra, andando a misurare la corrente alla sequenza omopolare. Tali protezioni sono previste di soglie di sensibilità diverse: si hanno versioni ad alta sensibilità con correnti di soglia nominali di 10÷30 mA, con scatto a tempo indipendente, oppure soglie a bassa sensibilità con correnti di soglia nominali di 0.3÷2 A, con possibilità di regolazione del tempo di intervento [46].

Le protezioni ANSI50V e ANSI51V sono dedicate alla protezione delle macchine contro cortocircuiti ravvicinati. Il dispositivo è chiamato ad intervenire nel momento in cui vengono a presentarsi dei guasti che causano un crollo della tensione e conseguentemente delle correnti di cortocircuito molto elevate. La soglia di corrente è quindi calcolata a partire dalla tensione concatenata minore che si ha nella rete garantendo quindi di avere una soglia “mobile” che permette un comportamento migliore della protezione. La caratteristica d'intervento sarà quindi variabile con tempi di risposta che possono essere selezionati punto per punto (Fig. 2.23). [45]

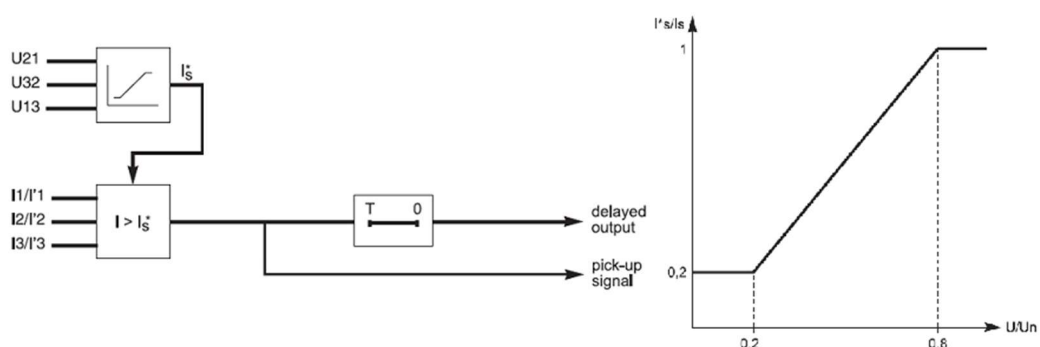


Fig. 2.23 - ANSI50V/ANSI51V: Schema a blocchi e caratteristica di soglia

### 2.5.5 ANSI59 – protezione di massima tensione

La protezione ANSI59 protegge gli utenti per le sovratensioni che possono verificarsi a causa di un brusco distacco dei carichi, un malfunzionamento del regolatore o durante funzionamento in isola. Solitamente presenta due soglie di intervento: una con intervento rapido in caso di sovratensioni importanti che possono provocare guasti all'isolamento, l'altra con tempi di risposta più lunghi in caso di piccole sovratensioni che possono essere risolte dal regolatore. La protezione prevede che possano essere controllate sia le tensioni stellate che concatenate, in base alla modalità di connessione dei dispositivi, così come avveniva per la protezione ANSI27. La norma CEI 0-21 prevede due soglie di massima tensione:

- 59.S1      soglia restrittiva a  $1.10 U_n$   
                 tempo di intervento variabile ( $< 603$  s)
- 59.S2      soglia permissiva a  $1.15 U_n$   
                 tempo di intervento  $0.2$  s

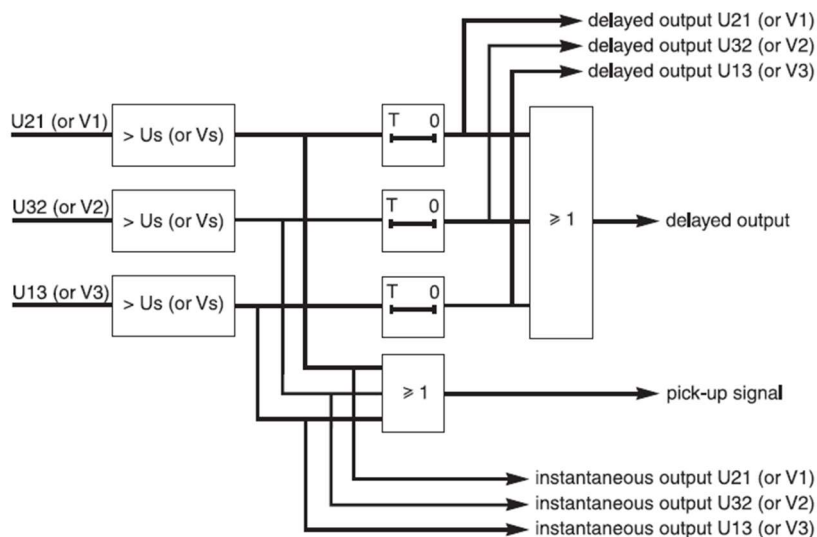


Fig. 2.24 - ANSI59: schema a blocchi

La protezione ANSI59N, similmente alla 27N, è adibita alla protezione contro i guasti verso terra. Misura la tensione alla sequenza omopolare al centro stella attraverso la somma vettoriale delle tensioni di fase. Dopodiché questo valore viene confrontato con un valore di soglia che, se superato, provoca lo scatto della protezione.

### 2.5.6 ANSI67 – protezione direzionale

La protezione ANSI67 è in grado di individuare guasti fase-fase e capire la direzione del guasto così da fare un'apertura selettiva, cioè intervenire solo nel caso in cui il guasto si verifichi a valle della protezione, andando a valutare la direzione del flusso di potenza. Il calcolo della direzione del guasto viene fatto andando a confrontare l'angolo di sfasamento tra i vettori di corrente e tensione misurati, motivo per il quale la protezione 67 necessita di due misure distinte: voltmetrica ed amperometrica. Il dispositivo quindi comprende una protezione di sovracorrente ed una di massima tensione, associate ad un componente di direzionalità: quando è soddisfatto il superamento della soglia impostata di tensione e corrente e quando lo sfasamento tra tensione e corrente è all'interno della zona di scatto, allora la protezione interviene aprendo il circuito. Le protezioni direzionali più usate sono di certo le protezioni direzionali di terra 67N. Queste sono in grado di proteggere il sistema dai guasti verso terra in modo selettivo. Per adattarsi a tale guasto ovviamente i dispositivi che vanno a formare la 67N devono essere in grado di misurare la componente alla sequenza omopolare delle grandezze in esame (in particolare corrente e tensione omopolare, integrando una protezione 51N e una 59N).

La 67N va quindi a compiere una misura della corrente residua omopolare tramite un toroide (51N) ed una misura della tensione residua tramite tre trasformatori TV connessi a triangolo aperto (59N). Una volta fatto questo calcola la potenza attiva alla sequenza omopolare  $P_0$ . Se le due grandezze risultano maggiori di determinate soglie e l'angolo della corrente di guasto risulta all'interno di un intervallo predeterminato la protezione interviene. La taratura della protezione dipende dalle scelte operate dal distributore, ma in ogni caso essa presenta due soglie: una per neutro compensato ed una nel caso di neutro isolato perché, nonostante il funzionamento sia a neutro compensato, in caso di manutenzione il neutro potrebbe essere esercito isolato da terra. Enel nelle specifiche DK5600 fornisce valori di  $U_0$  massima come valori primari (cioè corrispondenti al secondario dei TV), che sono quelli utili a tarare la protezione (altri distributori invece forniscono i valori secondari). Dalla tabella di taratura di protezione generale si notano due soglie: una a 2V (per la 67N.S1, cioè quella nel caso di neutro isolato) ed una a 5V (per la 67N.S2, cioè quella nel caso di neutro compensato). Se siamo in presenza di un sistema a 20 kV, questi valori corrispondono a tensioni omopolari nel sistema pari rispettivamente a 231V e 577V. Per quanto riguarda gli angoli, Enel definisce il settore di intervento mediante il primo angolo e il secondo angolo considerati positivo in ritardo rispetto alla tensione residua (altri distributori invece preferiscono definire la bisettrice del settore e la semiampiezza del settore). Per la protezione 67N.S1 si avrà un settore compreso tra 60° e 120°, mentre per la 67N.S2 tra 60° e 250°. Ricapitolando quindi si ha:

- 67N.S1 (neutro isolato): 2 V (231 V), 2A, 60°-120° (con ritardo di 0.17s)
- 67N.S2 (neutro compensato): 5 V (577 V), 2 A, 60°-250° (con ritardo di 0.45s)

TARATURA DELLA PROTEZIONE GENERALE - tabella 2				
Descrizione Protezioni <sup>(1)</sup>	Soglie di intervento		Tempo di eliminazione del guasto <sup>(2)</sup>	Note
I> (51.S1) alfa	0,02 (2)			
I> (51.S1) beta	0,14 (2)			
I> (51.S1) K	0,12 (2)			
I> (51.S1)	≤ 118 A (2) (3)		Tempo dip. NIT	richiusure escluse
I>> (51.S2)	≤ 250 A (3)		0,500 s	richiusure escluse
I>>> (50.S3)	≤ 600 A (3)		0,120 s	richiusure escluse
I <sub>0</sub> >> (51N.S2)	250 A (3)		0,170 s	richiusure escluse
	$\sqrt{V_0}$ <sup>(4)</sup>	$I_0$ <sup>(3)</sup>	$\phi$ <sup>(5)</sup>	
67N.S1 (NI)	≤ 231 V	≤ 2 A	(60-120)°	0,170 s richiusure escluse
67N.S2 (NC)	≤ 577 V	≤ 2 A	(60-250)°	0,450 s richiusure escluse
<b>In alternativa all'attivazione della soglia I&gt; (51.S1) come indicato in tabella, può essere impostata la soglia I&gt;&gt; (51.S2) al valore ≤ 215 A anziché ≤ 250 A.</b>				

Fig. 2.25 - ENEL taratura di protezione generale dotata di protezione direzionale di terra (tabella 2)



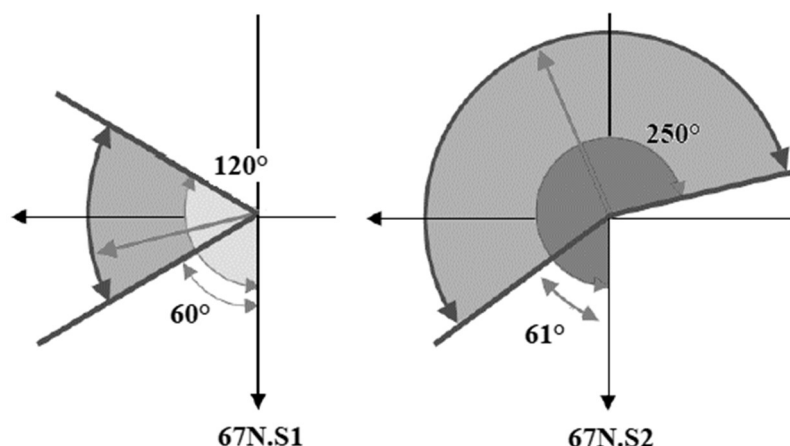


Fig. 2.26 - ANSI67N: settori di intervento

La protezione utilizzata nel caso di neutro isolato è detta anche varmetrica, in quanto in questo caso la potenza risulta essere capacitiva, mentre nel caso di neutro compensato il settore d'intervento corrisponde a potenze attive, che possono essere rilevate da protezioni wattmetriche.

Si può notare che sarà necessaria anche una terza soglia di guasto a terra che interviene nel caso di doppio guasto a terra, cioè con corrente resistiva che non può essere rilevata dai settori angolari delle due soglie direzionali. In questo caso la protezione, tarata per 250 A con ritardo di 0.1 s, dovrà essere adirezionale.

### 2.5.7 ANSI81 – protezione di frequenza

La protezione ANSI81 è predisposta per controllare la frequenza di rete o di macchina e nel caso essa superi una banda predeterminata, la protezione interviene andando a staccare la macchina dalla rete. Le variazioni di frequenza sono da attribuire nella maggior parte dei casi a fluttuazioni di carico oppure ad un cattivo funzionamento del regolatore di velocità del motore prima. La protezione 81 prevede la definizione di quattro distinti valori di soglia per permettere una elevata adattabilità nel funzionamento: in genere due valori sono delle soglie di frequenza minima e gli altri due rappresentano invece soglie di massima frequenza. La norma CEI 0-21 prevede due bande differenti: una restrittiva (81.S1) ed una permissiva (81.S2), che permette di operare con scarti maggiori di frequenza così da superare situazioni transitorie senza compromettere la stabilità dell'intero sistema. I valori di taratura previsti dalla norma sono mostrati nella Tab. 2.3.

	$f_{MAX}$ [Hz]	$T_{MAX}$ [s]	$f_{min}$ [Hz]	$T_{min}$ [s]
<b>81.S1</b>	50.5	0.1	49.5	0.1
<b>81.S2</b>	51.5	0.1 (oppure 1)	47.5	0.1 (oppure 4)

Tab. 2.3 - ANSI81: taratura soglie secondo la norma CEI 0-21

La protezione ANSI81R si propone di controllare invece variazioni rapide di frequenza  $df/dt$  (Rate Of Change Of Frequency – ROCOF). In questo modo tale protezione è in grado di disconnettere in maniera molto rapida la sorgente o il carico (load shedding). Questa protezione è complementare alla protezione 81 tradizionale e viene attivata quando la tensione di rete (da cui si ottiene la misura di frequenza) è maggiore del 50% della  $U_n$  e la frequenza è compresa tra 42.4 Hz e 56.2 Hz. In Fig. 2.27 è mostrato come questa protezione viene integrata alla protezione di massima e minima frequenza, garantendo maggiore sicurezza per il sistema e gli utenti ad esso connessi.

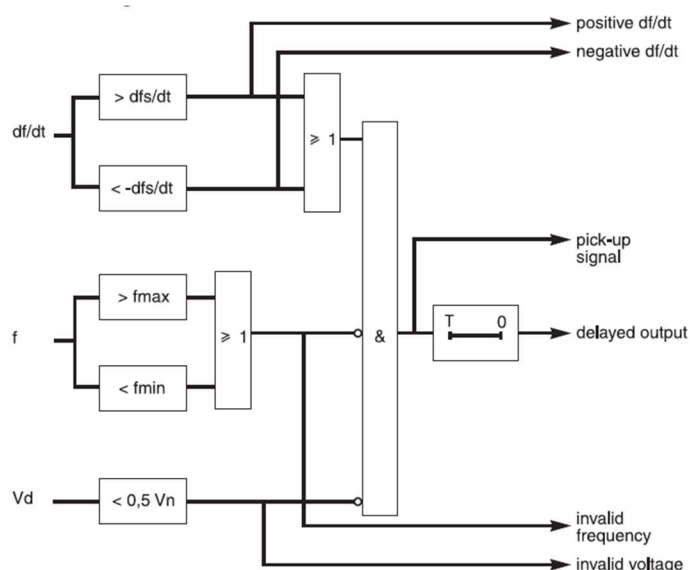


Fig. 2.27 - ANSI81R: schema a blocchi

### 2.5.8 ANSI87L – protezione differenziale

La protezione ANSI87L, detta protezione differenziale di macchina, consente di proteggere parti di un impianto andando a controllare la differenza di una grandezza in due punti distinti del sistema: se la differenza risulta essere diversa da zero (o diversa da un valore atteso) la protezione è chiamata ad intervenire. Quando la *corrente differenziale*  $I_{\Delta}$  risulta essere diversa da zero allora significa che sarà avvenuto un guasto al dispositivo (o parte di impianto) compreso tra i due trasformatori di misura e quindi il differenziale sarà chiamato ad aprire il circuito. Dallo schema di Fig. 2.28 si capisce come questa protezione sia in grado di differenziare i casi in cui il guasto interessi la parte di impianto protetta o meno. In particolare nel caso a) si ha che pur essendo presente un guasto in prossimità del differenziale, questo non interverrà perché pur variando la corrente a causa del guasto, la variazione sarà uguale al trasformatore 1 quanto al 2, per cui la differenza delle due grandezze sarà nulla. Nei casi b) (guasto interno monoalimentato dal lato del trasformatore 1) e c) (guasto interno bialimentato) invece, in cui si ha un guasto nella parte di impianto controllata dalla protezione, la differenza assumerà un valore diverso da zero e la protezione interverrà aprendo il circuito. Gli inconvenienti legati a questo tipo di protezione sono legati al fatto che la sensibilità con cui vengono realizzate le misure e successivamente il controllo delle grandezze dovranno essere molto accurati per poter prevenire scatti intempestivi del dispositivo. Se inoltre la parte dell'impianto che si va a proteggere è piuttosto estesa, si introdurrà anche un problema associato alla comunicazione tra i trasduttori e il sistema di controllo della protezione. Altro fatto che è necessario considerare quando si va ad utilizzare una protezione differenziale è che i trasformatori di misura non siano soggetti a saturazione: fatto che potrebbe causare sia scatti intempestivi della protezione sia mancati interventi. Per tener conto delle cause di errore che potrebbero occorrere a causa della scarsa sensibilità e precisione dei trasformatori (il cui errore cresce all'aumentare della corrente misurata) la caratteristica di intervento della protezione 87 non sarà tarata su una soglia costante, ma sarà invece variabile, in modo tale che al crescere della corrente passante il margine di errore ammissibile possa essere maggiore. Per fare questo oltre alla corrente differenziale  $I_{\Delta}$ , si calcola anche la *corrente passante*  $I_m$  [24]. Fatto questo è possibile andare ad aumentare la soglia di corrente differenziale all'aumentare del valore della corrente passante, che risulta proporzionale alla corrente di guasto nel caso di guasto esterno, aumentando così la stabilità della protezione, in particolare in caso di guasti esterni.

$$I_{\Delta} = k_2 I_2 - k_1 I_1 \quad (2.5)$$

$$I_m = \frac{k_2 I_2 + k_1 I_1}{2} \quad (2.6)$$

Dalla caratteristica di intervento di Fig. 2.29 si nota come esistano due soglie: la prima soglia di corrente differenziale  $I_{\Delta >}$  al di sotto della quale non si ha alcun intervento e una seconda  $I_{\Delta >>}$  al di sopra della quale si ha uno scatto della protezione indipendentemente dal valore assunto dalla corrente passante. Tra queste due soglie è compreso un tratto con una certa pendenza in cui al crescere della corrente passante si ha che la corrente differenziale necessaria per far intervenire la protezione è maggiore.

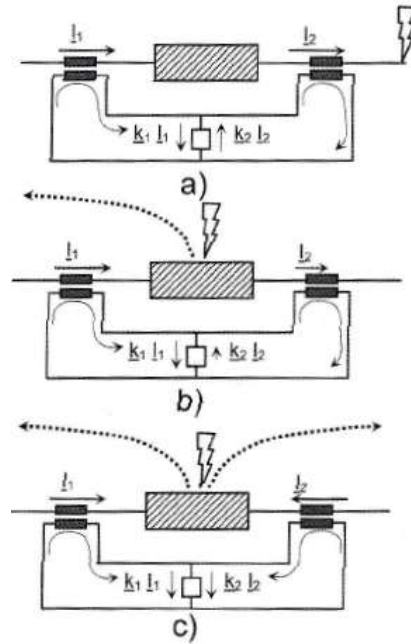


Fig. 2.28 - ANSI87: Schema di funzionamento

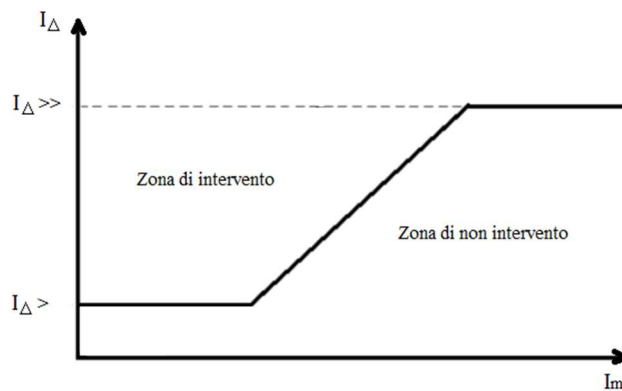


Fig. 2.29 - ANSI87: caratteristica di intervento



### 3 IL SISTEMA DI PROTEZIONE SU RETE IN ISOLA

Come si è visto nel Capitolo 1 lo sviluppo delle microgrid comporta molti vantaggi, in particolare dal punto di vista economico (in risposta alla liberalizzazione del mercato) ed ambientale, per far fronte alle necessità imposte anche dagli accordi internazionali. Questo però ha creato nuove sfide dal punto di vista della gestione delle reti. Una delle più importanti è l'integrazione di un sistema di protezione che funzioni correttamente sia quando la microgrid è connessa alla rete che quando lavora in isola. Infatti un sistema di protezione convenzionale, tipico di un sistema di distribuzione passivo, non è più efficace nel caso di una rete attiva, come quella delle reti che possono lavorare in isola. Le protezioni infatti devono essere in grado di rispondere ai guasti tanto nella rete di distribuzione, andando ad isolare la microgrid da eventuali disturbi che potrebbero interessarla, quanto a quelli nella microgrid stessa andando ad isolare il guasto nel modo più selettivo possibile, minimizzando così i disturbi agli utenti. Le maggiori sfide che un sistema di protezione di una microgrid deve essere in grado di fronteggiare sono: flussi di potenza bidirezionali, frequenti cambi di configurazione della rete, basse correnti di cortocircuito nel caso di funzionamento in isola, difficoltà nell'operare con selettività e sensibilità adeguate, etc. [47]

Con l'integrazione dei DGs si è visto come i flussi di potenza all'interno di una rete possano risultare bidirezionali. Questo influisce notevolmente sul funzionamento del sistema di protezione, in quanto l'ampiezza e la direzione delle correnti di guasto possono risultare molto diverse in base al fatto che la microgrid stia erogando piuttosto che assorbendo potenza dalla rete esterna. Oltre alla presenza di flussi di potenza di segno opposto, anche le caratteristiche delle correnti di guasto che si possono instaurare in una microgrid, sono affette dalla configurazione con cui sta operando. Il passaggio dal funzionamento "grid-connected" a quello "grid-disconnected" comporta un cambiamento notevole dell'ampiezza, direzione e durata delle correnti di corto nonché dell'impedenza di rete, causando problemi sia di sensibilità che di selettività alle protezioni di sovracorrente e distanziometriche. La presenza di generazione distribuita inoltre, come si vedrà in seguito, influisce notevolmente anche sui profili di tensione della microgrid, causando malfunzionamenti delle protezioni di tensione. [48]

#### 3.1 I problemi delle protezioni standard nelle reti in isola

I problemi che si possono avere nel sistema di protezione standard, progettato per la rete di distribuzione usuale, sono molteplici e si differenziano in base al tipo di protezione analizzata. I problemi usuali che si possono avere sono: il "blinding" delle protezioni (cioè il mancato riconoscimento del guasto), scatti intempestivi e problemi relativi al coordinamento delle protezioni.

##### 3.1.1 Protezioni di massima e minima tensione

Uno dei principali problemi per le protezioni basate sulla misura della tensione è la presenza di un elevato numero di generatori distribuiti. Questi infatti influiscono sul profilo della tensione lungo la linea di distribuzione. Tralasciando quindi il tema della qualità del servizio fornito, la presenza dei DGs può provocare delle variazioni di tensione  $\Delta U$  che dipendono dalla quantità di potenza erogata dal generatore. In particolare questa variazione di tensione può essere espressa come:

$$\Delta U \approx \frac{P_{DG}R_{Th} + Q_{DG}X_{Th}}{U_n}$$

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE SU RETE IN ISOLA

dove:  $P_{DG}$  e  $Q_{DG}$  sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva erogata dal generatore,  $R_{Th}$  e  $X_{Th}$  sono i parametri dell'impedenza della rete (considerando il circuito di Thevenin equivalente) ed  $U_n$  è la tensione nominale di rete. In base ai valori della potenza erogata quindi avremo delle tensioni che possono essere maggiori o minori rispetto a quella attesa. Ad esempio, dalla Fig. 3.1, si nota come la caduta di tensione sia molto diversa nel caso senza generatore (linea continua) rispetto al caso con generatore distribuito connesso (linea tratteggiata). Nel secondo caso infatti, il DG va ad alimentare i carichi connessi alla stessa sbarra e contribuisce alla fornitura di potenza dei carichi a valle. In questo modo la corrente  $I_{23}$  risulta essere molto minore rispetto al caso senza DG e ne consegue che la caduta di tensione è più contenuta. Nel caso in cui la corrente  $I_{dg}$  sia maggiore della somma di  $I_{12}$  ed  $I_{13}$ , si ha addirittura una inversione del flusso di potenza verso la rete, andando ad accentuare questo fenomeno. Quindi se la generazione distribuita può essere molto vantaggiosa dal punto di vista della qualità del servizio, allo stesso tempo comporta delle difficoltà nella taratura delle protezioni di massima e minima tensione, perché in base alla quantità di DGs presenti in rete e da come sta operando la microgrid, avremo dei profili di tensione molto differenti. Si possono avere quindi sia scatti intempestivi, dovuti alla connessione e/o disconnessione della generazione distribuita, che perdite di sensibilità delle protezioni, che non riusciranno ad individuare un guasto a causa dell'azione regolatrice del generatore. Se nella rete di distribuzione questo problema può essere contenuto a causa della connessione alla rete principale, lo stesso non vale nelle reti in isola, che essendo più deboli e con una elevata penetrazione di carichi, sono più soggette a sbalzi di tensione.

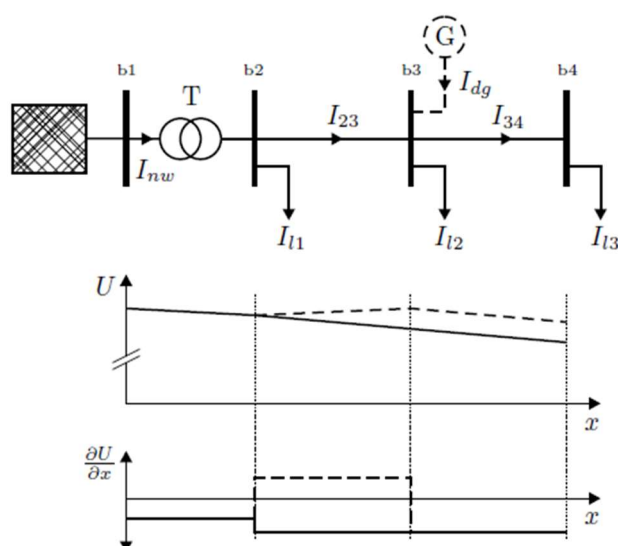


Fig. 3.1 – Profili della tensione di linea con e senza presenza di DG

Un altro elemento da considerare è che nella rete di distribuzione parte della regolazione della tensione viene svolta dai trasformatori variatori a vuoto che, modificando il loro rapporto di trasformazione, sono in grado di mantenere la tensione di linea entro i valori prescritti dalla norma. La modifica del rapporto di trasformazione però deve essere fatta a vuoto, andando a selezionare le tacche adeguate, perciò la regolazione non potrà essere fatta tempestivamente considerando il contributo dato dal generatore. In questo modo quindi la regolazione del variatore a vuoto non potrà essere fatta in modo ottimale. [48] Le protezioni di tensione, oltre ad essere sensibili a piccole variazioni di potenza, in particolare su reti deboli come le microgrid, sono poco adatte per la protezione contro guasti ad alta impedenza (High Impedance Faults – HIFs). Infatti in questo caso le correnti di guasto che si vengono a generare sono ridotte, di conseguenza la variazione di tensione che si viene a generare è piuttosto limitata, causando delle difficoltà per la protezione nella rilevazione del guasto. [49]

### 3.1.2 Protezioni di massima corrente

La protezione di massima corrente è una delle tipologie di protezioni più utilizzate nei sistemi elettrici, perciò un sistema di protezione di una microgrid che fosse in grado di integrare questi dispositivi, già presenti negli impianti, riuscirebbe a ridurre notevolmente i costi di installazione. Tuttavia anche queste protezioni, all'interno di una microgrid, presentano notevoli problemi di sensibilità e selettività.

Innanzitutto uno dei problemi associati all'uso di protezioni di massima corrente è che i dispositivi elettronici di interfaccia dei DGs hanno una limitazione nella corrente massima erogabile di circa due volte la corrente nominale [50]. Questo fa sì che le correnti di guasto siano limitate dalla capacità degli inverter di interfaccia, compromettendo così il corretto intervento delle protezioni di sovracorrente tradizionali che solitamente sono tarate per valori di corrente più elevati. Questo ha due conseguenze: la prima è la mancata protezione dei convertitori, che nel caso dovessero essere sostituiti sarebbero anche pericolosi per il personale addetto alla manutenzione; il secondo è il mancato intervento per isolare ed estinguere il guasto. [51]

Come già visto, uno dei principali problemi delle protezioni in una microgrid è il blinding. Si prenda ad esempio lo schema di Fig. 3.2 in cui troviamo un generatore connesso alla linea in un punto compreso tra la sottostazione, dove è installata la protezione di massima corrente, e il punto di guasto.

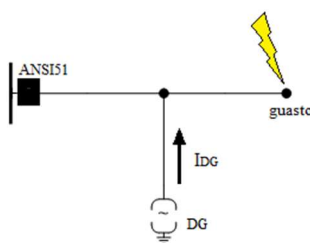


Fig. 3.2 - Blinding della protezione di massima corrente

In questo caso il contributo del generatore alla corrente di guasto, fa sì che la corrente di cortocircuito che attraversa la protezione di massima corrente sia piuttosto ridotta. Questa situazione, che è tanto più frequente quanto è più alto l'indice di penetrazione della generazione distribuita nella rete, compromette lo scatto dell'interruttore e quindi l'isolamento e l'estinzione del guasto. [52]

Un altro problema tipico delle protezioni di massima corrente in questa configurazione della rete è l'elevato rischio di scatti intempestivi. Si faccia questa volta riferimento al caso presentato in Fig. 3.3 in cui abbiamo un guasto su un ramo della microgrid esterno a quello del DG.

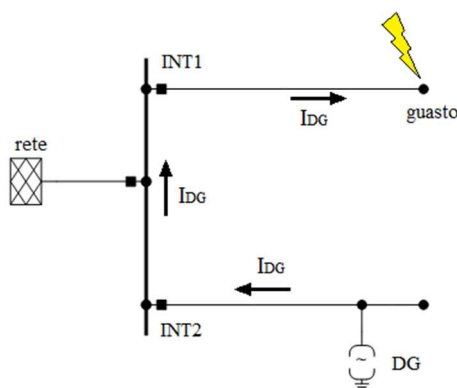


Fig. 3.3 – Scatto intempestivo della protezione di massima corrente

Come si vede da Fig. 3.3 la corrente che il DG è chiamato ad erogare per sostenere la corrente di guasto, esce dal ramo passando per l'interruttore INT2 e poi si richiude nel guasto, passando per INT1. Se la

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE SU RETE IN ISOLA

$I_{DG}$  è abbastanza elevata si ha quindi lo scatto di entrambi gli interruttori, che vanno ad isolare, oltre che il ramo guasto, anche il ramo sano dov'è presente il DG. [52]

Un ulteriore problema delle protezioni di massima corrente in una rete in isola è l'impatto che la generazione distribuita ha sul coordinamento della richiusura degli interruttori. Se, ad esempio, facciamo riferimento allo schema di Fig. 3.4 in cui abbiamo un fusibile a valle del DG, posizionato in un ramo protetto da un interruttore richiudibile (RC), notiamo come la corrente che circola all'interno del fusibile può risultare molto più grande di quella che passa per il RC a causa del contributo dato dal DG. In questo modo posso avere l'intervento del fusibile anche in caso di guasti temporanei che potrebbero essere estinti con una richiusura automatica, che però non viene attivata in quanto la corrente che passa per il RC è al di sotto della sua soglia di intervento. Questo problema assume una grande rilevanza alla luce del fatto che quasi l'80-85% dei guasti in una rete di distribuzione MT risultano essere temporanei. [51] [53]

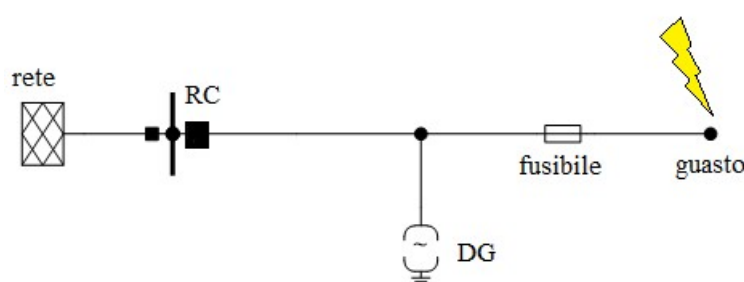


Fig. 3.4 - Problemi di coordinamento per la protezione di massima corrente

### 3.1.3 Protezioni differenziali

Una delle principali protezioni che possono funzionare indipendentemente dal valore della corrente che circola nelle linee è la protezione differenziale. Essa infatti basandosi sulla misura di corrente ai capi della zona protetta, non è influenzata dal valore e dalla direzione dei flussi di potenza. Questo gli permette, a differenza delle altre tipologie di protezioni, di avere una notevole sensibilità anche durante guasti ad impedenza elevata (HIFs). Nonostante questo però la sua applicazione in una microgrid ha delle controindicazioni. Innanzitutto per poter funzionare necessita di un sistema di comunicazione che garantisca un funzionamento continuo, senza quindi incorrere in malfunzionamenti o interruzioni del servizio, che comprometterebbero il funzionamento di tutto il sistema di protezione andando ad influire anche sul coordinamento dei diversi dispositivi. Inoltre con questo sistema di protezione si ha la necessità che ogni terminale di linea sia protetto da una protezione differente e questo comporta dei costi elevati per il gestore. Oltre a questi problemi di natura economica, la protezione differenziale necessita di trasformatori di misura che siano molto precisi, facciano misure sincronizzate e non vadano a saturazione, evento che ne comprometterebbe il funzionamento. Inoltre questo tipo di dispositivo è soggetto anche a scatti intempestivi, in particolare durante i transitori di connessione o disconnessione dei generatori distribuiti all'interno della microgrid o nel caso di protezione di carichi squilibrati. [49]

### 3.1.4 Protezioni distanziometriche

Un altro tipo di protezione molto diffuso nei sistemi elettrici sono quelle che si basano sulla misura dell'impedenza o dell'ammettenza di rete. Per questo motivo negli anni anche queste sono state prese in esame per valutarne il comportamento in un sistema che potesse funzionare sia in isola sia connesso alla rete. Le protezioni distanziometriche hanno innanzitutto il vantaggio che anch'esse, così come le protezioni differenziali, non dipendono direttamente dal valore delle correnti di cortocircuito che si instaurano nel sistema, perciò non hanno tutti i problemi tipici delle protezioni di massima corrente. Tuttavia sono soggette ad altre problematiche. Innanzitutto uno dei problemi tipici di questo tipo di protezioni è che, in particolare in linee corte come quelle di una microgrid, l'impedenza di rete ha



un'influenza notevole nel riconoscimento del guasto, perciò si potrebbero avere delle considerevoli diminuzioni di sensibilità del sistema di protezione. Per questo un sistema di protezione di questo tipo dovrebbe prevedere almeno un canale di comunicazione discreto, che sia in grado di informare i dispositivi ad esso connessi del passaggio o meno in isola, in modo da tarare adeguatamente le soglie di intervento (in quanto i valori di impedenza di rete sarebbero molto diversi tra un caso e l'altro). Inoltre se si ha un generatore posto tra il punto di guasto e la protezione, il DG andrebbe ad alimentare il guasto. Questo sarebbe in grado di sostenere la tensione a livelli più alti di quelli che si avrebbero in assenza di sorgente e ridurrebbe in modo più o meno considerevole la corrente di guasto misurata dalla protezione distanziometrica. In questo caso quindi la protezione rileverebbe una impedenza maggiore e andrebbe a posizionare il guasto in un punto della rete molto più lontano di quello reale, causando quindi il mancato intervento dell'interruttore. [49] Questo risulta chiaro nel momento in cui andiamo a considerare il circuito di Fig. 3.5, dove si ha una protezione distanziometrica  $I_{ED1}$  che è predisposta alla protezione della porzione di rete che comprende le linee A e B, le cui impedenze sono rispettivamente  $Z_A$  e  $Z_B$ .

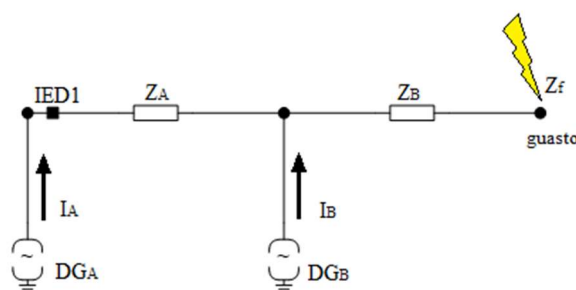


Fig. 3.5 - Errore di localizzazione del guasto protezione distanziometrica

Se andiamo a valutare la tensione misurata dalla protezione distanziometrica si ha:

$$U_{IED1} = Z_A I_A + Z_B (I_A + I_B) + Z_f (I_A + I_B)$$

da cui si ricava il valore dell'impedenza calcolata dalla protezione:

$$Z_{IED1} = \frac{U_{IED1}}{I_{IED1}} = Z_A + Z_B + Z_f + (Z_B + Z_f) \frac{I_B}{I_A}$$

L'ultimo termine della precedente espressione rappresenta l'errore della protezione dovuto alla presenza di generazione tra la sua posizione ed il punto di guasto. Si nota come l'errore fatto sia tanto più grande quanto maggiore è la corrente erogata dal  $DG_B$ . Quindi maggiore sarà il grado di penetrazione dei DGs, maggiore sarà il rischio di errori da parte delle protezioni nell'individuazione corretta del guasto [54]. Inoltre essendo che la corrente di guasto che possono fornire i dispositivi elettronici, i quali rappresentano le tipiche interfacce dei DGs nelle reti in isola, è molto limitata, questo errore può essere ulteriormente amplificato dal fatto che la  $I_A$  alle spalle della protezione può avere un valore piuttosto piccolo. Il caso limite si ha nel momento in cui non si hanno DGs connessi alla rete posti alle spalle della protezione. In questa configurazione la protezione non sarà nemmeno in grado di intervenire, perché non essendo percorsa da corrente, vedrà una impedenza di rete infinita ( $I_{IED} = 0$ ), che impedirà lo scatto dell'interruttore. Questo fenomeno è rappresentato in Fig. 3.6. In questo caso si vede come la protezione  $I_{ED1}$ , non avendo dei DGs alle sue spalle che alimentino il guasto, sarà percorsa da una corrente  $I_{IED1}$  nulla e quindi non interverrà nell'apertura dell'interruttore ed estinzione del guasto. Questo fenomeno naturalmente sarà tanto più raro, quanto più elevato sarà il grado di penetrazione della generazione distribuita all'interno della microgrid.

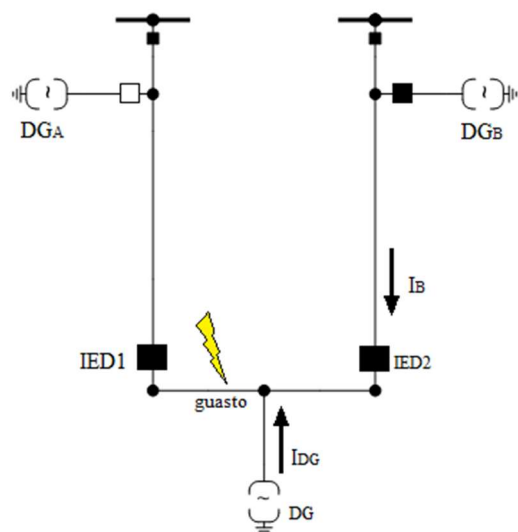


Fig. 3.6 - Blinding della protezione distanziometrica

## 3.2 Sistemi di protezione proposti in letteratura

La protezione di una microgrid è uno dei problemi principali nella progettazione di una rete. Come si è visto in 3.1 infatti il sistema di distribuzione tradizionale ha la necessità di essere adattato per il funzionamento in isola per mantenere una sensibilità ed una affidabilità adeguate alle richieste degli utenti. Infatti dato che in una microgrid il funzionamento in isola potrebbe durare anche per tempi prolungati, un sistema di protezione adeguato assume una importanza fondamentale, in particolare contro i guasti fase-terra, dove l'individuazione del guasto può essere critico. Inoltre il sistema di protezione deve essere in grado di intervenire in tempi rapidi per evitare problemi a carichi sensibili e generatori che sono collegati alla rete. Le sfide a cui sono sottoposte le protezioni perciò, in particolare nelle microgrid con una elevata penetrazione di generatori interfacciati tramite inverter, possono essere riassunte in: mancata individuazione del guasto, rischio di scatti intempestivi e mancato coordinamento delle protezioni di rete. Finora la presenza di un sistema di protezione specifico per il funzionamento in isola non è ancora stato reso obbligatorio per i distributori locali e l'efficienza del sistema di protezione attuale delle reti di distribuzione non è stato ampiamente discusso in queste condizioni. Attualmente in queste condizioni si adottano protezioni di massima corrente residua (ANSI 51N) combinate con un dispositivo direzionale (ANSI 67N). In particolare nella rete italiana di media tensione, che per la maggior parte risulta essere a neutro isolato (oppure nel caso in cui sia a neutro compensato, si considera che la bobina Petersen sia distaccata), la tensione alla sequenza omopolare risulta molto simile alla tensione di fase mentre la corrente omopolare è quasi nulla. Questo fa sì che la protezione ANSI 59N sia soggetta a frequenti scatti intempestivi mentre le ANSI 51N ed ANSI 67N non siano in grado di riconoscere le condizioni di guasto, rendendo il problema dell'individuazione del guasto critico per il funzionamento della rete [16]. Per far fronte a questi problemi le soluzioni proposte in letteratura sono innumerevoli. In seguito saranno presentati i principali sistemi di protezione proposti, divisi in base alle loro caratteristiche peculiari. In particolare verrà fatta una suddivisione dei sistemi basata sull'utilizzo o meno di un sistema di comunicazione e sulle grandezze utilizzate come riferimento per l'individuazione del guasto.

### 3.2.1 Protezioni direzionali

Come si è visto nei paragrafi precedenti, uno dei problemi tipici delle protezioni delle reti di distribuzione tradizionali quando sono inserite in una microgrid è la differenza tra i valori assunti dalle correnti di guasto nelle due diverse configurazioni: in isola e connessa alla rete principale. Uno dei modi

per far fronte a questo problema è quello di adottare delle protezioni di sovracorrente tradizionali (ANSI51, ANSI50) che posseggano delle soglie di intervento diversificate in base alla modalità di operazione della rete e siano in grado, per garantire una maggiore selettività nell'isolamento del guasto, di individuare la direzione del guasto. In [55], dopo aver mostrato i problemi associati alle tradizionali protezioni direzionali di sovracorrente, si propone un nuovo dispositivo direzionale in grado di riconoscere i guasti nelle microgrids. Innanzitutto gli autori distinguono i guasti in due categorie: simmetrici ed asimmetrici. Per questi ultimi si propone un elemento direzionale super-imposto basato sulla misura dell'impedenza della rete alla sequenza inversa, sia in ampiezza che in fase, con dei settori di intervento che dipendono dalla configurazione della microgrid (in particolare da quali feeder risultano connessi alla rete). Nel caso di guasti simmetrici invece nello studio si propone l'utilizzo dell'impedenza alla sequenza diretta come parametro per l'individuazione del guasto. Anche in questo caso il dispositivo misura l'impedenza super-imposta, in ampiezza e fase, e ne confronta i valori con dei settori di intervento predeterminati, dipendenti dalla topologia della microgrid. I risultati degli studi mostrano come questo dispositivo sia in grado di determinare in maniera accurata i guasti, anche ad elevata impedenza (fino a 2 k $\Omega$ ) ed il suo funzionamento sia indipendente dalla tensione di rete. In [56] invece si propone un dispositivo direzionale di sovracorrente che non necessita di adattamento delle soglie di intervento. In questo caso il coordinamento delle protezioni, fatto in modo tale da minimizzare i tempi di isolamento del guasto, si ha utilizzando una doppia caratteristica di intervento: una per guasti a valle del dispositivo e l'altra per guasti a monte. Come in [55], anche in questo caso, per migliorare la selettività del sistema, è necessario un sistema di comunicazione a banda ridotta, necessario per comunicare al dispositivo se si trovi in funzionamento da protezione principale o da back-up. In [57] viene proposta una protezione basata sulla misura locale di grandezze alla sequenza diretta che utilizza un sistema di comunicazione che però non necessita la sincronizzazione dei dati. L'elemento principale dello schema di protezione proposto è una protezione direzionale di massima corrente (DOCR) alla sequenza diretta. Questa, nello specifico, ha il compito di determinare l'avvenuto guasto e la sua direzione nel caso di guasto a bassa impedenza. Per farlo però i diversi elementi hanno bisogno di comunicare tra loro, in modo da determinare il ramo guasto attraverso il confronto delle correnti circolanti nelle diverse porzioni di rete. Inoltre essendo molto sensibili a scatti intempestivi, gli autori propongono di integrare un dispositivo di minima tensione, con la funzione di blocco dell'elemento direzionale. In caso di guasti ad alta impedenza (HIF) le protezioni di massima corrente direzionali però non risultano essere molto efficaci. Per questo motivo in [57] gli autori propongono un dispositivo differenziale che misuri l'impedenza alla sequenza diretta per determinare la presenza di un guasto che, altrimenti, non verrebbe notato dal DOCR. In particolare nello studio è stata valutata l'efficacia del sistema proposto fino a resistenze di guasto  $R_f$  pari a 50  $\Omega$ .

Protezioni direzionali	Struttura	Comunicazione
Hooshyar, Iravani [55]	Direzionale con misura dell'impedenza super-imposta alle seq. diretta ed inversa	Discreta per configurazione della rete
Sharaf, Zeineldin, El-Saadany [56]	Direzionale di massima corrente con curve di intervento differenti per guasto a monte e valle	Discreta per stato dei relè coordinati
Huang, Tai, Li, Zheng, Chen [57]	Direzionale di massima corrente alla seq. diretta con differenziale di backup (confronto $Z$ misurata)	Continua per localizzazione del guasto (no sincronizzazione dei dati)

Tab. 3.1 – Protezioni direzionali per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.2 Protezioni adattate

Le protezioni adattate si sono dimostrate molto efficaci nella loro applicazioni alle microgrid. Con l'avvento dei dispositivi elettronici moderni infatti è stato possibile impostare all'interno della stessa protezione diverse soglie di intervento, che possono essere attivate in base alla topologia della rete o alla sua modalità di funzionamento. Perciò essendo che una delle maggiori sfide della protezione delle

microgrid è proprio quella di garantire un corretto funzionamento sia durante il normale funzionamento sia in isola, dispositivi di questo tipo si sono dimostrati fin da subito molto adatti a questo scopo. Con l'utilizzo di elementi con circuito integrato infatti, si rendeva possibile una corretta individuazione del guasto, in tempi rapidi, in entrambi le modalità di lavoro della rete [58]. In [59] si propone un sistema di protezione di massima corrente adattato in cui si utilizza una componente super-imposta per permettere alla protezione di corrente di individuare correttamente il guasto. Il dispositivo è chiamato a misurare la componente alla sequenza diretta ed inversa della corrente di guasto e farne la somma. Al valore ottenuto si moltiplica un fattore, chiamato "impact factor", dato dalla differenza della corrente dopo e prima del guasto, che permette alla protezione di avere una netta distinzione tra sistema sano ed in condizione di guasto. Nello studio infatti si fa notare come, se il contributo alla corrente di guasto di un generatore interfacciato alla rete tramite inverter è limitato a circa 2 volte il valore della corrente nominale, il valore dell'impact factor è compreso tra 2 e 3. In questo modo quindi l'effetto del guasto viene ampliato e reso individuabile dalla protezione. In [59] gli autori prevedono un diverso calcolo dell'impact factor nel momento in cui la rete si trovi in presenza di generatori sia statici che rotanti. Questo implica l'utilizzo di una comunicazione a bassa banda, di tipo discreto, verso i relè, in modo tale che essi siano in grado di adeguarsi allo stato della rete. Inoltre per ottenere un adeguato coordinamento, ogni protezione è chiamata ad intervenire in tempi diversi in base a delle precise relazioni e deve essere in grado di distinguere le condizioni di guasto da quelle di sovraccarico, andando a considerare le componenti alle sequenze della corrente. Come mostrato nello studio, il sistema proposto presenta delle difficoltà nel momento in cui i dispositivi sono chiamati ad intervenire per HIF o in caso di presenza di inverter con controllo in corrente. In [60] si adotta una protezione adattabile in cui le soglie vengono calcolate offline e salvate all'interno di un dispositivo numerico. Successivamente queste soglie vengono selezionate dal relè in base alla topologia ed allo stato della rete, che vengono comunicati alla protezione tramite una comunicazione "una tantum". Quindi le protezioni di massima corrente utilizzate in questo caso hanno il ruolo sia di protezione principale sia di backup in base al segnale ricevuto. Il coordinamento delle protezioni si raggiunge invece tramite il calcolo del tempo di intervento dei dispositivi, il quale dipende dal Time Multiplier Setting (TMS) e dai valori di corrente di guasto e di soglia. Una proposta analoga si ha in [61]. In questo studio si presenta un sistema di protezione, per reti di distribuzione con elevata penetrazione di generazione distribuita, basato su dispositivi con soglie adattabili. In questo caso in ogni relè vengono salvati dei setting che dipendono dallo stato della rete. Purwar et al. però propongono, al fine di ridurre i tempi di intervento del sistema, di non considerare tutte le possibili configurazioni della rete, ma solamente un numero molto limitato. La scelta delle correnti di intervento è basata sul "Fault Sensitive Multiplier" (FSM), cioè il rapporto tra la corrente di intervento e la massima corrente di carico del relè con il minimo valore del rapporto tra la minima corrente di guasto e la massima corrente di carico. Per garantire adeguata selettività poi si calcolano due diverse correnti di intervento: una più elevata, associata solitamente alla protezione di inizio linea, l'altra più ridotta, associata alla protezione di fine tratta. I tempi di intervento di ogni protezione sono poi calcolati a partire dai Time Dial Setting (TDS). Anche in questo caso quindi è necessario un sistema di comunicazione che aggiorni ogni relè riguardo allo stato ed alla configurazione della microgrid, in modo tale che la protezione possa aggiornare i suoi setting. Uno schema di protezione che utilizza dei relè di massima corrente con soglie adattabili che si attivano in base al fatto che la microgrid operi o meno in isola è presentato in [62]. La protezione di massima corrente è in grado di calcolare autonomamente le soglie di intervento e i ritardi di scatto, tenendo in considerazione il Critical Clearing Time (CCT) per garantire la stabilità del sistema anche dopo l'incorrere del guasto. In fase progettuale si comunicano i valori di funzionamento di generatori, carichi e altri elementi della rete alla protezione. Questa successivamente è in grado di determinare le soglie ed i tempi di intervento necessari per garantire l'estinzione del guasto entro il CCT in ogni configurazione della microgrid, sia durante il funzionamento in parallelo alla rete principale sia durante il funzionamento in isola. Una volta installata quindi la protezione, con la sola comunicazione dello stato del sistema (in isola o in parallelo), sarà in grado di offrire una protezione adeguata al sistema. In [63] si propone invece un sistema, privo di sistema di comunicazione, che adatta la soglia di scatto della protezione di massima corrente solamente una volta che sia stata determinata la presenza di un guasto, tramite un dispositivo basato sulla misura di tensione di rete e della valutazione delle componenti di asse diretto ed in quadratura. In particolare nello studio di Tumilty et al. si prevedono tre tipi di individuazione del guasto diversi: uno per guasti simmetrici,

basato sull'uso di un filtro passa basso, uno per guasti asimmetrici, basato su un filtro elimina banda, il terzo basato su un filtro "phase shift". In quest'ultimo una volta misurata la tensione di fase, una parte viene ritardata di  $90^\circ$  e successivamente se ne fa il quadrato, dell'altra invece si esegue subito il quadrato. Dalla somma dei due segnali si trova un errore, che è sintomo della presenza di un guasto. Una volta individuato il guasto, il relè abbassa la caratteristica di intervento della protezione. In questo modo quindi si mantiene una sensibilità ed una selettività adeguate anche in presenza di correnti di guasto ridotte (tipiche del funzionamento in isola). Si nota come in questo sistema non sia necessario alcun sistema di comunicazione per l'adattamento delle soglie di intervento delle protezioni. Per contro l'utilizzo di filtri per l'individuazione del guasto influenza, anche in maniera rilevante, i tempi di intervento del dispositivo. Inoltre l'operazione di "fault detection" può essere soggetta ai problemi tipici delle protezioni di massima e minima tensione presentati in precedenza. In [64] la protezione non prevede soglie adattabili in base allo stato della microgrid, ma agisce in maniera completamente diversa nelle due modalità di lavoro: isolata o connessa alla rete principale. Supponendo infatti che la messa a terra del neutro del trasformatore della rete e del sistema di accumulo sia diverso, le protezioni sono in grado, misurando la fase della corrente omopolare, di capire se la microgrid si trova in isola o connessa alla rete. In base a questo si può attivare quindi una protezione standard di massima corrente, nel caso di funzionamento connesso alla rete, o una protezione basata sulle componenti di asse diretto ed in quadratura della tensione omopolare, nel caso di funzionamento in isola. Per garantire poi una selettività adeguata, nello studio si suppone che i dispositivi ai capi della stessa linea siano in grado di comunicare tra loro. Un'analisi del sistema proposto inoltre mostra come il suo funzionamento sia strettamente legato alla topologia della rete in esame, cosa che ne limita l'applicabilità sulle reti più complesse. Tutti questi sistemi utilizzano quindi delle protezioni con più soglie di intervento che possono essere azionate attraverso delle comunicazioni sporadiche verso i dispositivi. In questo modo il sistema di comunicazione può essere trascurato, come in [63], o quantomeno il suo costo è piuttosto contenuto.

<b>Protezioni adattate</b>	<b>Struttura</b>	<b>Comunicazione</b>
Muda, Jena [59]	Relè di massima corrente alla seq. diretta ed inversa con impact factor	Discreta per configurazione della rete
Khederzadeh [60]	Relè di massima corrente con parametri di intervento precaricati all'interno del dispositivo	Discreta per configurazione della rete
Purwar, Vishwakarma, Singh [61]	Relè di massima corrente con parametri di intervento precaricati solo per configurazioni di rete limite	Discreta per configurazione della rete
Tummasit, Premrudeepreechacharn, Tantichayakorn [62]	Relè di massima corrente con due setting calcolati considerando il CCT	Discreta per stato della rete
Tumilty, Brucolit, Burt, Greent [63]	Relè di massima corrente con soglie adattate a seguito di individuazione del guasto tramite misura della tensione	Assente
Dang, He, Bi, Feng [64]	Relè di massima corrente e di tensione omopolare attivati a seconda dello stato della rete	Discreta per segnale di apertura a relè coordinato

Tab. 3.2 - Protezioni adattate per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.3 Protezioni con unità centrale

Un'altra tipologia di sistemi di protezione si basano sull'installazione e l'utilizzo di una unità centrale che, comunicando con i dispositivi installati, è in grado di modificare i setting delle protezioni oppure farle intervenire a seconda dei segnali che riceve dalla rete. Questo tipo di sistemi quindi necessita, a differenza dei precedenti, di un sistema di comunicazione continua per poter funzionare in maniera

ottimale, anche se molti degli schemi proposti prevedono la possibilità di funzionare anche nel caso in cui avvenissero dei guasti o malfunzionamenti al sistema di comunicazione. L'idea di base su cui si fondano consiste nel fatto che, al fine di garantire maggiore velocità, selettività ed affidabilità del sistema di protezione, nel prossimo futuro le reti di distribuzione, ed in particolare le microgrid, avranno una penetrazione delle comunicazioni molto più capillare ed efficace. Questo sarà permesso anche grazie all'introduzione delle disposizioni introdotte dalla norma IEC-61850 sulle comunicazioni nelle reti e nelle sottostazioni dei sistemi di distribuzione [65]. Lo schema proposto in [66] e [67] parte proprio da questa idea di base. Se si considera la microgrid come una rete di distribuzione intelligente gestita da un sistema di controllo centralizzato (Microgrid Management System), il sistema di protezione deve essere in grado di adeguarsi a questo nuovo tipo di gestione che va incontro alle nuove necessità degli utenti. Laaksonen et al. individuano inizialmente le caratteristiche principali che le protezioni di rete devono possedere: adattabilità, comunicazione veloce, capacità di permettere il fault ride through (FRT), selettività e non generare scatti intempestivi. Per fare questo l'idea è che i dispositivi ed il centro di controllo debbano comunicare tra loro in modo da conoscere in ogni istante lo stato della rete. Si determinano quindi quattro tipi di protezioni, uno per ogni elemento della rete (punto di connessione comune, linee, utenti passivi e DGs), ed ognuna di queste possiede delle funzionalità diverse in base alla modalità di funzionamento della microgrid (in isola o connessa alla rete principale) con delle soglie differenti che possono essere selezionate dall'unità centrale. Questo sistema misto prevede l'uso sia di misure locali con protezioni tradizionali (tra le quali i fusibili, che però non sarebbero in grado di garantire una selettività adeguata in tutte le modalità di funzionamento) sia di comunicazioni con la MMS, per garantire la migliore efficienza possibile da parte del sistema di protezione. In [68] si propone un sistema di protezione ibrido che integra una protezione differenziale tradizionale, usata nelle parti più sensibili del sistema, ad uno schema basato sull'utilizzo di una unità di controllo centralizzata con protezioni dalle soglie adattabili. Così facendo l'intento degli autori è quello di ottenere i pregi di entrambi i sistemi. Ad ogni cambio di stato della rete, l'unità di controllo (MCPU) ricalcola e comunica (tramite un segnale wireless basato sullo standard IEEE 802.16-2009) ad ogni relè la soglia di intervento aggiornata, mentre il differenziale viene utilizzato in particolari porzioni di rete in quanto meno sensibile alle variazioni di topologia della microgrid. La particolarità di questo sistema consiste nel fatto che, sfruttando i collegamenti esistenti tra relè e MCU, i dispositivi di protezione possono essere utilizzati come protezioni adattate di massima corrente o come protezioni differenziali, in cui l'operazione di calcolo della corrente differenziale viene fatta direttamente all'interno dell'unità di controllo, senza quindi la necessità di ulteriori connessioni tra i relè. In questo modo quindi si supera la difficoltà di operabilità dovuta alla necessità di adattare le soglie del differenziale a seconda della struttura della rete, in quanto le informazioni necessarie a questa operazione sono già contenute all'interno della MCU. Il funzionamento da protezione differenziale necessiterà di una comunicazione continua tra i relè e l'unità centrale. Nello studio si evidenzia però come il sistema di comunicazione sia tale da ottimizzare il funzionamento delle protezioni, ma non sia indispensabile. Infatti anche nel caso di malfunzionamento del sistema differenziale, le protezioni adattabili di massima corrente garantirebbero una adeguata azione di backup. In [69] i ricercatori propongono uno schema di protezione particolarmente adatto alle microgrid con una elevata penetrazione di generazione distribuita, basato sull'installazione di una unità di controllo centralizzata del sistema. La particolarità del sistema proposto consiste nella capacità di calcolare da parte della MCU tutte le soglie di intervento delle protezioni di massima corrente inserite nella rete, in base alle caratteristiche della microgrid stessa. Una volta inviate le correnti di intervento a tutte le protezioni, la decisione di apertura o meno viene fatta localmente da parte dei dispositivi in base alle misure effettuate nel punto di connessione. Questo sistema quindi risulta molto robusto alle variazioni di struttura della rete ma per funzionare al meglio necessita di una comunicazione continua tra MCU e relè, anche se questi ultimi sono in grado di funzionare in maniera indipendente dalla prima. Lo schema proposto in [69] viene utilizzato anche in [70] dove gli stessi autori sfruttano l'inserimento di FCLs a valle dei DGs in modo da conoscere anticipatamente le correnti che i generatori erogheranno in caso di guasto ed in questo modo, in base a quali DGs sono connessi al sistema e alla modalità di funzionamento della microgrid, essere in grado di conoscere le correnti di intervento dei relè, attraverso la sola informazione sullo stato degli interruttori di interfaccia dei generatori. Il sistema di protezione proposto quindi risulta più flessibile ed affidabile di quelli basati sulla stima delle correnti di guasto, perché grazie alla presenza dei FCLs, i progettisti potranno conoscere in modo certo le correnti di guasto

prima ancora che questo possa verificarsi. Nei precedenti studi gli autori non proponevano però un metodo per ottenere una selettività che potesse adeguarsi allo stato della rete, così come le soglie di intervento. Questo viene fatto in [71] dove gli stessi autori presentano uno studio approfondito sul calcolo delle soglie di intervento, eseguito dalla MCPU, e dei ritardi con cui le protezioni sono chiamate ad intervenire. In particolare nel calcolo delle correnti di intervento Ustun et al. considerano: la corrente di guasto fornita dalla rete principale (nel caso in cui la microgrid stia lavorando in modo connesso), la corrente di guasto fornita da ogni generatore in funzione delle sue caratteristiche peculiari (cioè che esso sia affacciato alla rete tramite inverter, cioè con corrente di guasto ridotta, o che sia una macchina rotante con correnti di guasto che si attestano su valori attorno a 5 volte la corrente nominale) e al fattore di impatto. Il fattore di impatto è un parametro, il cui calcolo è presentato in [71], compreso tra 0 ed 1 che descrive quanto il contributo alla corrente di guasto da parte di ogni generatore possa diminuire a causa della distanza di quest'ultimo dal punto di guasto. Nello studio si presenta anche un metodo per garantire una migliore selettività al sistema di protezione. Infatti la MCPU, monitorando lo stato di alcuni interruttori detti "critici", è in grado di assegnare ad ogni coppia di relè coordinati (sono presenti coppie diverse in base alla topologia della rete) i tempi di intervento con cui sono chiamate ad isolare il guasto. Questi tempi saranno ridotti nel caso queste avessero il ruolo di protezione principale o avranno un ritardo intenzionale (di 200 ms) nel caso in cui abbiano la funzione di backup. La debolezza di questo tipo di schema consiste nel fatto che è necessario che tutte le configurazioni della rete siano implementate nella MCPU in fase di progettazione, in modo che essa possa in seguito selezionare le coppie di protezioni coordinate in base a quali elementi siano connessi alla microgrid. Ciò può essere evitato attraverso un algoritmo che possa determinare in maniera automatica la gerarchia con cui devono operare i relè in funzione dello stato della rete. Un algoritmo che esegua questa funzione è presentato in [72] dallo stesso gruppo di ricercatori. Sfruttando la teoria dei gradi, in particolare attraverso l'uso dell'algoritmo di Dijkstra, la MCPU a partire dalla configurazione della rete riesce a determinare in maniera rapida le coppie di relè che dovrebbero lavorare in maniera coordinata per garantire una adeguata selettività ed inviare loro i tempi di intervento calcolati. Questa funzione è fondamentale se si vuole garantire la caratteristica di plug-and-play ai generatori presenti nel sistema. Tutto ciò però si può ottenere solo in presenza di un sistema di comunicazione adeguato, in quanto esso assume un ruolo cruciale in questo tipo di schema. Per questo motivo in [73] Ustun e gli altri ricercatori hanno presentato uno studio sulla compatibilità del sistema proposto negli articoli precedenti con il sistema di comunicazione standardizzato nella norma IEC 61850, andando a modellizzare i moduli di tutti gli elementi presenti nella rete, dai generatori ai relè, considerando le caratteristiche peculiari di ognuno di essi. Il funzionamento di questo sistema di protezione è analizzato in [74]. Gli autori di questo studio sono andati a simulare il comportamento del sistema di comunicazione assieme al comportamento elettrico delle protezioni andando ad integrare i risultati di diversi software specifici per ogni ambito. Questa analisi ha messo in luce diversi aspetti, come ad esempio la necessità di introdurre ritardi addizionali nelle operazioni dei relè a seguito di mutamenti nella configurazione di rete o il bisogno di considerare il tempo di calcolo del valore efficace delle grandezze controllate da parte dei relè, e costituisce un efficace strumento per ottimizzare agevolmente il funzionamento dello schema proposto in [69] al fine di migliorarne l'affidabilità. Uno schema simile viene proposto in [75]. Innanzitutto si divide il sistema su 3 livelli: il livello esecutivo, costituito dalle protezioni intelligenti (IED), il sistema di coordinamento ed il sistema di gestione e controllo della rete, costituito da un'unità centrale. I tre livelli sono chiamati a comunicare tra loro, scambiandosi informazioni. Nel sistema di coordinamento in particolare, a partire dalle informazioni sullo stato della rete, si calcolano le soglie di intervento delle IEDs. La particolarità del sistema proposto sta nel fatto che, una volta calcolati i nuovi setting, il sistema confronta i tempi di risposta delle protezioni che si otterrebbero con i setting già salvati nelle IEDs con quelli appena calcolati. Se questi ultimi risultano essere più veloci dei precedenti, allora il sistema di coordinamento invierà le nuove soglie alle protezioni. Comunque sia il funzionamento delle IEDs è autonomo, in quanto il meccanismo di scatto è basato sulle misure fatte in loco, perciò anche in caso di avaria delle comunicazioni, le protezioni sarebbero in grado di funzionare secondo i setting salvati al loro interno, seppur non ottimizzati. Nello studio inoltre, al fine di limitare gli errori dovuti al sistema di comunicazione, si propone l'idea di preimpostare un numero limitato di soglie all'interno delle IEDs e tra queste il dispositivo sarà chiamato ad utilizzare quella più prossima al valore comunicato dal sistema di coordinamento. Le analisi accurate hanno permesso di verificare la bontà dello schema

proposto, nonostante questo risulti leggermente più lento, rispetto alle protezioni di massima corrente tradizionali, in caso di guasti monofase. Il lavoro presentato in [76] ha dimostrato come l'applicazione pratica di questa tipologia di schemi oltre ad essere realizzabile, garantisce anche una notevole qualità del servizio. Infatti in questo studio si presenta il funzionamento di un sistema di protezione basato su dispositivi adattabili comandati da una unità centrale installato nell'isola Hailuoto in Finlandia. In [76] inizialmente si dimostra come un sistema di protezione dinamico in grado di modificare il proprio comportamento al variare dello stato della rete sia indispensabile per le microgrid e successivamente se ne presenta l'efficacia tramite delle simulazioni che considerano diversi tipi di guasti. Un altro lavoro che prende spunto da un caso reale è quello proposto in [77]. Simulando in DIGSILENT la rete nei pressi del campus universitario, i ricercatori hanno sviluppato un sistema di protezione basato su una unità di controllo centrale che, comunicando con i relè, è chiamata a selezionarne il funzionamento in base alle misure fatte in loco. La particolarità dello schema proposto, rispetto a quelli precedentemente descritti, consiste nel fatto che ogni relè è costituito da diversi tipi di protezioni (massima corrente, massima e minima tensione, etc.), con delle soglie prestabilite e non modificabili dall'unità centrale che quindi ha il solo compito di comunicare il tipo di controllo che il relè dovrà compiere, in base alle informazioni che essa riceve dalla rete (quali misure di tensione, corrente, stato degli interruttori etc.). Il sistema quindi, al fine di riconoscere, individuare ed isolare il guasto, fa uso di questo tipo di relè adattabili e di un sistema di comunicazione necessario all'ottimale funzionamento dello schema proposto.

Protezioni centralizzate	Struttura	Comunicazione
Laaksonen, Kauhaniemi [66] [67]	Unità di gestione della microgrid seleziona le modalità di funzionamento dei diversi relè	Discreta per comunicazione con l'unità centrale e coordinamento tra i relè
Ustun, Khan [68]	Relè di massima corrente ed unità centrale che confrontando le misure ricevute dai relè si comporta da differenziale	Continua con funzionamento da differenziale Discreta con funzionamento da massima corrente
Ustun, Ozansoy, Zayegh [69] [70] [71] [72] [73]	Unità centrale seleziona e comunica i parametri di intervento delle protezioni di massima corrente	Discreta per comunicazione parametri di intervento e configurazione della rete
Coffele, Booth, Dyško [75]	Unità centrale calcola e comunica i parametri di intervento delle protezioni di massima corrente confrontandoli con quelli in uso	Discreta per comunicazione parametri di intervento e configurazione della rete
Laaksonen, Ishchenko, Oudalov [76]	Unità di controllo seleziona i parametri delle protezioni in base alla configurazione di rete (realmente implementato)	Discreta per comunicazione parametri di intervento
Li, Hu, He, Yip [77]	Unità centrale MMC seleziona la modalità di funzionamento dei relè in rete in base alle misure fornitele	Continua verso MMC per comunicazione misure sulla rete Discreta verso relè per modalità di funzionamento

Tab. 3.3 - Protezioni centralizzate per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.4 Microprocessori

Questa categoria di schemi di protezione utilizza dei dispositivi in grado di fare delle operazioni, anche complesse al loro interno, in modo da identificare i guasti, anche in condizioni particolari. In particolare quindi non si utilizza un solo tipo di protezione (e.g. protezioni di massima corrente) con delle soglie adattabili, ma si preferiscono dei microprocessori che integrano diversi tipi di protezioni al loro interno, il cui funzionamento coordinato è in grado di rilevare le condizioni di funzionamento anomale ed agire in maniera adeguata. Il sistema di comunicazione per questo tipo di relè non è sempre necessario, tanto che, in alcuni casi presentati in seguito, non è nemmeno previsto. Esso però può garantire un funzionamento migliore, in particolare al fine di ridurre i tempi di estinzione del guasto. Un esempio di protezione di questo tipo è proposto in [78]. In questo studio viene utilizzato un relè costituito da un



microprocessore, che sfrutta un canale di comunicazione con un'unità centrale, per la protezione di una rete di media tensione. Innanzitutto all'interno del sistema si distinguono una unità centrale (MPC), che ha il compito di elaborare i segnali provenienti dai relè e coordinarne le attività, e due tipi di protezioni: uno (detto Communication-assisted Microgrid Protection Relay CMPR) provvisto di unità di comunicazione alla MPC e l'altro (detto Microgrid Protection Relay MPR) che invece non è in grado di comunicare con l'unità di controllo. L'utilità dei CMPR consiste nel fatto che attraverso il sistema di comunicazione lo schema di protezione risulta essere più veloce garantendo tempi di apertura adeguati ad una rete di media tensione. La struttura base del relè invece è ripresa fedelmente da [79], dove lo stesso tipo di microprocessore è utilizzato per la protezione di una microgrid di bassa tensione. A partire da precedenti lavori, in particolare gli studi presentati in [80], i ricercatori hanno ideato un microprocessore costituito da sette moduli differenti: un modulo direzionale, tre moduli uguali adibiti alla rilevazione dei guasti monofase per ogni fase, sia in modalità in parallelo che in isola, un modulo adibito alla protezione per guasti trifase, uno di interfaccia, per l'abilitazione o meno del relè, ed il modulo di apertura. In particolare nei moduli adibiti alla rilevazione dei guasti si hanno delle protezioni di massima corrente e minima tensione ed un blocco per il rilevamento degli HIF, basato sulla sovrapposizione delle correnti alle sequenze. Tutti questi moduli comunicando tra loro sono in grado, come dimostrano i risultati ottenuti negli studi, di garantire una protezione adeguata alla rete pur mancando di un sistema di controllo centralizzato o di un sistema di comunicazione che metta in collegamento i diversi dispositivi della rete. In [81] invece gli autori propongono un dispositivo di protezione basato su sei moduli differenti: un modulo direzionale, per determinare la direzione del guasto; un modulo di massima corrente, in grado di distinguere i guasti a monte ed a valle in base all'uscita ottenuta dal primo modulo; un modulo adibito al rilevamento di HIF, basato su una analisi continua wavelet; un modulo di richiusura automatica; un modulo di interfaccia, in grado di comunicare con il gestore della rete in modo da poter gestire il funzionamento della protezione ed infine il modulo di apertura. Questo dispositivo è pensato in modo tale da poter essere adattato alle diverse configurazioni della rete attraverso un comando a distanza da parte del DSO (Distribution System Operator) e per intervenire anche con correnti di guasto molto ridotte attraverso l'integrazione di ulteriori blocchi (nello studio vengono proposti ad esempio protezioni di massima e minima frequenza). Però, pur garantendo un funzionamento plug-and-play dei generatori, questo sistema, a differenza dello schema proposto in [79], necessita di collegamenti di comunicazione per la taratura dei blocchi, per l'identificazione del guasto nella sbarra di distribuzione e il controllo delle operazioni di richiusura automatica. Un'altra tipologia di microprocessore pensata per la protezione delle microgrid è proposta in [82]. In questo caso gli autori, partendo da una rete con la presenza di generazione interfacciata tramite inverter alla rete, propongono un metodo di protezione basato sulla rilevazione di componenti armoniche di ordine ridotto al fine di individuare un guasto. In particolare, una volta identificato il guasto, si fa iniettare una componente di quinta armonica agli inverter. I dispositivi di protezione, attraverso un'analisi armonica, sono quindi in grado di rilevare il disturbo indotto nella rete a causa della corrente iniettata dagli inverter e conseguentemente intervenire per estinguere il guasto. Nello studio per evitare interventi intempestivi sono anche suggeriti tre diversi blocchi: il primo consiste nell'introduzione di una soglia di intervento sulla componente di quinta armonica misurata; il secondo, pensato in caso di presenza di carichi non lineari caratterizzati da un elevato contenuto armonico di ordine ridotto, prevede una soglia di massimo contenuto armonico; il terzo invece conferisce al sistema maggiore selettività, facendo aprire le sole fasi guaste, inserendo una soglia di minima corrente sulla componente fondamentale. I risultati della ricerca mostrano come, pur con correnti di guasto ridotte, il sistema proposto risulti affidabile per l'identificazione dei guasti nella rete. Altri tipi di schemi che sfruttano dei relè in grado di eseguire operazioni complesse sui segnali misurati in rete, sono quelli basati sull'analisi wavelet o sulla morfologia matematica. Di queste ultime un esempio proposto in letteratura ne è lo studio proposto da Dyško et al. in [83] e [84]. In questi lavori i ricercatori introducono un metodo di identificazione del guasto ottenuto dall'estrazione delle informazioni di polarità e tempi delle onde viaggianti che raggiungono il dispositivo in caso di guasto, tramite dei filtri basati sulla morfologia matematica (MMF). Questo permette di avere una protezione estremamente rapida, in grado di individuare un guasto in tempi dell'ordine dei microsecondi. Se nello schema proposto più semplice il sistema di comunicazione può essere evitato, per configurazioni della rete più complesse, in particolare nelle reti magliate, si prevede l'utilizzo di comunicazioni a bassa banda verso una unità

centrale in grado di coordinare il comportamento dei diversi dispositivi. Il problema principale connesso a questo tipo di dispositivi consiste nel fatto che le misure delle grandezze utilizzate per l'identificazione del guasto devono essere molto precise e questo non risulta sempre facile, soprattutto in condizioni particolari della rete, come ad esempio su reti molto resistive. Per questo motivo in [84], in parallelo alla protezione principale appena presentata, è previsto anche l'inserimento di una protezione di backup basata sulla variazione di corrente nella rete. In [85] invece si propone l'utilizzo di una protezione basata sull'analisi wavelet in modo da estrarre la componente ad alta frequenza presente nelle correnti in asse diretto e quadratura. In base ai valori ottenuti il sistema è in grado di identificare la condizione di guasto, senza la necessità di introdurre delle soglie di intervento e senza bisogno di un sistema di comunicazione di supporto. In questo modo si riesce ad ottenere un sistema più accurato, rapido ed affidabile rispetto ad un sistema incentrato su delle protezioni di massima corrente tradizionali, anche nel caso di transitori non associati a guasti, che solitamente potrebbero causare degli scatti intempestivi. Anche in [86] viene proposta una protezione basata sulla trasformata wavelet finalizzata alla determinazione di un guasto, la cui localizzazione è ottenuta attraverso il confronto dei diversi valori ottenuti tra tutti i relè della rete. È necessario quindi un sistema di comunicazione che colleghi le diverse protezioni ad una unità che selezioni quali interruttori far intervenire.

Microprocessori	Struttura	Comunicazione
Zamani, Sidhu, Yazdani [78]	Relè modulare (CMPR) con sistema di interfaccia con unità centrale (MPC) per rapida individuazione del guasto	Discreta verso MPC per comunicazione informazioni su guasto Discreta verso CMPR per segnale di apertura
Zamani, Sidhu, Yazdani [79]	Relè modulare (MPR) con coordinamento realizzato tramite ritardi intenzionali	Assente
Lai, Illindala, Haj-ahmed [79]	Relè modulare con modulo di interfaccia per il DSO Relè di massima corrente direzionale per protezione di sbarra	Discreta con DSO (assente in normale funzionamento) Continua per protezione di sbarra
Li, Dyško, Burt [83] [84]	Relè digitale per riconoscimento disturbo armonico intenzionalmente introdotto a seguito dell'individuazione del guasto	Assente
Saleh, Ahshan, Abu-Khaizaran, Alsayid, Rahman [85]	Relè digitale per calcolo della trasformata wavelet per identificazione del guasto tramite componente ad alta frequenza	Assente
Ma, Li, Wang, Bo, Zhang, Ma [86]	Relè digitale per calcolo della trasformata wavelet e confronto della polarità dei segnali ad alta frequenza	Continua per localizzazione del guasto

Tab. 3.4 - Protezioni a microprocessore per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.5 Protezioni differenziali

Essendo il loro funzionamento indipendente dal valore delle correnti di guasto, le protezioni differenziali sono state fin da subito una delle prime tipologie di protezioni adottate all'interno delle microgrid per ovviare ai problemi che esse introducevano. Come già introdotto nei paragrafi precedenti però essi necessitano di un sistema di comunicazione continuo per poter funzionare in maniera adeguata, motivo per il quale sono stati spesso associati ad un sistema di backup che non necessitasse di comunicazioni, nel caso in cui questo venisse a mancare per svariati motivi. Quindi, a differenza degli schemi presentati nel paragrafo precedente, i lavori basati sulle protezioni differenziali solitamente propongono degli interi sistemi di protezione, dove la protezione differenziale (che può essere utilizzata per il controllo di diverse grandezze) è supportata da differenti dispositivi, che tuttavia sono separati da

essa e non sono integrati nello stesso microprocessore. Uno dei primi esempi proposti che vanno in questa direzione è il lavoro proposto da Lasseter e Nikkhajoei [87] [88]. In questo studio, dopo aver diviso una rete in diverse zone, è proposto un sistema di protezione contro i guasti fase-terra e fase-fase con una protezione differenziale. Questa, per identificare i guasti monofase, analizza i valori di corrente per ogni fase e la corrente omopolare (pur essendo quest'ultima soggetta a scatti intempestivi in caso di presenza di carichi sbilanciati), per i guasti fase-fase invece analizza i valori della corrente alla sequenza inversa. Come sistema di back-up i ricercatori propongono un fusibile, per limitare l'energia passante, ed una protezione di minima tensione, le quali però non potrebbero essere utilizzate come protezioni principali in quanto poco sensibili ai guasti, in particolare a quelli ad elevata impedenza. Infine l'inserimento di ritardi intenzionali garantisce la selettività del sistema. Le analisi presentate hanno dimostrato come lo schema proposto sia piuttosto efficace, in particolare nel suo funzionamento in isola. In [38] si propone invece uno schema basato sulla misura sincronizzata delle grandezze, in particolare i valori di corrente, ai capi di una linea. Nello studio si utilizzano dei relè digitali in grado di scambiare con i dispositivi a loro accoppiati le misure fatte e successivamente confrontarle tra loro, in modo da determinare eventuali differenze. Se per linee corte il problema dei tempi di comunicazione è trascurabile, ciò non accade per le linee più estese (nell'articolo è indicata una lunghezza maggiore di 18 miglia), dove è necessario l'utilizzo di un sincronizzatore. Nel caso di mancato intervento dei relè interessati dal guasto, dopo un certo tempo viene inviato un segnale di apertura a quelli a loro adiacenti. Se invece viene a mancare il sistema di comunicazione, allora è previsto che venga inviato un segnale di allarme in grado di attivare delle protezioni di minima tensione, chiamate a svolgere la funzione di backup. Nel lavoro presentato si mostra come questo risulti essere efficace in particolare contro i guasti ad elevata impedenza. Uno dei problemi associati a questo tipo di sistemi è innanzitutto il costo. Per far fronte a questo Sortomme et al. in [89] presentano un metodo per limitare i costi di uno schema simile, basato su protezioni differenziali di linea, che, pur mantenendo alcuni vincoli per il corretto funzionamento, si propone di ridurre il costo del sistema fino al 50% dell'investimento iniziale. Per far fronte al problema delle basse correnti di cortocircuito in [90] si suggerisce di utilizzare dei relè ai capi delle linee che comunicando tra loro siano in grado di svolgere la funzione di una protezione differenziale. In questo modo quindi, anche al variare della configurazione della rete, questo tipo di protezione non sarebbe soggetta a malfunzionamenti. Nel caso di mancato intervento si prevede la presenza di un sistema centralizzato di controllo che, analizzando lo stato degli switch, individui il malfunzionamento dei relè e nel caso di persistenza della condizione anormale dovuta al guasto, sia in grado di inviare un segnale di apertura ai DGs. In parallelo alla protezione differenziale si inseriscono delle protezioni di massima e minima tensione e frequenza, in grado di svolgere un ruolo di backup. Il ruolo del sistema di collegamento tra i dispositivi in questo sistema è molto rilevante, ma giustificato dal fatto che il futuro delle microgrid prevede una sempre maggiore penetrazione dei canali di comunicazione. In [91] si propone un sistema di protezione che prevede diversi elementi in base alla funzione svolta. Nello studio sono presentati quindi i relè adibiti alla protezione al punto di accoppiamento comune, quelli dei generatori e delle linee. Questi ultimi in particolare confrontando i valori di corrente ai capi di una linea sono in grado di individuare la presenza di un guasto ed intervenire aprendo anche una singola fase, in modo da aumentare la continuità d'esercizio. Come protezione di backup invece è proposto una protezione digitale, installata all'inizio del ramo, che una volta individuato il guasto invia un segnale di apertura ai DGs connessi alla linea. Questo dispositivo è costituito da due moduli: uno dato da una protezione di massima corrente direzionale, l'altro dato sempre da una protezione di massima corrente direzionale, ma basato sulla componente alla sequenza inversa, adatto in particolar modo all'individuazione dei guasti non simmetrici. L'intero sistema proposto quindi senza la necessità di cambiare soglie di intervento delle protezioni e senza l'utilizzo di un'unità centrale di controllo è in grado di garantire affidabilità e selettività nella protezione della rete in entrambi i metodi di funzionamento. In [92] è proposto invece un sistema studiato nello specifico per le reti ad anello che spesso comportano difficoltà maggiori per il sistema di protezione. Dopo aver diviso la rete in quattro differenti livelli (livello dei carichi, dell'anello, delle sbarre di distribuzione e della microgrid), per ognuno di essi viene presentato uno schema di protezione specifico coordinato con gli altri tre. Al fine di questa analisi è particolarmente interessante soffermarsi sul livello di protezione dell'anello. Esso presenta un differenziale di linea come protezione principale, costituito da due relè digitali posti ai capi di una linea, e come protezione di backup un ulteriore differenziale che però

abbraccia l'intera tratta e non la sola linea che collega un gruppo di carichi e quello adiacente. Un ritardo sull'intervento del differenziale di backup garantisce il coordinamento tra le due protezioni, mentre un sistema di abilitazione basato sulle misure di variazione di corrente e corrente omopolare garantisce una maggiore selettività. Sebbene lo schema proposto risulti essere efficace pur essendo basato su dispositivi convenzionali, una analisi più dettagliata ha mostrato delle complicità nel funzionamento del sistema in particolare in presenza di carichi squilibrati, elevati contenuti armonici ed utilizzo di FCLs. Anche in [93] è presentato un lavoro in cui sono descritte diverse protezioni per ogni elemento della rete. La protezione delle linee è però assegnata a dei relè che confrontando i valori delle misure fatte in loco su correnti di fase, corrente alla sequenza inversa e omopolare, sono in grado di determinarne una variazione all'interno della linea e quindi riconoscere l'avvenuto guasto. In particolare le prime tre misure sono utilizzate per individuare in tempi brevi guasti con correnti di cortocircuito elevate, mentre le correnti alle sequenze sono utilizzate per aumentare la sensibilità delle protezioni ai guasti fase-terra con correnti di guasto ridotte, come nel caso di HIFs. Infine protezioni di massima corrente e minima tensione sono utilizzate come backup ed attivate nel caso in cui il sistema di comunicazione tra i relè vada fuori uso. Come si è visto finora la maggior parte degli schemi proposti si basano su protezioni differenziali che confrontano le correnti, di fase o alle sequenze, ai capi di una linea. Questo sistema è giustificato anche da uno studio presentato da Zeineldin et al. [94] in cui è stata implementata una tecnica di selezione automatica delle grandezze, delle soglie e del sistema di comunicazione migliori per poter identificare un guasto. Nello studio i ricercatori, dopo aver individuato 21 grandezze diverse misurate in loco che i relè sono in grado di scambiarsi tra loro, hanno introdotto diversi eventi sia di guasto sia che potessero causare degli scatti intempestivi delle protezioni. Attraverso un confronto probabilistico poi i relè sono messi nelle condizioni di identificare in maniera autonoma quali di queste grandezze sono più adatte all'identificazione dei guasti e qual è il sistema di comunicazione che meglio si addice a questo scopo. I risultati hanno dimostrato come il sistema differenziale, cioè basato sulla comunicazione e lo scambio di informazioni tra relè ai capi della stessa linea, risulta essere quello più adeguato al rilevamento del guasto. Inoltre le grandezze che più si sono dimostrate efficaci sono state quelle associate alle correnti, in particolare i segnali simmetrici di corrente, quali la componente alle sequenze diretta ed inversa, l'ampiezza ed il THDi sono risultati quelli più utilizzati dai relè proposti. Nonostante questo in letteratura sono proposti ulteriori sistemi di protezione che, pur basandosi sempre su protezioni differenziali, analizzano altre grandezze rispetto a quelle presentate finora. Un esempio ne è lo schema proposto da El Halabi et al. in [95] dove si utilizza un sistema differenziale basato sul salto di fase per il rilevamento e la localizzazione del guasto. Lo schema, pur essendo testato esclusivamente in una rete di distribuzione con elevata penetrazione di generazione distribuita, è in grado di rispondere bene anche in caso di guasti con correnti di cortocircuito ridotte, tipiche delle reti in isola. Ogni relè è chiamato a misurare le correnti di fase da cui si ottiene la fase della corrente di prima armonica. Essendo che, a seguito di un guasto, si ha un salto di fase  $\Delta\phi$ , questo valore viene confrontato con una soglia predeterminata (nello studio è suggerita una soglia pari a  $100^\circ$ , scelta in base alle caratteristiche della rete ed in particolare della linea di distribuzione). Se il valore del salto supera il limite imposto allora questo viene confrontato con il valore ottenuto dal relè all'altro capo della linea. A questo punto vengono eseguite due diverse verifiche: la prima è in grado di identificare la direzione del guasto e quindi se esso sia o meno all'interno della zona di competenza dei due relè; la seconda, valutando la derivata nel tempo di  $\Delta\phi$ , è in grado di distinguere una condizione di guasto da fenomeni esterni alla rete, in modo da aumentare la selettività dello schema proposto. Se tutte le verifiche vengono superate allora il dispositivo apre l'interruttore ad esso associato ed invia un segnale di apertura al relè ad esso coordinato. In [96] è presentato un altro schema basato sull'utilizzo di un sistema differenziale in cui la decisione di apertura dell'interruttore a seguito del rilevamento di un guasto è ottenuta tramite un diagramma ad albero ottenuto tramite diverse simulazioni. In particolare i relè, tramite le misure di tensione e corrente elaborate tramite trasformata di Fourier, sono in grado di estrarre i valori della componente fondamentale di tensione, corrente e frequenza. Da queste poi si estraggono le variazioni nel tempo di potenza reattiva, tensione, sfasamento e frequenza, che vengono utilizzate nel diagramma ad albero di riconoscimento del guasto. Infatti applicando diverse soglie, anch'esse ottenute tramite simulazioni che considerassero sia eventi di guasto che non, i due relè coordinati ai capi della linea sono in grado di individuare il guasto e dare il comando di apertura all'interruttore di linea. I risultati hanno dimostrato come questo metodo risulti molto più affidabile, rapido e accurato rispetto agli schemi

tradizionali sia in isola che in parallelo alla rete principale, garantendo inoltre un’adattabilità delle soglie in caso di modifica della configurazione della microgrid. Questo lavoro è preceduto da un altro studio di Samantaray et al. in cui si utilizza un sistema differenziale ma in questo caso basato sull’energia spettrale [97] [98]. Misurando le correnti di fase ed elaborandole tramite una trasformata conosciuta come “S-transform”<sup>5</sup>, i relè ai capi della linea sono in grado di calcolare l’energia spettrale. Confrontando i valori ottenuti si ottiene l’energia differenziale, il cui valore, confrontato con una soglia, permette di identificare la presenza di un guasto all’interno della linea. Questa grandezza risulta essere poco sensibile ad errori di sincronizzazione delle misure rispetto ai differenziali basati sul confronto di grandezze nel dominio del tempo, fattore che risulta essere uno dei principali problemi associati a questo tipo di protezione. Nello studio, dopo aver presentato la modalità con cui i relè sono in grado di eseguire queste operazioni, vengono presentati i risultati delle simulazioni. Queste dimostrano come tale sistema di efficace sia con la microgrid in funzionamento in isola che in parallelo alla rete principale e come la variazione dell’energia differenziale nei due casi sia opposto. Ciò permette quindi di settare due diversi valori di soglia che possono rimanere attivi per tutto il tempo di funzionamento, proteggendo la rete in entrambe le configurazioni. Lo schema proposto si è dimostrato valido anche per l’individuazione di guasti ad alta impedenza e sia per reti radiali che ad anello. Lo svantaggio di questo schema, rispetto a [96], sono i limiti computazionali dei dispositivi adottati, che comportano interventi lenti rispetto a quelli precedenti dell’ordine dei 4-5 cicli. Un lavoro simile è quello proposto in [99], dove si mettono a confronto due schemi: quello presentato da Samantaray et al. in [97] basato sulla S-transform ed uno basato invece su una diversa trasformazione, conosciuta come Hilbert-Hang Transform (HHT), anch’essa utilizzata per determinare l’energia differenziale. Implementando entrambi i metodi all’interno dei relè, i ricercatori sono stati in grado di valutare quale dei due metodi garantisca una risposta più rapida ed affidabile. Dai risultati si nota come il metodo basato sulla HHT, pur mantenendo i vantaggi del metodo proposto in [97], risulti essere più rapido, superando quindi il problema introdotto in precedenza.

<b>Protezioni differenziali</b>	<b>Struttura</b>	<b>Comunicazione</b> (* comunicazione continua tra coppie di relè accoppiati)
Lasseter, Nikkhajoei [87] [88]	Differenziale di corrente alle sequenze con fusibile e relè di minima tensione di backup. Selettività tramite ritardi intenzionali	Continua per funzionamento del differenziale (*) Assente tra i diversi dispositivi
Sortomme, Venkata, Mitra, Ren [38] [89]	Differenziale di corrente con relè adiacenti che possono passare in backup. Minima tensione per fuori uso delle comunicazioni	Continua per funzionamento del differenziale (*)
Zeineldin, El-Saadany, Salama [90]	Differenziale di corrente con relè di massima/minima tensione e frequenza di backup attivati da unità di controllo	Continua per funzionamento del differenziale (*) Discreta verso protezioni di backup
Zarei, Parniani [91]	Differenziale ai capi linea con relè direzionali di massima corrente diretta ed inversa di backup	Continua per funzionamento del differenziale (*)
Liu, Shahidehpour, Li, Liu, Cao, Tian [92]	Differenziale di corrente con abilitazione in corrente omopolare e ROCOI	Continua per funzionamento del differenziale (*)
Dewadasa, Ghosh, Ledwich [93]	Differenziale di corrente di fase per guasti ad elevata corrente di cortocircuito e di corrente alle sequenze per HIF	Continua per funzionamento del differenziale (*)

<sup>5</sup> Essa combina degli elementi di una trasformata wavelet con un’analisi di Fourier a breve tempo ed ha il vantaggio di essere poco sensibile ai rumori presenti nei segnali

Casagrande, Woon, Zeineldin, Svetinovic [94]	Differenziale di corrente alla seq. diretta ed inversa	Continua per funzionamento del differenziale (*)
El-Halabi, Garcia-Gracia, Borroy, Villa [95]	Differenziale di fase della componente fondamentale di corrente (ottenuta tramite DFT) con blocchi di abilitazione	Continua per aumento selettività del differenziale e localizzazione del guasto (*)
Kar, Samantaray, Zadeh [96]	Differenziale per analisi di ROCOQ, ROCOV, ROCPAD, ROCOF tramite DFT con adattabilità delle soglie	Continua per funzionamento del differenziale (*) Discreta per configurazione della rete
Kar, Samantaray, Joos, Kamwa [97] [98]	Differenziale di energia spettrale (energia differenziale) tramite S-transform	Continua per funzionamento del differenziale (*)
Gurunani, Mohanty, Mohanta [99]	Differenziale di energia spettrale (energia differenziale) tramite HHT	Continua per funzionamento del differenziale (*)

Tab. 3.5 - Protezioni differenziali per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.6 Protezioni voltmetriche

Dagli studi presentati in precedenza si può osservare come una gran parte di essi utilizzi delle protezioni basate sulla misura della tensione come sistema di backup. Altri lavori invece dimostrano come anche questo tipo di dispositivi possa essere impiegato come unità principale se adeguatamente progettate. Infatti, essendo indipendenti dal valore delle correnti di guasto, le protezioni di tensione si sono fin da subito dimostrate una valida alternativa a quelle di massima corrente, soprattutto per quanto riguarda la modalità di funzionamento in isola. Uno dei primi schemi di protezione proposti che andasse in questa direzione è quello presentato da Al-Nasseri in [50]. Basandosi sul fatto che ogni disturbo nella tensione di rete si propaga anche nelle componenti in asse diretto e quadratura, nello schema proposto i relè dopo aver misurato le tensioni di fase vanno a calcolarsi questi due valori. Confrontandoli poi con due valori di riferimento (ricavati da una terna di tensioni di fase bilanciata) sono in grado di calcolare un errore, ricavando il valore  $V_{DIST}$ , segnale responsabile dell'individuazione del guasto. Quando questo diventa diverso da zero infatti il sistema di protezione è in grado di riconoscere la presenza di un guasto, la sua tipologia e, come mostrato dimostrato in [100], localizzarlo confrontando i valori medi di  $V_{DIST}$  provenienti da due relè. Un sistema di protezione simile a quello appena presentato si ha in [101]. In questo lavoro si propone un dispositivo di tensione che, a partire dalle tensioni di fase, ricava le componenti in asse diretto e quadratura e confrontandole con dei valori di riferimento è in grado di individuare il guasto. Essendo specifico per una rete molto piccola, viene applicato alla sola sbarra di distribuzione. Successivamente, attraverso la verifica dei flussi di potenza in ingresso e uscita dalla sbarra, il sistema è in grado di determinare se il guasto sia avvenuto all'interno o all'esterno della microgrid, permettendo così di aumentare la selettività dello schema proposto. Inoltre nello studio è descritto anche il sistema di controllo centralizzato che ha il compito di acquisire i segnali provenienti dai diversi relè e comandare gli interruttori connessi in sbarra, in modo da isolare la più piccola porzione di rete possibile. Gli stessi autori di [50] in [102] presentano uno schema analogo in cui però l'individuazione del guasto è ottenuta tramite delle soglie sui valori di frequenza e THDv per ogni fase della rete. Confrontando i valori ottenuti a partire dalle tre fasi inoltre si è in grado di determinare anche la tipologia del guasto. Come in [100], successivamente la localizzazione del guasto è ottenuta comparando i valori di disturbo armonico provenienti da altri dispositivi inseriti nella rete. Questa protezione si basa quindi sull'idea che gli inverter di interfaccia dei generatori, in caso di guasto, introducano in rete correnti di ampiezza ridotta ma dall'elevato contenuto armonico. Un funzionamento di questo tipo però comporta dei problemi. Innanzitutto è necessario che i valori misurati dai relè siano adeguatamente sincronizzati durante il loro funzionamento (per poter garantire questo dovrà essere presente un sistema di comunicazione affidabile e veloce nella microgrid). Inoltre il sistema di comunicazione adeguato potrebbe non risultare sufficiente per l'individuazione corretta del guasto nel momento in cui nella rete siano presenti diversi carichi dinamici, che potrebbero causare il mancato intervento delle protezioni. Uno schema di protezione basato su delle misure di tensione che non necessita di un sistema di comunicazione è quello proposto in [103]. Nello studio, dopo aver presentato

un metodo per evitare la disconnessione degli inverter durante un guasto, viene proposto un sistema di protezione che si basa sulla misura delle tensioni di fase ed alle sequenze. Utilizzando delle logiche differenti in base al tipo di guasto, il relè è poi in grado di riconoscerne la presenza, indipendentemente dalla modalità di connessione della microgrid (che sia in isola o in parallelo alla rete principale). Un sistema di ritardi garantisce invece il coordinamento delle diverse protezioni di rete nel caso in cui non sia previsto una comunicazione all'interno della rete. Nello studio però si propone anche una modalità di funzionamento con sistema di comunicazione, in modo da velocizzare l'intervento delle protezioni. Nonostante le potenzialità del sistema, questo non è ancora stato testato da parte dei ricercatori.

Protezioni voltmetriche	Struttura	Comunicazione
Al-Nassseri, Redfern, Li [50] [100]	Voltmetrica con controllo componente in asse diretto ed in quadratura. Confronto dei valori con relè adiacenti per localizzazione guasto	Continua tra relè accoppiati per localizzazione del guasto
Wang, Li, Yu [101]	Voltmetrica installata in sbarra con controllo componente in asse diretto. Studiata per rete di laboratorio	Continua tra relè di sbarra per localizzazione del guasto
Al-Nassseri, Redfern [102]	Voltmetrica con controllo THDv tramite DFT. Confronto tra le fasi per caratterizzazione del guasto	Continua per localizzazione del guasto
Loix, Wijnhoven, Deconinck [103]	Combinazione misura u-i per individuazione e caratterizzazione del guasto	Assente (Discreta tra relè accoppiati per riduzione tempo d'intervento)

Tab. 3.6 - Protezioni voltmetriche per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.7 Dispositivi esterni

I sistemi di protezione di questo tipo si basano sull'idea di utilizzare delle protezioni standard, già impiegate nelle reti di distribuzione tradizionali, senza alcun bisogno di adattamento o modifiche nel loro funzionamento. L'approccio consiste quindi nel modificare le correnti di cortocircuito e renderle tali da poter essere rilevate in maniera adeguata dai dispositivi installati in rete. In particolari questi sistemi di protezione possono essere suddivisi in due categorie: i Fault Current Sources (FCSs) ed i Fault Current Limiters (FCLs). Gli FCSs affrontano il problema della ridotta corrente di cortocircuito di una rete in isola andando ad inserire un componente (Fault Current Source - FCS) in grado di iniettare una corrente di guasto addizionale quando richiesto in modo da mantenere la rete attiva fino all'isolamento del guasto da parte delle protezioni di sovracorrente convenzionali. Essi sono quindi pensati in particolare per sistemi con una elevata penetrazione di DGs interfacciati alla rete tramite inverter, dove la corrente di cortocircuito è molto limitata. Quando la rete lavora in condizioni normali la sorgente di corrente accumula energia necessaria al suo funzionamento per poi rimanere latente. Quando viene identificato un guasto invece, essa cerca di erogare una corrente tale da far intervenire le protezioni e mantenere un livello di tensione all'interno dei limiti ammissibili, in modo che gli inverter di interfaccia dei generatori non si distacchino. Una volta isolato il guasto e gli inverter ricominciano a lavorare in condizioni di normale funzionamento, il FCS si spegnerà tornando latente. Questo permette di mantenere connessi i generatori anche durante il guasto in modo da mantenere la rete in condizioni stabili. Il dispositivo presentato in [104] è un FCS basato sulla variazione di tensione il quale è chiamato a rimanere latente fintantoché la tensione nel suo punto di connessione rimane all'interno di una determinata banda. Quando invece rileva un buco od una interruzione di tensione esso si attiva cercando di ripristinare la tensione di rete che si aveva prima del guasto. Per far questo inietta una corrente di guasto addizionale che farà intervenire le protezioni di massima corrente di linea, le quali, aprendo l'interruttore, andranno ad estinguere il guasto. Inoltre il FCS mantenendo la tensione e la frequenza ai loro valori di regime, permette ai DGs che si erano distaccati a causa del disturbo di riconnettersi alla rete e tornare al loro funzionamento abituale. Il FCS è costituito da quattro parti principali: il dispositivo di accumulo; il convertitore di potenza adibito all'iniezione della corrente di guasto addizionale; il

circuito di attivazione ed il modulo di ricarica dell'energia. Nello studio viene inoltre mostrato il funzionamento di un prototipo di questo tipo realizzato usando un inverter a mezzo ponte con una corrente nominale di 500 A. Il sistema di accumulo è costituito da un supercapacitor in grado di erogare una energia pari a 100 kJ, mentre il sistema di ricarica è realizzato attraverso un trasformatore che si connette alla rete in base al valore della tensione raggiunta dal supercapacitor. In [105] [106] [107] invece è presentato un FCS basato sulla misura dell'impedenza di rete vista dal punto di installazione del dispositivo. L'idea di base è quella di far iniettare al convertitore una corrente di guasto addizionale in funzione dell'impedenza di rete misurata, in modo che le protezioni di sovracorrente standard della rete siano in grado di intervenire per isolare il guasto. Per garantire la selettività del sistema di protezione, senza l'utilizzo di un sistema di comunicazione, i FCSs iniettano una corrente il cui valore dipende da quanto vicino è situato il guasto: più vicino sarà il guasto, maggiore sarà la corrente iniettata dai dispositivi, in modo da far intervenire in tempi rapidi le protezioni di sovracorrente (per poter iniettare potenze di valore abbastanza elevato all'incorrere del guasto i DGs sono provvisti di supercapacitor in parallelo). Se quindi i DGs, interfacciati tramite inverter alla rete, durante il funzionamento in condizioni normali possono essere comandati in tensione e frequenza, una volta individuato il guasto essi passano al funzionamento come FCS in modo da rendere il guasto rilevabile. Dalle simulazioni si può notare come il metodo proposto sia efficace anche in caso di guasti ad alta impedenza ed asimmetrici, in particolare in quest'ultimo caso, il sistema è in grado di rilevare ed isolare le sole fasi guaste, lasciando inalterate quelle sane. Un approccio differente si ha invece per quanto riguarda i fault current limiters. Questi sono proposti in modo da limitare l'effetto che la rete esterna oppure i singoli generatori distribuiti possono avere nel coordinamento delle protezioni durante un guasto, permettendo quindi al sistema di protezione di rimanere inalterato al variare delle condizioni di funzionamento della rete. Così facendo inoltre sono in grado di fornire un'ulteriore protezione per i gruppi di generazione, che durante i guasti non saranno più soggetti ad eccessivi sforzi. In [108] si utilizza un compensatore statico posto in serie al punto di connessione della rete esterna in modo da aumentarne l'impedenza quando il sistema riconosce la presenza del guasto. Così facendo si va a diminuire la componente della corrente di guasto proveniente dalla rete esterna al fine di farle assumere valori molto simili sia durante il funzionamento in isola che in parallelo alla rete. Il compensatore statico è quindi pilotato in modo da avere un comportamento capacitivo, tale da ridurre l'impedenza di rete, durante le condizioni di sistema sano, mentre assume un comportamento ohmico-induttivo durante le condizioni di guasto. Con il semplice utilizzo di un schema di protezione basato su dispositivi di massima corrente, coordinate in maniera simile a come visto in [60], si riuscirà ad ottenere quindi un grado di sicurezza adeguato, senza il bisogno di adeguare le soglie di intervento. Un altro studio che propone l'utilizzo di FCLs assieme ad un sistema basato su protezioni di massima corrente è quello presentato in [109]. Al fine di minimizzare i tempi di estinzione del guasto, in questo lavoro si è ideato un sistema euristico in grado di determinare, a seconda di alcuni vincoli scelti dagli autori, dei valori ottimali per le grandezze di reattanza dei FCLs e dei settings delle protezioni di massima corrente (in particolare le correnti di intervento e i ritardi di scatto). Il metodo di analisi presentato in dettaglio nel lavoro, basato su un algoritmo genetico, si è reso necessario a causa delle notevoli influenze che questi parametri hanno sull'intero sistema di protezione, il che rende impossibile l'applicazione di un sistema deterministico. Dai risultati ottenuti si nota come i settings trovati risultino essere adeguati sia nel caso in cui la microgrid, radiale o ad anello, stia lavorando in isola sia che essa sia connessa in parallelo alla rete esterna, rendendo superfluo l'utilizzo di un sistema di comunicazione. Nello studio però non è presente una simulazione che mostri l'efficacia di tale sistema anche nel caso di elevata penetrazione di generazione interfacciata alla rete tramite inverter (che limiterebbero notevolmente i valori delle correnti di guasto, rispetto al caso in cui sono presenti soli generatori sincroni) e non è dimostrato se il tempo di intervento delle protezioni sia tale da permettere ai generatori di funzionare in fault ride through, garantendo la stabilità del sistema. Come si è visto da questi due esempi i tipi di FCLs che possono essere adottati all'interno di una rete sono diversi. In particolare in [110] si fa una classificazione dei tipi di FCLs presenti in letteratura e successivamente se ne presenta un nuovo modello ibrido. Innanzitutto i FCLs possono essere divisi in due principali categorie: i limitatori passivi e quelli attivi. I primi non necessitano di controllo in quanto sono perennemente attivati e possono essere suddivisi a loro volta in due tipologie: gli induttori in serie e i limitatori superconduttori, più efficienti ma costosi dei precedenti. Lo svantaggio dato da questa categoria di dispositivi consiste nel fatto che,



pur essendo privi di complicati controlli, essendo sempre attivi generano delle cadute di tensione anche in condizione di rete sana e limitano le correnti in entrambe le direzioni. I FCLs allo stato solido sono costituiti da interruttori in grado di attivare dei circuiti di potenza atti a limitare le correnti di guasto iniettate in rete. Anch'essi possono essere suddivisi in due differenti tipologie: i FCLs risonanti, costituiti da un circuito LC che viene continuamente adattato in base alla configurazione della microgrid, in modo tale da risultare in risonanza con la rete quando questa è sana ed invece mostrare un valore di impedenza elevata in caso di guasto, ed i FCLs ad impedenza con tiristore di bypass. Questi ultimi sono costituiti da una impedenza elevata che durante il funzionamento normale della rete viene bypassata grazie all'azione continua di un tiristore di shunt. In caso di guasto il tiristore, aprendo il circuito di shunt, fa in modo che l'impedenza risulti in serie al circuito di potenza, andando quindi a limitare la corrente di guasto. Il principale problema associato a questo tipo di FCLs è dato dallo sforzo cui è soggetto il tiristore ad ogni ciclo, oltre alle elevate perdite di switching che si hanno anche in regime permanente. L'idea che viene proposta da Tang ed Iravani è quella di un FCL ibrido che combini interruttori meccanici ed elettronici, in cui quest'ultimo ha il compito di supportare l'apertura dello switch meccanico, il cui schema è presentato in [110]. Infine le simulazioni, eseguiti sia nel caso con gli FCLs installati sia con sistema privo di essi, mostrano come il limitatore proposto risulti efficace nel mantenere i valori di corrente di guasto entro determinati limiti, garantendo la stabilità dei generatori. L'unica nota negativa è data dall'aumento, seppur accettabile (entro il 10-15%), dei tempi di intervento delle protezioni. Questo però è di gran lunga preferibile al disturbo che si introdurrebbe nel coordinamento del sistema di protezione nel caso in cui gli FCLs non venissero inseriti. Da questa distinzione tra FCSs e FCLs si può osservare come in fase progettuale sia da considerare come i primi, lavorando in parallelo alla rete e non essendo sempre attivi, non debbano necessariamente essere dimensionati per la corrente di carico durante il normale funzionamento della rete. Gli FCLs invece, essendo posti in serie ai generatori, devono essere dimensionati per la corrente massima erogabile dal generatore oltre a doverne considerare il comportamento termico, essendo essi sempre connessi al generatore.

Dispositivi esterni	Struttura	Comunicazione
Van Overbeeke [104]	Fault Current Source (FCS) eroga corrente di guasto in modo da mantenere la tensione e frequenza nominale	Assente
Oureilidis, Gkavanoudis, Demoulias, Malamaki [105] [106] [107]	Fault Current Source (FCS) eroga corrente di guasto in funzione dell'impedenza di rete vista dal punto di installazione	Assente (può essere previsto per aumentare affidabilità nel caso di reti BT con ridotte correnti di guasto)
Khederzadeh [108]	Fault Current Limiter (FCL) tramite convertitore statico che aumenta l'impedenza di linea durante i guasti con rete in parallelo	Discreta per avviso avvenuto guasto
Najy, Zeineldin, Woon [109]	Fault Current Limiter (FCL) e soglie di massima corrente con valori ottimali calcolati con metodo euristico in base alla configurazione di rete	Discreta per avviso avvenuto guasto
Tang, Iravani [110]	Fault Current Limiter (FCL) ibrido costituito da switch allo stato solido di supporto allo switch meccanico	Discreta per avviso avvenuto guasto

Tab. 3.7 - Dispositivi esterni per la protezione di microgrids a bassa corrente di cortocircuito

### 3.2.8 Protezioni distanziometriche

Come già visto in precedenza questo tipo di protezioni, pur non dipendendo direttamente dalla corrente di guasto e quindi rappresentando una valida alternativa all'interno di un sistema di protezione di una

## IL SISTEMA DI PROTEZIONE SU RETE IN ISOLA

rete in isola, possono incorrere in diverse problematiche presentate in [54]. Nello stesso studio inoltre si individuano quattro importanti azioni che le protezioni distanziometriche dovrebbero essere in grado di svolgere: la capacità di aprire guasti, anche a fine linea, in modo rapido; permettere un'adattabilità dei setting; garantire una protezione che risulti il più possibile indipendente dalle variazioni nell'impedenza delle sorgenti; facilitare il passaggio da reti radiali a magliate. Gli autori, a questo scopo, propongono uno schema basato su un sistema di comunicazione (non necessariamente rapido) che permetta di comunicare e modificare le soglie di intervento delle protezioni in base alla modalità di funzionamento della rete ed in base allo stato dei generatori. In [111] è proposta invece una protezione distanziometrica con due soglie di intervento: la prima atta a coprire l'80% della linea controllata, la seconda il 150%, cioè in grado di proteggere fino a metà della linea adiacente a quella in cui il dispositivo è installato. Per la misura dell'impedenza apparente vista dal punto di connessione del relè si utilizzano due differenti relazioni: nel caso di guasti fase-terra il relè nel calcolo della  $Z$  va a considerare anche la componente omopolare della corrente, mentre nel caso di guasti tra fasi la  $Z$  è calcolata a partire dalla differenza delle tensioni e correnti delle fasi interessate. Dalle simulazioni però si nota come questo tipo di protezione soffra di mancata selettività, andando ad aprire intempestivamente anche in caso di guasti, in particolare monofase, a monte del punto di installazione. Per evitare questo gli autori propongono l'introduzione di un dispositivo direzionale basato sulle componenti alla sequenza inversa in grado di discriminare la posizione del guasto. Gli stessi autori in [112] propongono invece una protezione basata sulla misura dell'ammittenza. Il relè misura un valore di ammettenza che viene normalizzata con il valore dell'ammittenza totale della linea. A questo successivamente viene associato un tempo di intervento che basato su una caratteristica a tempo inverso. La differenza rispetto agli schemi usuali che adottano questo tipo di protezione è data dal fatto che i relè a monte della protezione considerata si comporteranno automaticamente da backup, senza quindi la necessità di definire più zone di protezione, come nello studio precedente. In questo modo si potrà ottenere un coordinamento ottimizzato del sistema a seconda delle caratteristiche e della posizione del guasto senza bisogno di adattare le soglie di intervento.

Protezioni distanziometriche	Struttura	Comunicazione
Voima, Kauhaniemi [54]	Relè distanziometrico con soglie di intervento adattabili in base alla configurazione di rete	Discreta per configurazione della rete
Dewadasa, Ghosh, Ledwich [111]	Relè distanziometrico con due zone di intervento e calcolo diversificato dell'impedenza apparente in base al tipo di guasto	Assente
Dewadasa, Majumder, Ghosh, Ledwich [112]	Relè distanziometrico con misura dell'ammittenza e curva d'intervento a tempo inverso in base al valore misurato	Assente

Tab. 3.8 - Protezioni distanziometriche per microgrids a bassa corrente di cortocircuito

IL SISTEMA DI PROTEZIONE SU RETE IN ISOLA

<b>Tipologia di protezione</b>	<b>Relè utilizzato</b>	<b>Canale di comunicazione</b>	<b>Costo</b>
Direzionale	Direzionale di massima corrente	Dipende dalla tecnica usata	Accettabile
Adattata	Di massima corrente	Discreto	Accettabile
Centralizzata	Digitale / di massima corrente	Si	Elevato
Microprocessore	Digitale	Discreto / No	Elevato
Differenziale	Digitale	Si	Elevato
Voltmetrica	Digitale	Si	Accettabile
Dispositivo esterno	Di massima corrente	Dipende dalla tecnica usata	Elevato
Distanziometrica	Ad impedenza	Discreto / No	Accettabile

*Tab. 3.9 - Tabella descrittiva le diverse tipologie di protezioni*



## 4 MODELLIZZAZIONE DELLA RETE

La rete presa in esame per lo studio proposto è stata implementata in DIgSILENT PowerFactory ed è rappresentata in Fig. 4.1. È costituita da una sbarra di distribuzione principale da cui partono tre rami ognuno dei quali contiene diversi carichi ed un generatore fotovoltaico PV (modellizzato tramite un convertitore DC/AC connesso ad un generatore di tensione), adibito alla produzione di potenza. Alla sbarra principale è poi connesso un sistema di accumulo BESS, interfacciato tramite inverter, e un generatore sincrono. Questi elementi compongono il sistema in isola, sono cioè in grado di far lavorare la rete entro i limiti previsti dalle norme anche quando la rete esterna viene disconnessa. Per simulare la possibilità di lavorare anche in modalità grid-connected, sono previsti due trasformatori che possono connettere il sistema alla rete esterna. I carichi connessi alla rete (modellizzati secondo i parametri presentati nella technical brochure 566 [113]) hanno potenze comprese tra 320 kVA e 75 kVA e sono rappresentati in dettaglio nella Tab. 4.1 in cui sono presentate le potenze assorbite, il tipo di comando con cui è controllato il carico ed il ramo in cui è connesso. In seguito si presenteranno le caratteristiche principali e le modalità di controllo dei diversi componenti della rete.

# MODELLIZZAZIONE DELLA RETE

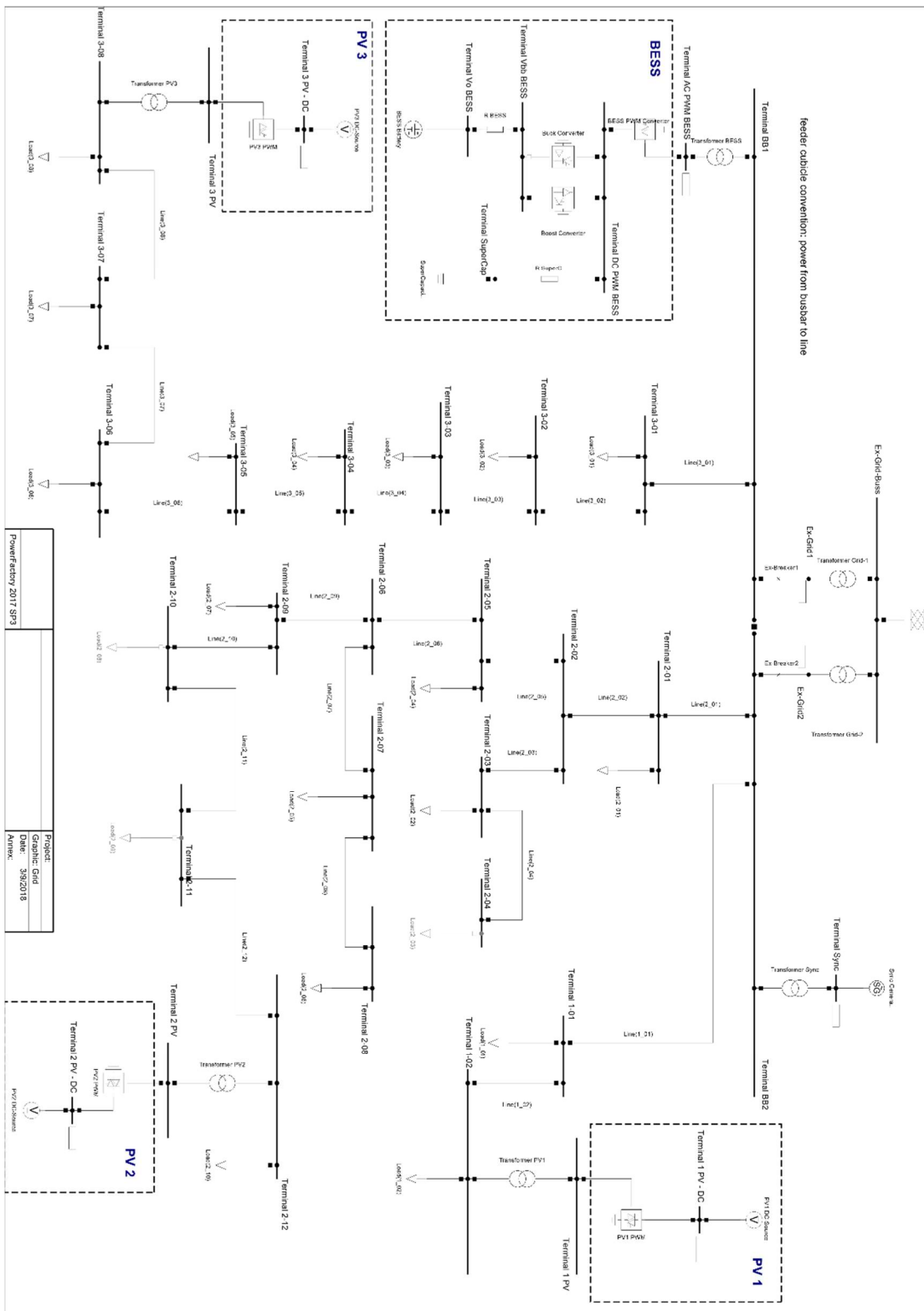


Fig. 4.1 - Schema di rete

carico	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosφ	comando	disconnected <sup>6</sup>	ramo
1_01	0.295	0.098	0.310	0.95	S-cosφ		1
1_02	0.304	0.102	0.320	0.95	S-cosφ		1
2_01	0.087	0.049	0.100		P-Q		2
2_02	0.084	0.045	0.095		P-Q		2
2_03	0.065	0.037	0.075		P-Q	✓	2
2_04	0.070	0.038	0.080		P-Q		2
2_05	0.065	0.037	0.075		P-Q		2
2_06	0.074	0.042	0.085		P-Q		2
2_07	0.078	0.044	0.090		P-Q		2
2_08	0.083	0.047	0.095		P-Q	✓	2
2_09	0.065	0.037	0.075		P-Q	✓	2
2_10	0.087	0.049	0.100		P-Q		2
3_01	0.079	0.043	0.090		P-Q		3
3_02	0.097	0.052	0.110		P-Q		3
3_03	0.087	0.049	0.100		P-Q		3
3_04	0.110	0.059	0.125		P-Q		3
3_05	0.087	0.049	0.100		P-Q		3
3_06	0.114	0.062	0.130		P-Q		3
3_07	0.097	0.052	0.110		P-Q		3
3_08	0.087	0.049	0.100		P-Q		3

Tab. 4.1 - Carichi connessi alla rete

## 4.1 Il BESS (Battery Energy Storage System)

Il gruppo BESS rappresentato in Fig. 4.2 costituisce il sistema di accumulo del sistema e ha il compito di regolare la tensione e la frequenza della microgrid (nel caso di funzionamento in isola) attraverso l'inverter di interfaccia. Lo scopo con cui è progettato il sistema è quello di far fronte alle variazioni rapide di potenza modificando la sua potenza scambiata dal sistema di accumulo con la rete, mentre, per far fronte alle variazioni di potenza in tempi prolungati, impone dei valori di tensione e frequenza tali per cui siano i PV o il generatore sincrono a variare la loro potenza scambiata. Il BESS di conseguenza è chiamato a svolgere il ruolo di saldo della rete quando questa opera in isola. Il gruppo di accumulo è costituito da un sistema che comprende una batteria e un supercondensatore, che ha il compito di far fronte alle variazioni rapide di potenza.

<sup>6</sup> La condizione di disconnessione è intesa nel caso delle simulazioni effettuate in condizioni di guasto

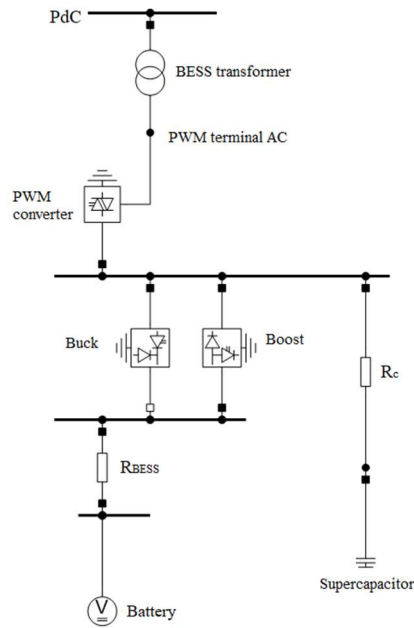


Fig. 4.2 - BESS

#### 4.1.1 Il supercapacitor

Il supercapacitor è costituito da 3 stringhe in parallelo di tensione  $U_n$  pari a 1000V, a loro volta costituite da 8 moduli connessi in serie tra loro, di tensione pari a 125V. Ogni modulo è composto da 48 celle da 3Wh ciascuna, in modo da avere moduli con energia pari a 140 Wh. La massima corrente termica  $I_{max}$  che si può avere in un modulo è pari a  $140 \div 240$  A (+15/+40 °C) a cui corrisponde una potenza massima di  $14 \div 24$  kW. La potenza massima di una stringa è quindi compresa tra  $112 \div 192$  kW. La capacità di un modulo è pari a 63 F, quindi la capacità totale di stringa sarà uguale a  $\sim 7,88$  F. La capacità totale  $C_{tot}$  del supercondensatore sarà quindi 23,64 F con una tensione pari all'80% di  $U_r$  (tensione nominale), cioè pari a 0,8 kV. La costante di tempo  $\tau$  vale  $\sim 1,5$  s, da cui si ottiene una resistenza  $R_c \sim 0,07 \Omega$ , di dimensioni piuttosto ridotte in modo da avere una risposta rapida ai transitori di potenza e ridurre le perdite in fase di carica e scarica. Un ulteriore parametro da considerare è lo stato di carica (SoC) del supercapacitor: il controllo infatti è tale da mantenere lo stato di carica al 64% in modo che il dispositivo sia in grado in ogni momento di rispondere a qualsiasi variazione di potenza sia in erogazione che in assorbimento. [114]

SoC (target)	64%	$I_{max\_stringa}$	$140 \div 240$ A
U	80% $U_r$ (0.8 kV)	$P_{max\_stringa}$	$112 \div 192$ kW
$C_{tot}$	23,64 F	$C_{stringa}$	7,88 F
$\tau$	1,5 s	$E_{stringa}$	1120 Wh
$R_c$	0,07 $\Omega$		

Tab. 4.2 - Parametri del supercapacitor

#### 4.1.2 La batteria (Battery)

La batteria ha una tensione nominale  $U_r$  di 0,7 kV. È composta da 36 elementi in parallelo tra loro da 40 Ah ciascuno che vanno a formare un modulo da 1440 Ah, per un valore di energia dell'intera sorgente pari a  $\sim 1$  MWh. Il modello di cella presa in considerazione per la modellizzazione è la SLPB100216216H della Kokam [115]. Dalla caratteristica di scarica è stato possibile ottenere il valore della resistenza interna e della tensione a vuoto della batteria in funzione del SoC (State of Discharge)



e della corrente di scarica, ottenendo così un modello che descrivesse in maniera approssimata il funzionamento reale del pacco batteria, che è stato in seguito implementato in DIGSILENT come riportato in Fig. 4.3.

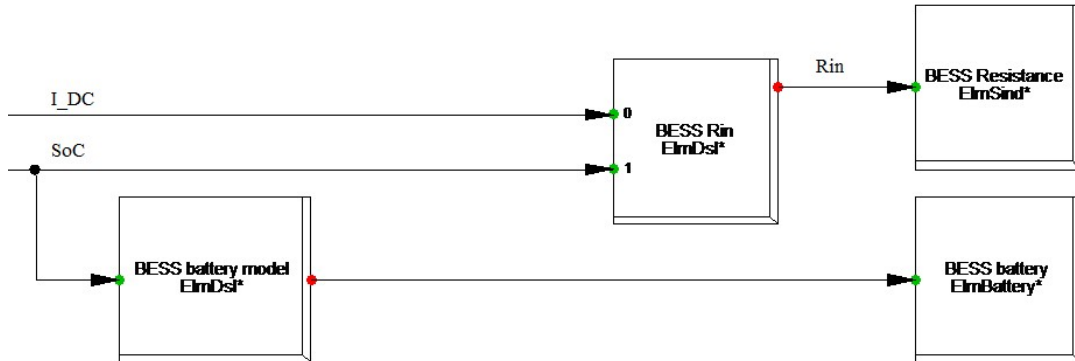


Fig. 4.3 - Modellizzazione della batteria

In BESS Rin viene calcolata la resistenza interna della batteria a partire dai valori del SoC e della corrente di scarica ed in risultato ottenuto viene assegnato alla resistenza presente all'interno del modello. All'interno del BESS battery model invece è presente il modello della batteria attraverso il quale viene misurata la tensione a vuoto della batteria in funzione del SoC, la quale viene poi data in input all'elemento corrispondente all'interno della rete.

### 4.1.3 L'inverter di interfaccia (BESS PWM)

L'inverter di interfaccia utilizzato nel progetto è del tipo VSI (Voltage Source Inverter) ed ha il compito di imporre delle determinate tensioni e frequenze al sistema, modificando così il comportamento dei PV e del generatore sincrono. Il funzionamento inoltre tiene conto dello stato di carica della batteria. Ha una potenza nominale di 1 MVA, con una tensione lato AC pari a 0,4 kV ed una lato DC pari a 1 kV.

$S_r$	1 MVA
$U_{AC}$	0,4 kV
$U_{DC}$	1 kV

Tab. 4.3 - Parametri dell'inverter di interfaccia

### 4.1.4 Il sistema di controllo dell'inverter di interfaccia

Il controllo dell'inverter ha lo scopo di fare una regolazione di tensione e frequenza imposta alla rete in modo che essa lavori ai valori nominali anche quando funziona in isola. Lo schema generale è presentato in Fig. 4.4. Possiamo notare che le grandezze in input sono: la tensione al nodo del BESS PWM lato AC, la potenza attiva e reattiva scambiata dal convertitore con la rete e la corrente che circola al lato DC. Nel controllo del convertitore invece si hanno due diversi tipi di regolazione: una regolazione Q/V che ha il compito di generare il segnale di modulazione di impulso  $P_m$  ed una regolazione P/f che ha invece il compito di generare il segnale di frequenza F0Hz, i quali andranno a comandare l'inverter di interfaccia.

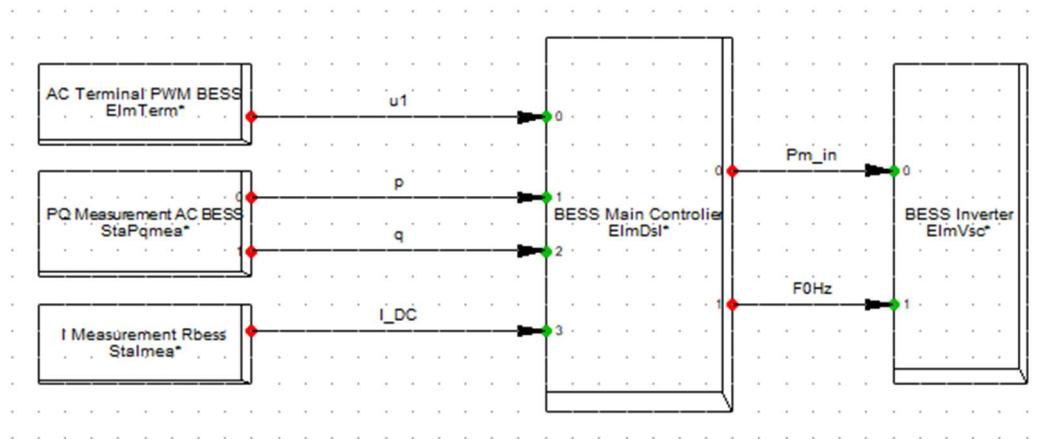


Fig. 4.4 - BESS PWM composite model

L'idea di base è che il BESS ed i generatori lavorino in maniera coordinata: ogni generatore è chiamato, entro le proprie possibilità, a modificare la sua iniezione di potenza in rete in modo da ridurre lo scambio di potenza da parte del BESS in modo da mantenere la sua carica entro determinati valori e ridurre il flusso di corrente e le perdite associate al BESS PWM. La comunicazione che si ha tra i vari componenti della rete perciò non avviene attraverso dei sistemi di comunicazione particolari, ma solo attraverso segnali di tipo elettrico, cioè tensione e frequenza.

#### 4.1.4.1 Il controllo Q/V

Il controllo Q/V dell'inverter ha lo scopo di annullare lo scambio di potenza reattiva da parte del dispositivo di interfaccia in modo che tutta la capacità del convertitore sia disponibile per far fronte alle perturbazioni di potenza attiva dovute a variazioni di carico e/o di generazione. Il segnale  $P_m$  con cui viene pilotato l'inverter è ottenuto attraverso un controllore PID con lo scopo di raggiungere un determinato valore di riferimento preimpostato ( $V_{ref}$ ). In questo modo si ottiene:

$$P_m = K_{VP}(V_{ref} - V_{BESS}) + K_{VI} \int (V_{ref} - V_{BESS}) dt + K_{VD} \frac{\partial}{\partial t} (V_{ref} - V_{BESS}) \quad (4.1)$$

Se di solito però la tensione al PdC è controllata ad un valore costante predefinito, in questo caso la tensione di riferimento del BESS dipende dalla potenza reattiva scambiata dal dispositivo. Se quindi lo scopo del controllore è quello di azzerare la potenza reattiva scambiata con la rete, il controllo dovrà avere come tensione di riferimento la tensione nominale al PdC ( $V_r$ ). In questo modo la variazione di tensione imposta dal BESS andrà a modificare il comportamento dei DGs, che saranno forzati a fare una regolazione della tensione "decentralizzata". Quindi per calcolare la  $V_{ref}$  sarà necessario un altro PI controllato dallo scostamento tra la potenza reattiva scambiata dal BESS e quella di riferimento, che in condizioni di normale funzionamento è pari a zero ( $Q_{BESS,ref} = 0$ ).

$$V_{ref} = V_r + K_{QP}(Q_{BESS,ref} - Q_{BESS}) + K_{QT} \int (Q_{BESS,ref} - Q_{BESS}) dt \quad (4.2)$$

Inoltre è previsto, per limitare gli sforzi dei generatori nel caso in cui non siano in grado di modificare l'erogazione della potenza reattiva, un limite sul valore della tensione (compresa tra  $V_{min}$  e  $V_{max}$ ). [116]

Da Fig. 4.5 si può vedere il controllo Q/V descritto precedentemente. Inizialmente si calcola il  $\Delta q$  come differenza tra la potenza di riferimento e quella scambiata ( $q_{meas}$ ) misurata al PdC. Una volta determinato  $\Delta q$ , questo viene introdotto nel controllore PI con antiwind-up, che ha il compito di limitare l'uscita  $du$  tra  $-0,4 \div +0,4$  p.u. (4.3), in modo tale che la tensione di riferimento in uscita  $u_{ref}$ , che rappresenta il riferimento di tensione lato AC del PWM e che è data dalla somma tra la tensione nominale ( $u_{rated} = 1$  p.u.) e lo scostamento voluto ( $du$ ), sia compresa tra  $0,6 \div 1,4$  p.u.

$$du = K_{P\_u} \Delta q + K_{I\_u} \int \Delta q dt \quad (4.3)$$

Una volta determinata la  $u_{ref}$  si introduce lo scostamento  $V_{ref} - V_{BESS}$  all'interno di un controllore PID, anch'esso limitato, che, tramite la (4.4) permette di ottenere il segnale di modulazione di impulso.

$$P_m = K_{P\_Pm} \Delta u + K_{I\_Pm} \int \Delta u dt + K_{D\_Pm} \frac{\partial}{\partial t} \Delta u \quad (4.4)$$

La parte proporzionale/integrale del PID è limitato tra  $0 \div 2$ . Questi limiti sono scelti tenendo conto del fatto che l'indice di modulazione non scende sotto lo zero e per valori di  $P_m > 2$ , si è abbondantemente in sovramodulazione. La parte derivativa invece è utilizzata per rispondere alle variazioni più rapide della tensione.

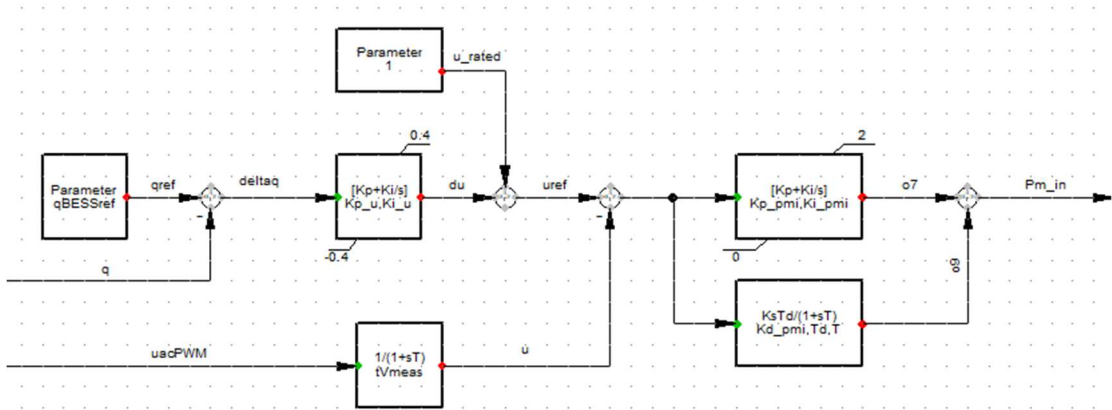


Fig. 4.5 - Schema a blocchi del controllo Q/V

#### 4.1.4.2 Il controllo P/f

L'idea che sta alla base del controllo P/f dell'inverter di interfaccia del BESS consiste nell'andare a controllare la frequenza  $f$  della rete, assorbendo o erogando potenza attiva tramite la batteria ed il supercapacitor tenendone in considerazione lo stato di carica (SoC). Lo schema a blocchi del controllo P/f fatto dal BESS è rappresentato in Fig. 4.6.

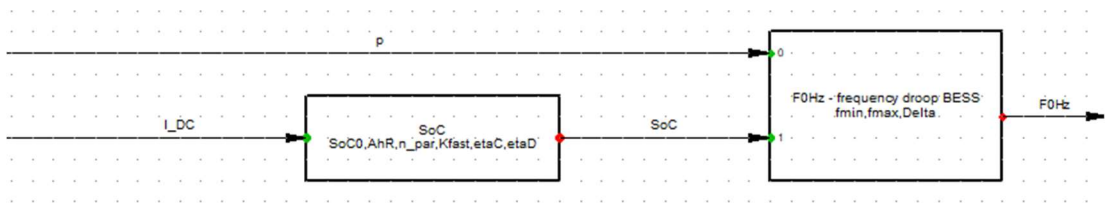


Fig. 4.6 - Schema a blocchi del controllo P/f

Innanzitutto viene calcolato lo stato di carica della batteria attraverso il metodo di Coulomb. Esso calcola lo SoC dell'accumulatore andando ad integrare nel tempo la corrente scambiata dal BESS, ottenendo così:

$$SoC_t = SoC_0 - \frac{1}{C_{cell,Ah} \cdot k \cdot j} \int \frac{I_{DC}}{3600} dt \quad (4.5)$$

dove  $SoC_t$  e  $SoC_0$  sono gli stati di carica, rispettivamente, all'istante  $t$  ed all'istante  $0$ ,  $C_{cell,Ah}$  è la capacità di una cella in Ah,  $k$  e  $j$  sono il numero di celle in serie e parallelo che vanno a formare il sistema di

accumulo ed  $I_{DC}$  è la corrente scambiata dalla batteria [117]. In particolare nel blocco “SoC” del common model si calcola lo stato di carica del BESS in pu attraverso:

$$SoC_t = \frac{SoC_0}{100} - \frac{1}{\frac{AhR}{1000} n_{par}} \int \frac{I_{DC}}{3600 \cdot k_{fast}} \frac{100}{\eta} dt \quad (4.6)$$

con:  $SoC_0 = 50 \%$  SoC iniziale espresso in % <sup>7</sup>  
 $AhR = 40 \text{ Ah}$  capacità nominale in Ah <sup>8</sup>  
 $n_{par} = 36$  elementi in parallelo che compongono il BESS  
 $k_{fast}$  fattore di velocità (variabile) <sup>9</sup>  
 $\eta = 94 \%$  rendimento di carica e scarica si suppongono uguali <sup>10</sup>

Una volta calcolato lo SoC, il BESS impone un valore di frequenza F0Hz in base alla potenza attiva iniettata in rete. Quando si è in una condizione di funzionamento normale, il valore di frequenza imposto F0Hz è pari al valore nominale (50Hz); nel caso in cui il BESS scambi una potenza attiva che superi dei determinati valori (si definisce una banda di ammissibilità per la  $P_{BESS}$  scambiata), il convertitore PWM impone una frequenza F0Hz al PdC tale da modificare il comportamento dei PV e ridurre lo sforzo del BESS. Questa regolazione viene attuata seguendo la curva prescritta dalle norme, presentata in Fig. 1.10. Perciò quando il BESS eroga una potenza superiore al limite previsto, verrà imposta una perturbazione di frequenza negativa e il valore limite sarà tanto più grande quanto più alto sarà il valore dello SoC, in modo tale che il BESS lavori senza richiedere generazione di potenza da parte dei DGs. Nel caso in cui il BESS sia chiamato ad assorbire una potenza superiore a quella limite invece, il PWM introdurrà uno scostamento di frequenza positivo, tale da far diminuire la potenza erogata dai DGs. La banda di ammissibilità della  $P_{BESS}$  quindi permette al sistema di lavorare alla frequenza nominale quando si hanno degli scambi di potenza ridotti (entro i limiti di banda) e i valori limite che definiscono la banda morta dipendono dallo SoC del sistema di accumulo. [117] L’idea di base è quindi di andare a fare una regolazione della frequenza di rete assorbendo o erogando potenza attiva con il BESS tenendo conto del suo stato di carica (è la batteria infatti che risponde alle variazioni lente di potenza in rete, le variazioni veloci sono sostenute dal supercapacitor) in modo che esso rimanga entro dei limiti prestabiliti (in questo progetto lo SoC è limitato tra 10% e 90%). Nel caso in cui questi limiti venissero superati un evento porta al blocco del sistema.

Per farlo innanzitutto è necessario definire i valori di frequenza minima e massima ammessi per poi andare a creare il droop di frequenza che permetta al PWM di introdurre gli scostamenti di frequenza desiderati. Oltre ai limiti di frequenza si va anche a definire un parametro “Delta”: questo permette di introdurre un ciclo di isteresi nella regolazione della frequenza che mantiene il BESS in funzionamento bloccato per evitarne delle oscillazioni troppo rapide. Il Delta è quindi un intervallo di potenza (espresso in p.u.) che permette di definire quanto è significativo il comportamento isteretico del sistema e nel progetto in esame è pari a 0,1. Per prima cosa si vanno a definire le soglie della banda morta, dove il BESS scambia potenza senza imporre scostamenti di frequenza alla rete, considerando che lo SoC può variare tra il 10% ed il 90%. In particolare per il caso limite con  $SoC = 10\%$  si avrà una potenza di scarica massima  $P_{D_{MAX}}$  nulla e una potenza di carica massima pari a  $P_{C_{MAX}} = -0,5$  p.u. Nel caso in cui invece  $SoC = 90\%$  si avrà una potenza di scarica massima  $P_{S_{MAX}} = 0,5$  p.u. ed una potenza di carica  $P_{C_{MAX}} = 0$ , in quanto il BESS ha già raggiunto il limite di carica. Una volta definiti questi valori è possibile andare a trovare le due soglie di scarica (4.7) e carica (4.8) che descrivono come si sposta la banda morta in funzione dello SoC rappresentate in Fig. 4.7.

<sup>7</sup> È espresso in % perciò nel calcolo del SoC si andrà a dividere lo  $SoC_0$  per 100 in modo da trovare un valore in p.u. rispetto alla condizione a pieno carico

<sup>8</sup> È espressa in Ah perciò nel calcolo del SoC si andrà a dividere la AhR per 1000 in modo da trovare un valore in kAh in quanto la  $I_{DC}$  è espressa in kA

<sup>9</sup> Permette di simulare variazioni del SoC che si avrebbero in ore di esercizio (se  $k_{fast} = 1$  allora 1s di simulazione corrisponde ad 1s di funzionamento; se  $k_{fast} = 3600$  allora 1s di simulazione corrisponde ad 1h di funzionamento)

<sup>10</sup> È possibile utilizzare rendimenti di carica e scarica differenti in quanto il programma è in grado di riconoscere la condizione di funzionamento in base al segno che assume  $I_{DC}$

$$f_{SoC\_discharge} = \left( \frac{0.5-0}{0.9-0.1} \right) SoC - 0.0625 \quad (4.7)$$

$$f_{SoC\_charge} = \left( \frac{0-0.5}{0.1-0.9} \right) SoC - 0.5625 \quad (4.8)$$

Perciò quando si ha uno SoC elevato, la banda morta sarà spostata verso destra, in modo che il BESS eroghi una potenza elevata prima di abbassare la frequenza di rete ed introduca in maniera rapida uno scostamento positivo di frequenza nel caso sia chiamato ad assorbire potenza; mentre nel caso di SoC ridotto, la banda morta sarà spostata verso sinistra, in modo che il BESS tardi ad alzare la frequenza una volta che sia chiamato ad assorbire potenza ed invece abbassi la frequenza in tempi brevi quando chiamato ad erogare potenza.

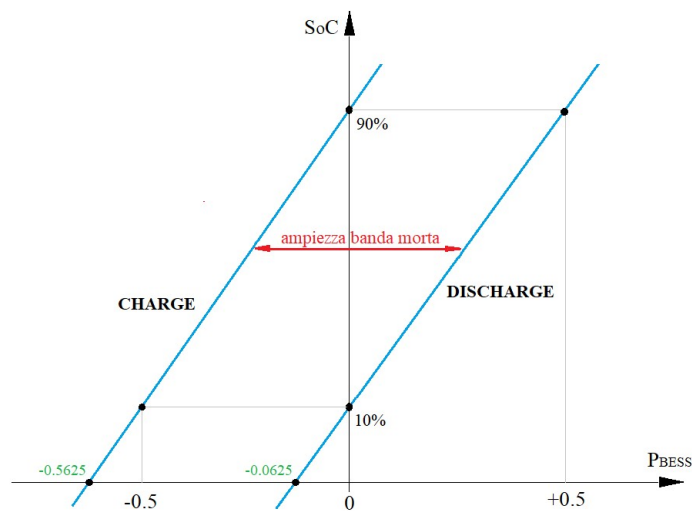


Fig. 4.7 - Spostamento della banda morta in funzione dello SoC

Una volta definita la posizione della banda morta al variare dello SoC si va a costruire il droop di frequenza con cui è comandato il controllo. Come prima cosa si trovano le pendenze sia di scarica  $m_D$  che di carica  $m_C$ :

$$m_D = \frac{f_{rated} - f_{min}}{1} \quad (4.9)$$

$$m_C = \frac{f_{max} - f_{rated}}{1} \quad (4.10)$$

dove:  $f_{rated} = 50$  Hz

$f_{min} = 49$  Hz

$f_{max} = 51$  Hz

1 sta a significare che lo scostamento massimo di frequenza si copre con 1 p.u. di potenza scambiata

Per inserire il comportamento isteretico che si vuole dare al BESS per limitare le oscillazioni di frequenza si va ad introdurre un'altra variabile di stato "delta" che a partire dal valore Delta (che è fisso), permette di introdurre un intervallo di isteresi che insegue la banda morta al variare dello SoC:

$$delta = Delta \cdot \frac{P_{D\_SoC} - P_{C\_SoC}}{2} \quad (4.11)$$

dove:  $P_{D\_SoC}$  è il limite di scarica della banda morta  
 $P_{C\_SoC}$  è il limite di carica della banda morta  
 2 è dovuto al fatto che il parametro Delta (in p.u.) è espresso rispetto a metà della banda morta

Una volta definito il delta è possibile determinare i droop di carica e scarica desiderati:

$$droop_D = f_{rated} - m_D \left[ p - (P_{D\_SoC} - delta) \right] \quad (4.12)$$

$$droop_C = f_{rated} - m_C \left[ p - (P_{C\_SoC} + delta) \right] \quad (4.13)$$

dove:  $p$  è la potenza scambiata dal BESS in p.u.

In Fig. 4.8 è rappresentata la curva di regolazione del BESS ottenuta.

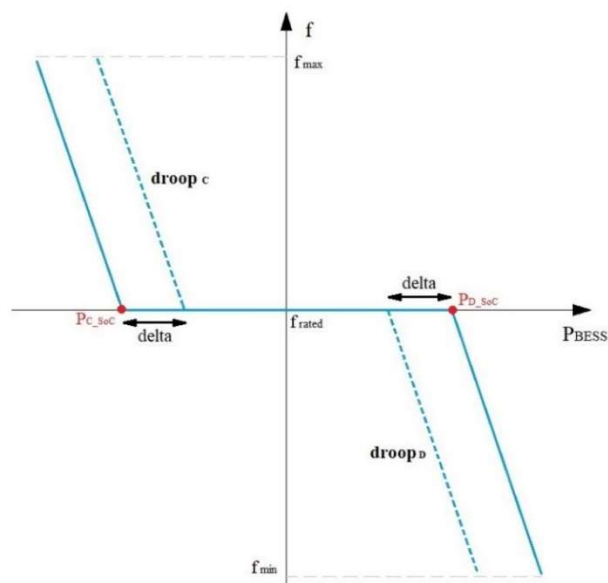


Fig. 4.8 - Droop del controllo in frequenza

Il segnale di isteresi si attiva nel momento in cui o l'ultimo valore di  $p$  supera la potenza di scarica massima (a quel determinato SoC a cui si sta lavorando) oppure l'ultimo valore di  $p$  è minore della potenza di carica massima (a quel determinato SoC a cui si sta lavorando). Esso invece si disattiva appena il valore di  $p$  scende sotto il valore limite di scarica o carica al netto di delta. Successivamente il ciclo di isteresi viene implementato nel controllo in questo modo:

- se  $P_{C\_SoC} + delta \leq p \leq P_{D\_SoC} - delta$ : il valore assunto da F0Hz con cui viene comandato l'inverter sarà pari alla  $f_{rated}$ , cioè non saranno imposti scostamenti di frequenza alla rete, ma sarà il BESS a farsi carico dello scambio di potenza necessario a riequilibrare il sistema;
- se  $p > P_{D\_SoC}$ : il valore assunto da F0Hz segue la curva di droop di scarica in funzione del valore assunto da  $p$ ;
- se  $p < P_{C\_SoC}$ : il valore assunto da F0Hz segue la curva di droop di carica in funzione del valore assunto da  $p$ ;
- se  $p > 0$  et è attivo il comando di isteresi: il valore assunto da F0Hz sarà pari a droop<sub>D</sub>;
- se  $p < 0$  et è attivo il comando di isteresi: il valore assunto da F0Hz sarà pari a droop<sub>C</sub>.

La rappresentazione grafica di come agisce il controllo in frequenza, considerando anche il funzionamento isteretico, è presentato in Fig. 4.9.

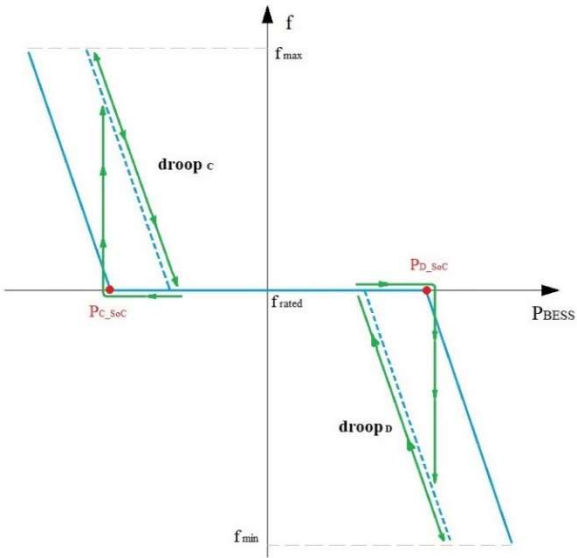


Fig. 4.9 - Funzionamento del controllo in frequenza

4.1.5 Il convertitore DC-DC

Il sistema di accumulo e il terminale di sbarra, dove sono connessi il supercapacitor e l’inverter, sono interfacciati tramite un convertitore bidirezionale che in ambiente DIGSILENT PowerFactory è rappresentato attraverso due distinti convertitori DC-DC. Essi sono pilotati in modo tale che alla sbarra ci sia una tensione tale che il supercapacitor mantenga una carica (SoC) che sia pari, o prossima, a quella di riferimento desiderata (in questo progetto pari a 64%). Come si può vedere dallo schema del composite model in Fig. 4.10, il controllo viene fatto tramite la tensione e il segno della corrente passante per il lato DC del PWM.

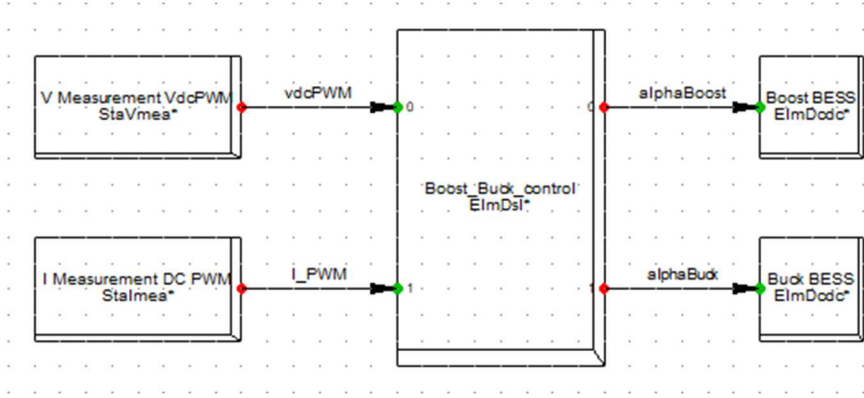


Fig. 4.10 - Composite model del Buck-Boost

Come si può vedere dal common model di Fig. 4.11 per prima cosa si ricava il valore di riferimento della tensione che si vuole alla sbarra DC attraverso lo SoC desiderato del supercapacitor. Una volta ricavata da  $V_{dcPWMref}$  si va a confrontarla con la tensione misurata in modo da ottenere un errore che andremo a compensare attraverso un controllore PI limitato tra 0,5 e 2 (il valore superiore è un limite massimo imposto dal software, quello inferiore garantisce un funzionamento “simmetrico” da parte dei due convertitori). Il valore che troveremo sarà perciò il rapporto tra la tensione in uscita e quella in ingresso del convertitore, che rappresenta il valore  $\alpha_{BOOST}$ . Per ottenere l’ $\alpha_{BUCK}$  si andrà semplicemente a calcolare il reciproco del valore ottenuto precedentemente. In DIGSILENT PowerFactory il convertitore DC/DC è un convertitore buck-boost che però non è in grado di condurre in entrambe le direzioni. Per questo motivo la scelta di utilizzare l’uno o l’altro convertitore non è data dal valore di  $\alpha$ ,

ma bensì dal segno della corrente lato DC del PWM. Infatti quando la corrente sul ramo DC del PWM passerà da un valore negativo ad uno positivo, verrà attivato il convertitore Boost andando ad aprire lo switch del Buck. Quando invece la corrente sul ramo DC del PWM passerà da un valore positivo ad uno negativo, verrà attivato il convertitore Buck. Si utilizza la corrente  $I_{DC\_PWM}$  come variabile di controllo e non quella uscente dalla batteria perché in questo modo si evitano palleggi di potenza tra il supercapacitor ed il sistema di accumulo. Infatti se il PWM stesse erogando poca potenza ed il supercapacitor si dovesse scaricare, questo potrebbe erogare potenza sia alla rete che alla batteria, ma questo genererebbe delle perdite eccessive ed una riduzione del rendimento. Mettendo il controllo della corrente al lato DC del PWM si evita questo fenomeno evitando trasferimenti di energia dal supercapacitor al sistema di accumulo.

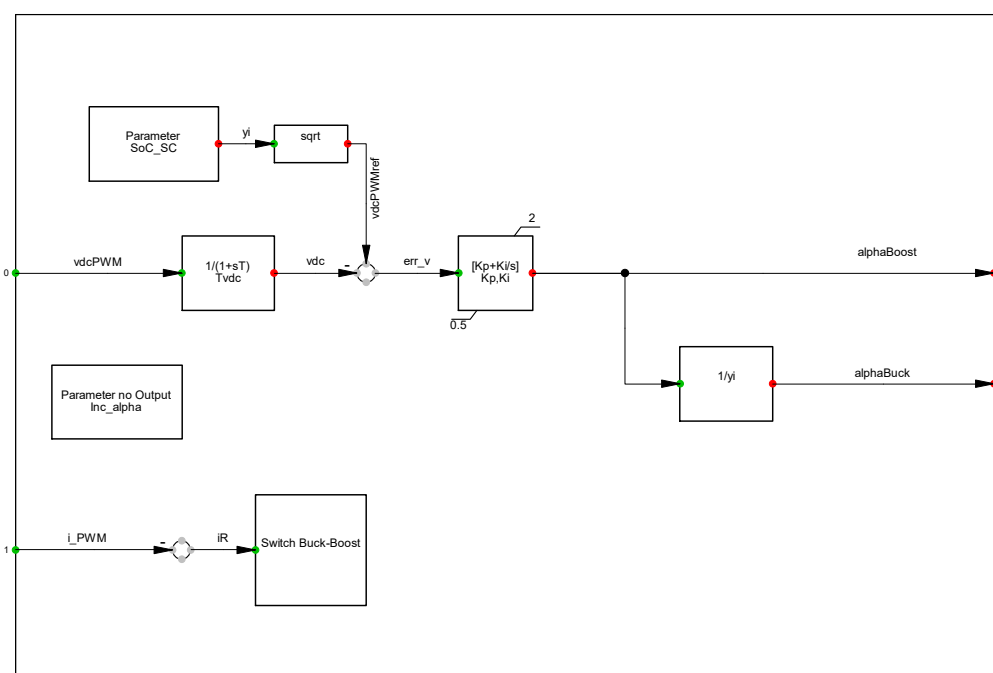


Fig. 4.11 - Common model del Buck-Boost<sup>11</sup>

## 4.2 L'impianto fotovoltaico PV

La rete in esame contiene tre impianti fotovoltaici adibiti alla produzione di potenza della rete, quando questa si trova sia in modalità in isola che connessa alla rete. Essi devono rispondere alle variazioni di tensione e frequenza imposti dal BESS, andando a variare il loro profilo di potenza scambiata. I tre impianti sono rappresentati con un generatore ideale di tensione interfacciato alla rete tramite un convertitore DC/AC. In Tab. 4.4 sono rappresentati i parametri che descrivono i tre sistemi.

	unità in parallelo	$S_{rated}$ [MVA]	powerfactor
PV1	3	0,5	0,95
PV2	3	0,5	0,99
PV3	3	0,5	0,995

<sup>11</sup> Dal common model del convertitore bidirezionale si nota che il valore della corrente è cambiato di segno. Questo perché la misura di corrente prende come direzione positiva quella entrante nella sbarra



Tab. 4.4 - Parametri dei generatori PV

Il sistema di controllo del PV permette di comandare l’inverter, che connette l’impianto fotovoltaico alla rete, in modo che il PV lavori al suo punto di massima potenza MPP (Maximum Power Point) o, in caso di necessità, possa regolare la sua potenza attiva e reattiva scambiata con la rete in modo tale da rispondere alle variazioni imposte dal BESS. In Fig. 4.12 è rappresentato il composite model dell’impianto fotovoltaico.

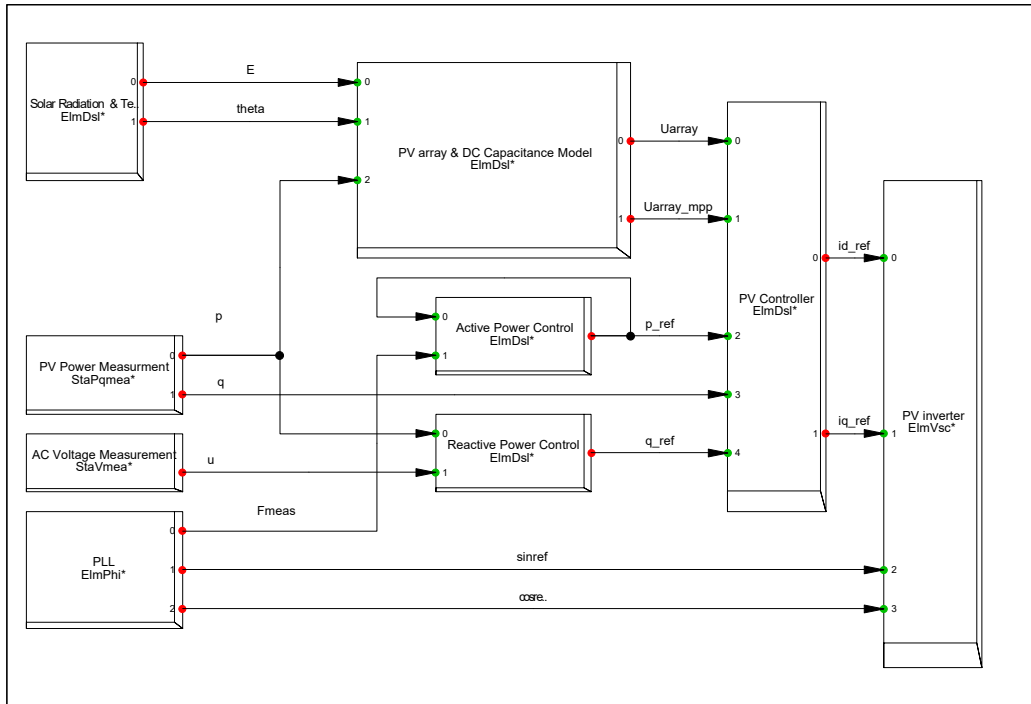


Fig. 4.12 - Composite model del PV

- In input si hanno:
- E = irraggiamento [ $W/m^2$ ]
  - T = temperatura [ $^{\circ}C$ ]
  - p,q = potenza attiva e reattiva misurate al PdC [p.u.]
  - u = tensione misurata al PdC [p.u.]
  - $\cos\phi_{ref}$ ,  $\sin\phi_{ref}$  = fase del fasore di rete
  - $F_{meas}$  = frequenza di rete misurata al PdC [Hz]

### 4.2.1 Solar radiation and temperature

Il blocco “Solar Radiation and Temperature” è quello adibito alla costruzione dei profili di irraggiamento e temperatura a cui è sottoposto il pannello fotovoltaico durante il funzionamento, in quanto da questi due parametri dipende il suo comportamento in tensione e corrente. Queste grandezze sono modificate in maniera lineare all’interno del blocco in maniera più o meno rapida in base ai tempi di variazione con cui vogliamo raggiungere i valori di temperatura e/o irraggiamento desiderati. Sarà quindi possibile andare a simulare delle situazioni differenti per valutare come il comportamento dell’impianto vari al variare delle condizioni ambientali.

I parametri del blocco Solar Radiation and Temperature utilizzati in questo progetto sono presentati in Tab. 4.5

	Temperatura T [°C]	Irraggiamento E [W/m <sup>2</sup> ]
Condizioni iniziali	25	1000
Tempo di variazione [s]	1	1

Tab. 4.5 - Parametri blocco Solar Radiation and Temperature

#### 4.2.2 PV array & DC capacitance model

Il blocco “PV array & DC capacitance model” va a simulare il comportamento del pannello fotovoltaico al variare della temperatura e dell’irraggiamento in uscita dal blocco precedente restituendo in uscita la tensione a cui sta lavorando e la tensione corrispondente al MPP ( $U_{mpp}$ ). Innanzitutto il PV è costituito da più moduli in serie che vanno a formare una stringa e più stringhe in parallelo vanno a formare l’array completo. Di questo elemento se ne va a misurare la corrente e la tensione al MPP a partire dalla potenza prodotta dal PV, misurata al PdC, e i valori di T ed E. In particolare si ha che all’aumentare dell’irraggiamento la corrente e la tensione dell’impianto saranno maggiori, all’aumentare della temperatura invece la corrente sarà maggiore mentre la tensione calerà. Si possono così ottenere le curve caratteristiche di un PV come quelle in Fig. 4.13: in rosso si può vedere le caratteristiche I-V, in blu la curva P-V, dove possiamo individuare il punto di massima potenza.

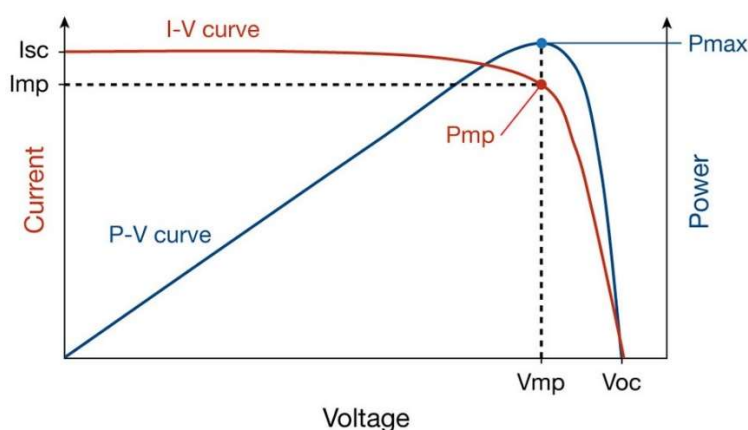


Fig. 4.13 - Caratteristiche di funzionamento di un PV

Una volta calcolate la  $U_{mpp}$  e la  $I_{array}$  si va a calcolare la tensione a cui sta lavorando l’array ( $U_{array}$ ), in modo tale che attraverso il controllo si possa andare a portarla al valore di MPP, così da produrre la massima potenza possibile. Il modello utilizzato per il calcolo di  $U_{array}$  in ambiente PowerFactory si basa sullo schema di Fig. 4.14, in cui vediamo schematicizzato l’array, il suo inverter di interfaccia e un condensatore. Questo modello, pur non essendo “reale”, permette il calcolo della tensione dell’array in maniera agevole.

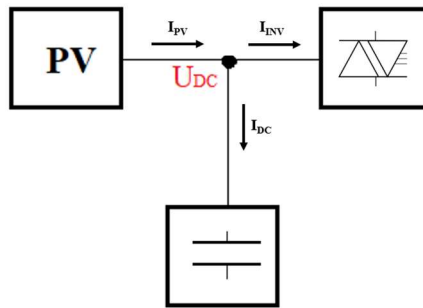


Fig. 4.14 - Modello per il calcolo della tensione di array del PV

In primo luogo si va a calcolare la corrente a valle del condensatore e a monte dell’inverter che sarà data da:

$$I_{INV} = P_{meas} \cdot \frac{\left( \frac{P_{rated\_INV}}{n_{par}} \right) 10^6}{U_{DC}} \tag{4.14}$$

dove:  $P_{meas}$  è la potenza erogata dal PV [p.u.]  
 $P_{rated\_INV}$  è la potenza nominale dell’inverter di interfaccia del PV [MVA], si ottiene come uscita del convertitore  
 $n_{par}$  è il numero di generatori in parallelo che formano l’array  
 $U_{DC}$  è la tensione alla sbarra DC [V]

Una volta calcolata la corrente in ingresso all’inverter si può andare a calcolare la tensione dell’array attraverso la corrente in uscita dal condensatore ( $I_C$ ):

$$I_C = I_{PV} - I_{INV} \tag{4.15}$$

$$U_{array} = U_{0\_array} + \int \frac{I_C}{C} dt \tag{4.16}$$

dove:  $U_{0\_array}$  è la tensione dell’array al tempo  $t=0s$   
 $C$  è la capacità del condensatore

Nella tabella Tab. 4.6 sono inseriti i valori dei parametri utilizzati nel progetto.

N° moduli	20	N° stringhe	140
C	17.2 mF [118]		
$n_{par}$ PV1	3	$n_{par}$ PV2	3
$n_{par}$ PV3	3		

Tab. 4.6 - Parametri blocco PV array & DC capacitance

### 4.2.3 Reactive Power Control (RPC)

Il blocco “Reactive Power Control” ha il compito di rispondere alle variazioni di tensione imposte dal BESS andando a modificare la potenza reattiva di riferimento del generatore di interfaccia del PV. In input si avrà perciò la potenza attiva misurata al PdC prodotta dal PV, necessaria per limitare l’erogazione della potenza reattiva (la produzione di potenza attiva e la regolazione P-f hanno la priorità sulla regolazione della tensione), e la tensione al PdC, utilizzata per la regolazione della potenza reattiva

erogata. Il controllo quindi si compone di due parti: la prima controlla la potenza reattiva scambiata dal PV con la rete, la seconda consiste in un limitatore di potenza basato sulla potenza prodotta dal PV. Questo controllo è presentato in Fig. 4.15.

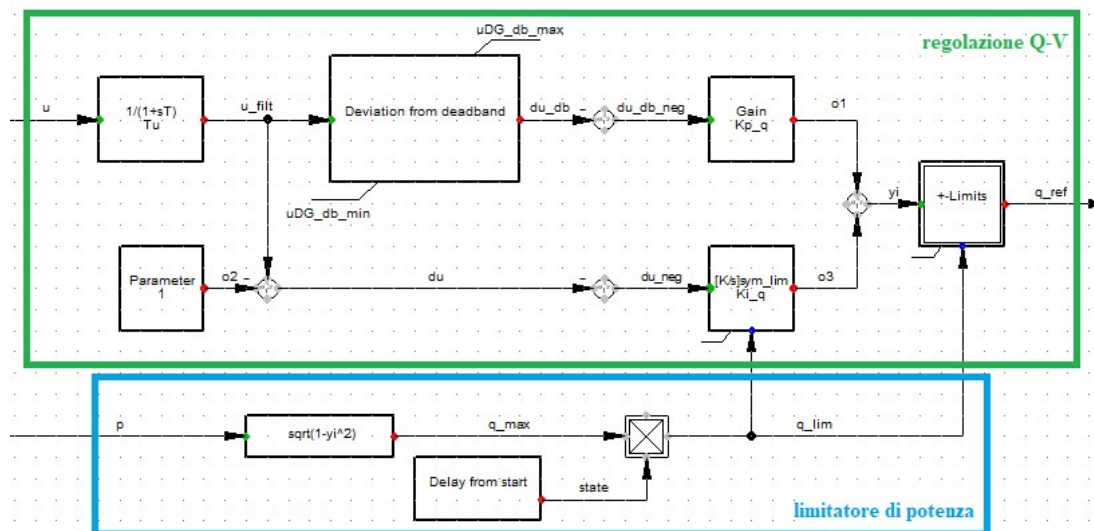


Fig. 4.15 –PV Reactive Power Control (RPC)

Il limitatore di potenza misura la potenza prodotta dal PV in p.u. e calcola la massima potenza reattiva producibile dal generatore (in p.u.). La minima potenza reattiva producibile si considera pari a  $-Q_{MAX}$ . Il regolatore Q-V invece misura la tensione al PdC e la filtra per evitare disturbi. Successivamente la tensione di rete filtrata entra in un controllore PI, che però viene separato in due blocchi separati. Il blocco proporzionale è chiamato a rispondere a variazioni rapide di tensione quando questa si discosta dai valori limite della banda di ammissibilità<sup>12</sup>; il blocco integrale invece non prevede la presenza di una banda morta ma agirà su scostamenti della tensione rispetto al suo valore di riferimento, in modo da riportarla al valore nominale. Entrambi i controllori in ingresso hanno uno scostamento della tensione che viene cambiato di segno: questo perché per scostamenti di tensione  $du$  positivi, il generatore dovrebbe rispondere calando la potenza reattiva, in accordo alla curva di regolazione di Fig. 4.16, ottenuta a partire da quella prevista dalle norme presentata in Fig. 1.7.

<sup>12</sup> Nel progetto, per garantire una regolazione più rapida, si è scelto di usare una DB di ampiezza nulla:  $U_{DC\_MAX} = U_{DB\_MIN} = 1$

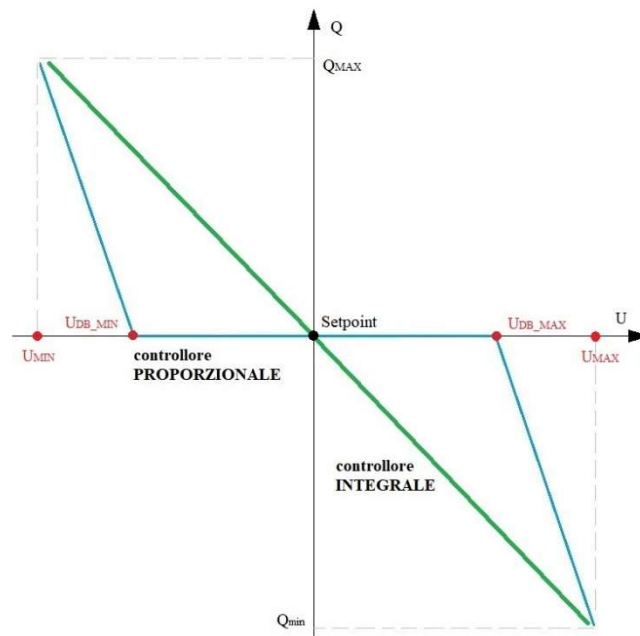


Fig. 4.16 - Curva di regolazione controllore PI del RPC

#### 4.2.4 Active Power Control (APC)

Il blocco “Active Power Control” Fig. 4.17 è chiamato a rispondere alle variazioni di  $f$  imposte dal BESS andando a modificare la potenza attiva di riferimento del generatore. In ingresso quindi si avrà quindi la frequenza misurata al PdC (di cui se ne valuta una media in un tempo di 500 ms per evitare eccessive oscillazioni) e la potenza di setpoint, cioè la potenza che il generatore produce quando lo scostamento di frequenza dal suo valore nominale è nullo valori (importante considerare come le potenze all’interno del PV in ambiente DIGSILENT siano riferite alla potenza al MPP e non a quella nominale).

Il funzionamento è analogo al RPC, cioè viene utilizzato un controllore PI con blocchi separati, dove l’elemento proporzionale è azionato dallo scostamento della frequenza rispetto ai limiti della banda morta, mentre l’elemento integrale è attivato dallo scostamento dal valore di riferimento della tensione. Sono presenti solo alcune differenze rispetto al controllo RPC:

- la potenza controllata può assumere valori tra  $0 \div 1$  in quanto il PV non è in grado di assorbire potenza;
- è prevista una banda morta per il controllore proporzionale tra  $49,95 \div 50,05$  Hz
- il controllo presenta un blocco della potenza di riferimento in uscita (a tempo limitato) che viene attivato nelle condizioni di sovralfrequenza in cui il controllo porterebbe ad abbassare il riferimento in input al controllo. Questo permette ai generatori fotovoltaici di mantenere un setpoint di potenza elevato, mentre gli altri generatori tradizionali (e.g. il generatore sincrono in questo caso) andranno ad eseguire l’azione di supporto richiesta dal BESS andando a ridurre il loro contributo di potenza erogata.

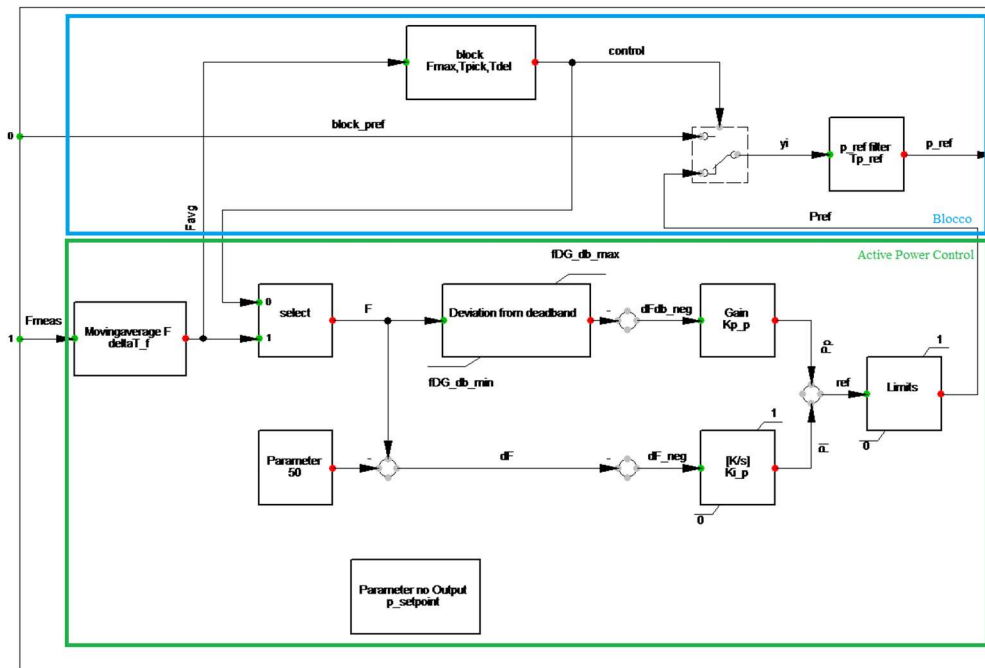


Fig. 4.17 - PV Active Power Control (APC)

#### 4.2.5 PV control

Il blocco “PV control” ha il compito di calcolare la  $I_d$  ed  $I_q$  con cui pilotare il generatore statico del PV a partire dai valori di potenza attiva e reattiva di riferimento ottenuti dai due controlli. In input quindi presenta: la tensione a cui sta lavorando l’array ( $U_{array}$ ), la tensione del punto di massima potenza ( $U_{MPP}$ ), la potenza attiva e reattiva di riferimento ( $p_{ref}$ ,  $q_{ref}$ ) e la potenza reattiva scambiata con la rete dal PV misurata nel PdC. In Fig. 4.18 è rappresentato il common model associato al PV control.

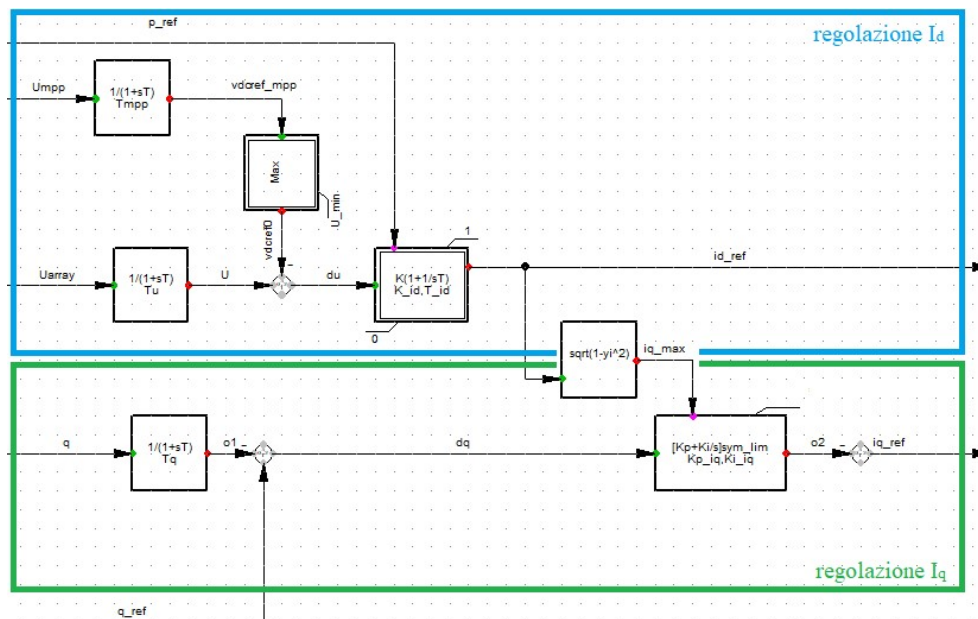


Fig. 4.18 - PV control

La regolazione di  $I_d$  si basa sull’inserimento all’interno di un controllore PI dello scostamento della tensione di array dal valore della  $U_{MPP}$ , pur considerando la presenza della  $p_{ref}$  che è responsabile della

risposta alle variazioni di frequenza. Questo controllo si basa su due soglie: la prima, responsabile dell'inseguimento del punto di funzionamento alla potenza massima, la seconda invece chiamata a portare il PV nel punto di funzionamento richiesto dalla  $p_{ref}$ . La prima soglia quando il  $\Delta U$  risulta essere positivo si comporta come un proporzionale e fa crescere la  $I_d$  in maniera tale che  $U_{DC}$  cali per portarsi alla  $U_{MPP}$ ; quando invece il  $\Delta U$  è minore di zero, il controllo riduce la  $I_d$  in modo che la  $U_{DC}$  cresca per portarsi al MPP. Il funzionamento della prima soglia quindi è controllato dal blocco PV array & DC Capacitance Model ed è mostrato in Fig. 4.19. La seconda soglia invece, quella responsabile della regolazione della potenza a causa degli scostamenti di frequenza imposti dal BESS, agisce come un controllore proporzionale che cerca di colmare il gap tra la  $p_{ref}$  ed il punto a cui sta lavorando il PV, agendo in base ai segnali provenienti dal APC. Una volta definite tali soglie, la  $I_d$  di riferimento è data dal minore tra i due valori trovati.

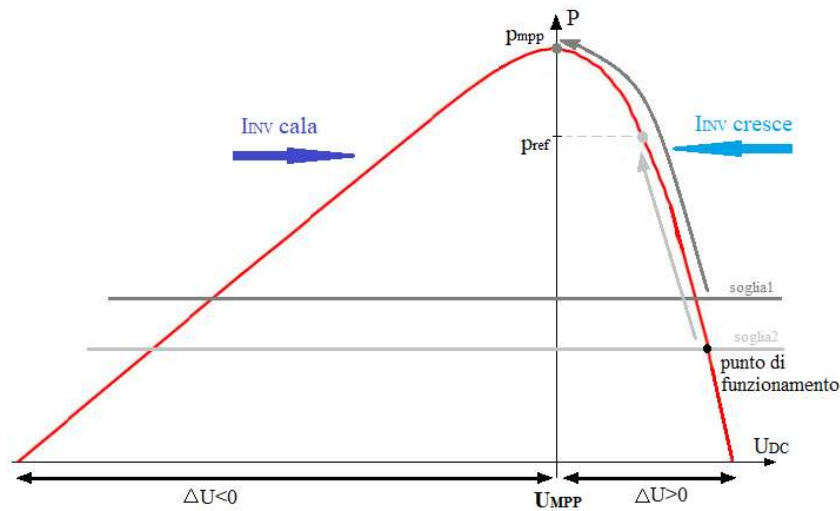


Fig. 4.19 - Funzionamento del PV control

Il controllo della  $I_q$  invece si basa sullo scostamento tra la potenza reattiva di riferimento ( $q_{ref}$ ) e la potenza reattiva misurata al PdC ( $q_{meas}$ ). Questo scostamento  $dq$  viene dato in ingresso ad un controllore PI con antiwind-up, che ha il solo scopo di scambiare una potenza reattiva che sia pari al valore dato dal blocco RPC. Questa però dovrà essere limitata dalla potenza attiva prodotta dal generatore statico, in modo tale che non si superi la capacità generativa del PV. Si può notare dal common model di Fig. 4.18 come la  $I_q$  di riferimento sia cambiata di segno prima di andare in ingresso al generatore statico. Questo perché la potenza reattiva prodotta dal generatore risulta positiva quando  $I_q$  è minore di zero e viceversa, mentre in questo caso si vorrebbe che per  $I_q$  crescenti cresca anche il valore della potenza reattiva iniettata in rete.

### 4.3 Il generatore sincrono

Alla sbarra di distribuzione (Terminal BB1-BB2) oltre alla rete esterna, al BESS e alle tre linee da cui si dirama la rete, è anche connesso un generatore sincrono da 5 MVA a poli salienti. Lo scopo di questa macchina è quello di svolgere, al pari dei generatori fotovoltaici, un ruolo di supporto alla batteria. In particolare esso è chiamato a lavorare nel momento in cui i PV per diverse cause siano spenti o la loro potenza erogata sia inferiore a quella richiesta dal BESS. I parametri di macchina presentati in Tab. 4.7 sono stati tratti da [119].

R	0.06	H	2.9 s
Xd	2.86	Xq	2
Xd'	0.7	Td'	3.4 s
Xd''	0.22	Xq''	0.2
Td''	0.01 s	Tq''	0.05 s
X0	0.1	R0	0
X2	0.2	R2	0

Tab. 4.7 - Generatore Sincrono parametri di macchina

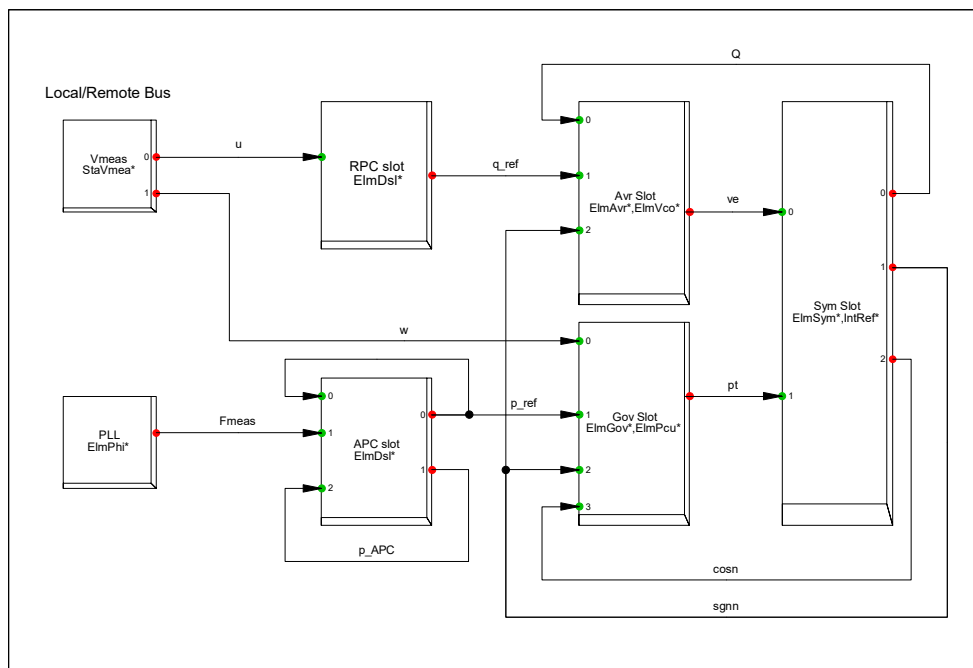


Fig. 4.20 - Generatore Sincrono composite model

### 4.3.1 Active Power Control (APC)

Il blocco “Active Power Control” presentato in Fig. 4.21 (così come quello dei PV) è chiamato a variare la potenza di riferimento della macchina in funzione delle variazioni di frequenza imposte dal BESS. In ingresso presenta la frequenza misurata dal PLL posizionato nel terminal dove il generatore sincrono è connesso, di cui poi se ne fa una media mobile all’interno di un intervallo di tempo ampio 1s, tale da permettere una risposta “lenta” della macchina alle variazioni di frequenza. Il controllo presenta un controllore PI, con blocchi separati, regolato in maniera tale che il riferimento in uscita sia tale da riportare la frequenza della rete a 50Hz ed un blocco della potenza di riferimento. In particolare:

- la potenza controllata può assumere valori tra  $-1 \div 1$ ;
- è prevista una banda morta per il controllore proporzionale tra  $49,9 \div 50,1$  Hz
- il controllo presenta un blocco della potenza di riferimento in uscita (a tempo limitato) che viene attivato nelle condizioni di sottofrequenza in cui il controllo porterebbe ad alzare il riferimento in input al controllo. Questo fa sì che il generatore sincrono mantenga un setpoint di potenza inferiore rispetto a quello che imporrebbe il controllo, in modo tale da dare il tempo necessario ai generatori fotovoltaici (nel caso abbiano abbastanza capacità disponibile) di andare ad aumentare la loro potenza immessa in rete andando incontro alle richieste del BESS.



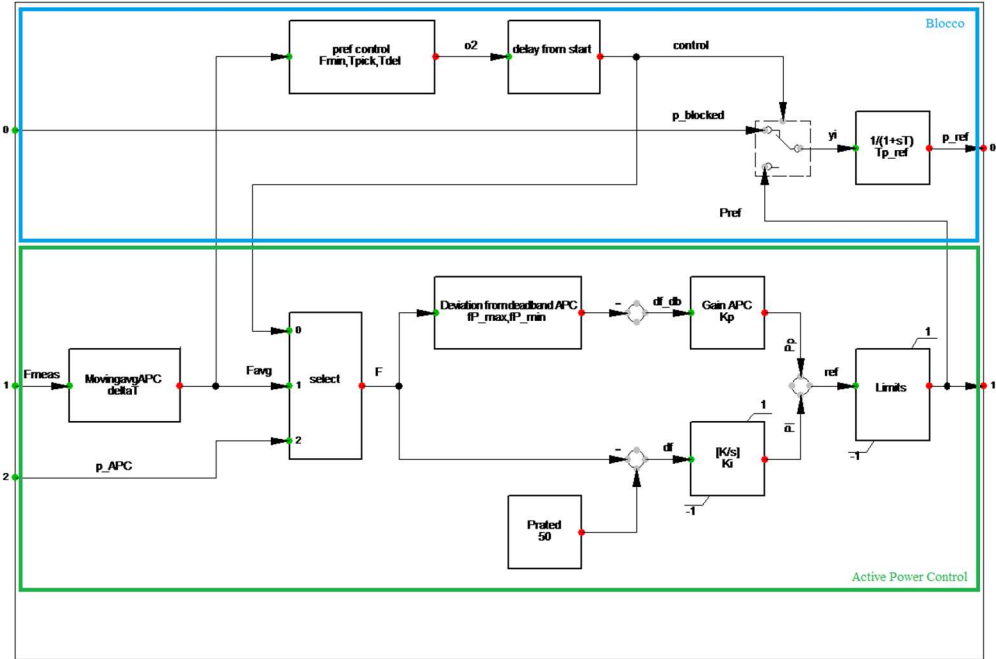


Fig. 4.21 - Generatore Sincrono Active Power Control (APC)

4.3.2 Reactive Power Control (RPC)

Il blocco “Reactive Power Control” ha invece il compito di fornire un riferimento di potenza reattiva al controllo della tensione di eccitazione della macchina sincrona. Questo è ottenuto a partire dallo scostamento della tensione misurata al terminal di connessione del generatore da un valore di riferimento ( $u_{rated}=1$ ) e questo errore viene introdotto in un controllore PI, anche in questo caso con parte proporzionale ed integrale separate. La prima agisce su scostamenti rapidi ed è attiva al di fuori di una certa banda morta (0.9÷1.1), la seconda invece è progettata in modo tale da cercare di portare la tensione al valore nominale.

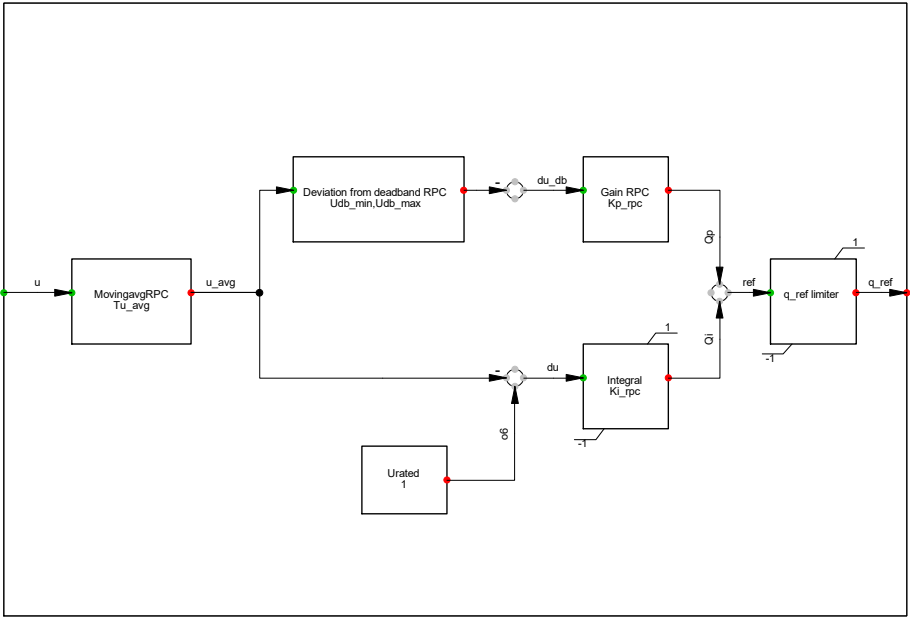


Fig. 4.22 - Generatore Sincrono Reactive Power Control (RPC)

### 4.3.3 Sistema di eccitazione

Il sistema di eccitazione proposto in questo studio è stato modificato in quanto il generatore sincrono non è chiamato a svolgere il ruolo di macchina di riferimento (svolto dal BESS) ma ha il solo scopo di inseguire il riferimento di potenza reattiva fornitagli dal RPC. Per questo motivo esso è costituito da un semplice controllo della tensione di eccitazione a partire dallo scostamento dato dalla potenza reattiva che la macchina sta scambiando con la rete rispetto al valore di riferimento. Questo errore viene poi dato in input ad un PI la cui uscita viene elaborata dal controllo che simula il circuito di eccitazione della macchina e successivamente data in ingresso al generatore come tensione di eccitazione ( $u_{errs}$ ) [120].

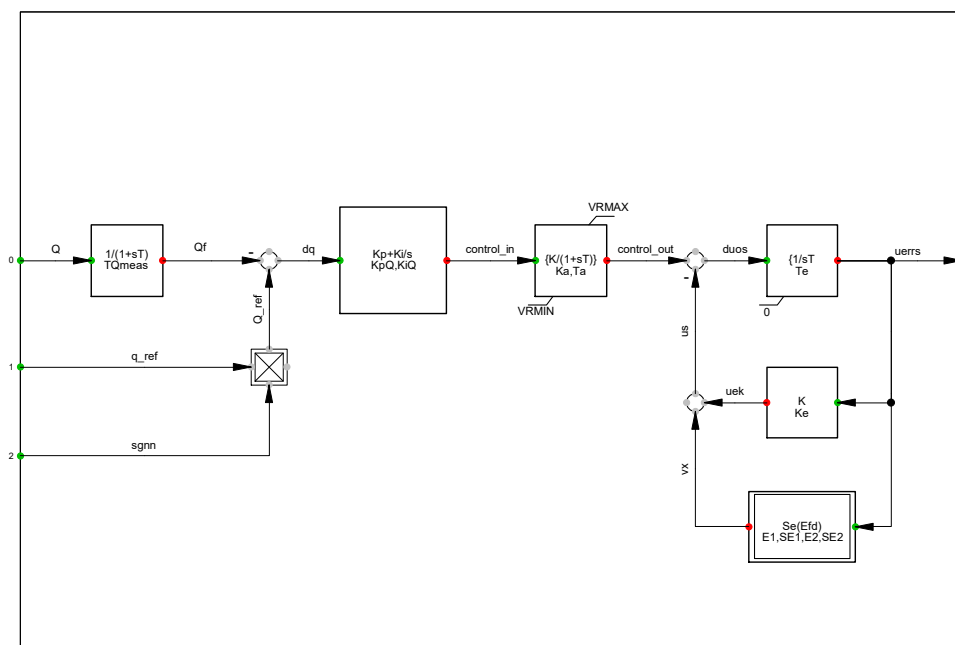


Fig. 4.23 - Generatore Sincrono sistema di eccitazione

### 4.3.4 Governor (GOV)

Il Governor è il blocco adibito ad ottenere il valore della potenza che si ha in turbina a partire dal riferimento ottenuto dal APC e dal valore della frequenza al terminal. In particolare al valore di potenza di riferimento si va a sommare il contributo dato dalla regolazione primaria (il grado di statismo della macchina è stato posto pari al 6% [121] [122]). Questi due contributi permettono di ottenere il valore della potenza che viene iniettata in turbina alla macchina a meno di limiti introdotti dalle caratteristiche della turbina stessa che considerano: le perdite per attrito, la temperatura ed i parametri di funzionamento di controllore, compressore, etc.

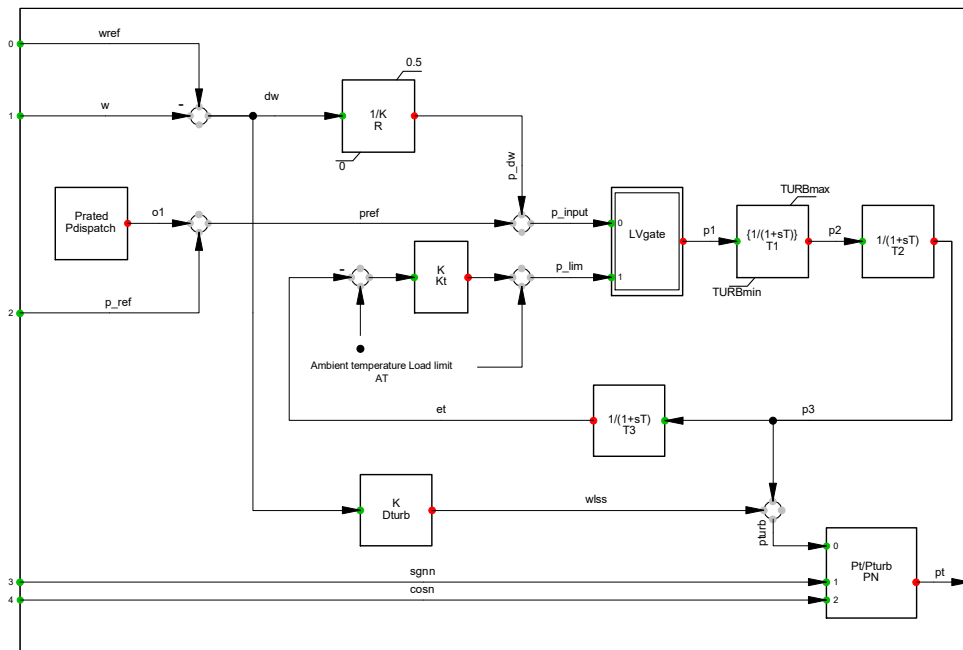


Fig. 4.24 - Generatore Sincrono Governor

#### 4.4 I sistemi di protezione di interfaccia

I sistemi di protezione per i gruppi di generazione descritti in questo capitolo sono stati implementati in modo da essere conformi alla norma CEI 0-16 e alle sue varianti [123]. In particolare, come già visto in 1.2.1, essa prescrive l'utilizzo di un Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, in seguito SPG) a cui, per gli utenti attivi, va ad aggiungersi il Sistema di Protezione di Interfaccia (in seguito SPI) associato al Dispositivo Di Interfaccia (DDI). Il SPG deve comprendere un relè (Protezione Generale, PG) che realizzi:

- *Protezione di massima corrente di fase* almeno a tre soglie:
  - $I >$  prima soglia di sovraccarico: dedicata ad eventi di sovraccarico di piccola entità;
  - $I >>$  seconda soglia con ritardo intenzionale (51): dedicata alla rilevazione di eventi di cortocircuito su impedenza, cioè di sovraccarico di elevata entità;
  - $I >>>$  terza soglia istantanea (50): dedicata ad eventi di cortocircuito franco;
- *Protezione di massima corrente omopolare* a due soglie:
  - $I_0 >$  prima soglia: dedicata alla rilevazione di eventi di guasto monofase a terra;
  - $I_0 >>$  seconda soglia: dedicata alla rilevazione di eventi di doppio guasto monofase a terra.

Nel caso in cui il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente superi l'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore per la regolazione della protezione 51N, al posto della protezione di massima corrente omopolare a due soglie è richiesta una protezione direzionale di terra a due soglie (la prima, denominata 67N.S1, durante il funzionamento in regime di neutro compensato, la seconda, denominata 67N.S2, durante il funzionamento in regime di neutro isolato) ed una di massima corrente omopolare a una soglia (finalizzata alla selezione dei guasti doppi monofase a terra).

Descrizione protezione		Soglia di intervento	Tempo di intervento
<b>Massima corrente di fase</b>	$I >$	opzionale	Tempo dipendente
	$I >>$	250 A	500 ms
	$I >>>$	600 A	120 ms
<b>Massima corrente omopolare</b>	$I_0 >$ (neutro isolato) <sup>13</sup>	2 A	170 ms
	$I_0 >>$ (neutro isolato) <sup>13</sup>	140% $I_{If}$	170 ms
	$I_0 >$ (neutro compensato) <sup>13</sup>	2 A	450 ms
	$I_0 >>$ (neutro compensato)	140% $I_{If}$	170 ms

Tab. 4.8 - Tarature delle protezioni di massima corrente

		$I_0$	$V_0$	Settore d'intervento	Tempo di intervento
<b>Direzionale di terra</b>	67N.S1 (neutro compensato)	2 A	5 V	$60^\circ \div 250^\circ$	450 ms
	67N.S2 (neutro isolato)	2 A	2 V	$60^\circ \div 120^\circ$	170 ms

Tab. 4.9 - Tarature delle protezioni direzionali di terra

Per gli utenti attivi inoltre è previsto un sistema di protezione associato al DDI con delle tarature tali da garantirne le funzioni di supporto alla rete descritti in 1.2.2. Le caratteristiche del SPI devono essere conformi a quanto prescritto nell'Allegato E della norma CEI 0-16, in cui si prevede che esso sia dotato di un relè di frequenza (anche con sblocco voltmetrico, volto alla rilevazione di una condizione di guasto sulla rete MT), di tensione e di tensione residua. Devono essere quindi previste le seguenti protezioni:

1. *Massima tensione* 59
2. *Minima tensione* 27
3. *Massima tensione residua* lato MT  $59V_0$
4. *Massima frequenza* 81.S1 (con sblocco voltmetrico)
5. *Minima frequenza* 81.S1 (con sblocco voltmetrico)
6. *Massima frequenza* 81.S2
7. *Minima frequenza* 81.S2

La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni di:

1. *Massima tensione residua*  $59V_0$
2. *Massima tensione di sequenza inversa*  $59V_i$
3. *Minima tensione di sequenza diretta*  $27V_d$

L'SPI infine deve avere la capacità di ricevere segnali finalizzati alla gestione del comando di telescatto.

Lo schema logico della protezione di interfaccia è rappresentato in Fig. 4.25 mentre le regolazioni della protezione sono riportate in Tab. 4.10. Particolare attenzione va data alla funzione di massima tensione 59.S1 la quale deve essere realizzata come protezione basata sul valore efficace di 10 minuti. Ogni 3s deve essere infatti creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti da paragonare al valore di impostazione della protezione di cui alla Tab. 4.10.

Dallo schema logico di Fig. 4.25 si può notare come in modalità transitoria di funzionamento (cioè quando il generatore lavora in *stand alone*, cioè senza alcun segnale da parte del distributore) è possibile

<sup>13</sup> La soglia  $I_0 >$  è utilizzata solo in assenza della 67N, mentre la soglia  $I_0 >>$  a neutro isolato viene utilizzata solo in presenza di 67N.S2

attivare il funzionamento permanente in soglie restrittive (81.S1) attraverso il comando locale, senza quindi la necessità che si attivi lo sblocco voltmetrico.

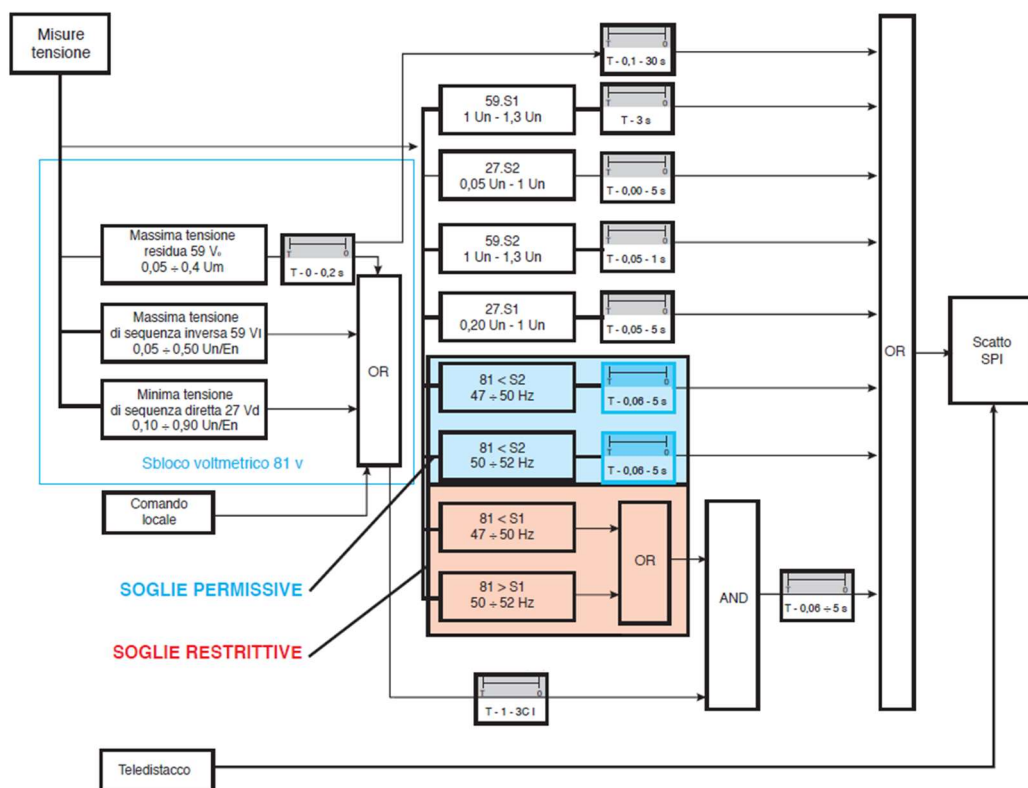


Fig. 4.25 - Schema logico funzionale del SPI

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento	Tempo apertura DDI
Massima tensione 59.S1	1,10 $U_n$		Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT o 100 ms per apparecchiature BT
Massima tensione 59.S2	1,2 $U_n$	0,60 s	
Minima tensione 27.S1 <sup>14</sup>	0,85 $U_n$	1,50 s	
Minima tensione 27.S2 <sup>15</sup>	0,3 $U_n$	0,20 s	
Massima frequenza 81>.S1 <sup>16</sup>	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza 81<.S1 <sup>16</sup>	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza 81>.S2 <sup>16</sup>	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza 81<.S2 <sup>16</sup>	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua 59V <sub>0</sub>	5% $U_m$ <sup>17</sup>	25 s	
Massima tensione seq. inversa 59V <sub>i</sub>	15% $U_n$ <sup>18</sup>		
Minima tensione seq. diretta 27V <sub>d</sub>	70% $U_n$ <sup>18</sup>		

Tab. 4.10 - Regolazioni del SPI

<sup>14</sup> La soglia 27.S1 è obbligatoria per i soli generatori statici

<sup>15</sup> La soglia 27.S2 nel caso di generatori rotanti convenzionali può essere innalzata a 0,7  $U_n$  con un tempo di intervento di 0,15 s

<sup>16</sup> Per valori al di sotto di 0,2  $U_n$  la protezione 81 si deve inibire

<sup>17</sup> Regolazione espressa in percentuale della tensione residua nominale  $U_m$  misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè ( $U_m = 3E_n = \sqrt{3}U_n$ )

<sup>18</sup> Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata  $U_n$

A questo sistema di protezione, per i gruppi di generazione, vanno ad aggiungersi le eventuali protezione del generatore che devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia consentendo il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza specificati nella norma. Le protezioni dei gruppi di generazione che agiscono sul Dispositivo di Generatore (DDG) hanno la funzione di disconnettere il generatore nel momento in cui si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo all'interno dell'impianto stesso. Queste protezioni devono avere valori di regolazione selettivi con quelli della protezione di interfaccia (SPI) in modo da evitare scatti anticipati dei generatori rispetto alla separazione dell'impianto dalla rete comandata dal medesimo SPI. In particolare il sistema di protezione del DDG deve presentare le seguenti protezioni:

1. *Massima tensione* 59
2. *Minima tensione* 27
3. *Minima frequenza* 81<
4. *Massima frequenza* 81>

A cui si aggiungono, per i generatori sincroni convenzionali, le protezioni di:

5. *Massima corrente ad azione istantanea* 50
6. *Massima corrente ad azione ritardata* 51

In particolare queste ultime due protezioni sono tarate secondo i parametri presentati in Tab. 4.11

Protezione		Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima corrente istantanea	50.S1	$5,0 \div 9,0 I_{nG}$	Ist
Massima corrente ritardata	51.S1	$\geq 1,25 I_{nG}$	$\geq 1,5$ s

Tab. 4.11 - Regolazioni del sistema di protezione del DDG

#### 4.4.1 Il SPI dei generatori fotovoltaici

Nella rete realizzata in DIgSILENT si è adottato un sistema di protezione di interfaccia che potesse rappresentare al meglio il funzionamento previsto dalla norma descritto in precedenza. In Fig. 4.26 è rappresentato il composite model che controlla l'apertura dell'interruttore a monte del trasformatore di interfaccia dei diversi generatori fotovoltaici (come previsto dalla norma CEI 0-16). Esso è provvisto di uno sblocco voltmetrico atto ad attivare il funzionamento in soglia restrittiva della protezione di minima e massima frequenza, attivabile anche attraverso il segnale locale, e del segnale di teledistacco, che è possibile controllare attraverso degli eventi programmabili da parte dell'utente. Infine nel blocco denominato "Protezioni di Interfaccia" sono stati implementati i diversi relè previsti dalla norma con le rispettive tarature. Allo schema di SPI va poi ad aggiungersi la protezione di massima corrente installata nel dispositivo generale rappresentata in Fig. 4.27. La protezione di massima corrente di fase è provvista di tre soglie ma nello studio si è disabilitata la soglia a tempo dipendente I>, mentre la protezione a corrente omopolare lavora su due soglie differenti.

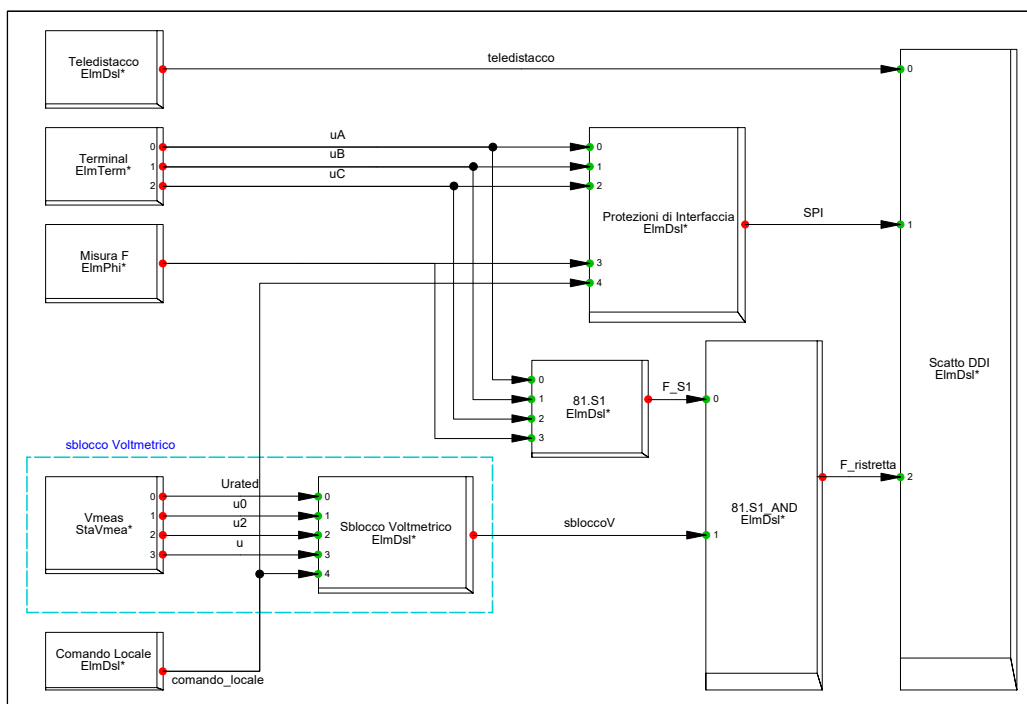


Fig. 4.26 - Composite model del SPI dei PV

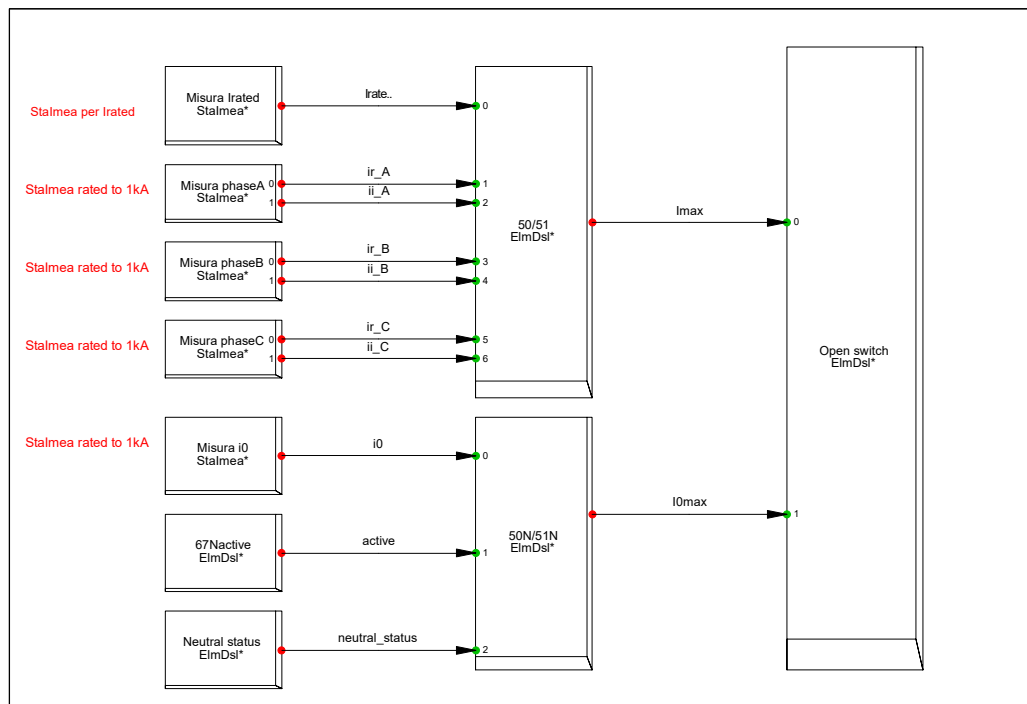


Fig. 4.27 - Composite model della protezione di DG

#### 4.4.2 Il SPI del generatore sincrono

Il generatore sincrono inserito nella rete in esame, analogamente ai PV, è stato dotato di un sistema di protezione di interfaccia che fosse più fedele possibile alle richieste del legislatore. Come si può vedere da Fig. 4.28 l'unica differenza rispetto al controllo dei generatori fotovoltaici (oltre che alle diverse tarature previste dalla normativa) presenta una protezione di massima corrente che rappresenta il

funzionamento del dispositivo di generatore i cui valori di regolazione sono presentati in Tab. 4.11. Anche nel caso del generatore sincrono poi, oltre alla protezione di macchina (rappresentata nel comando dell'SPI), è presente una protezione di massima corrente, pari a quella di Fig. 4.27, che è associato al DG.

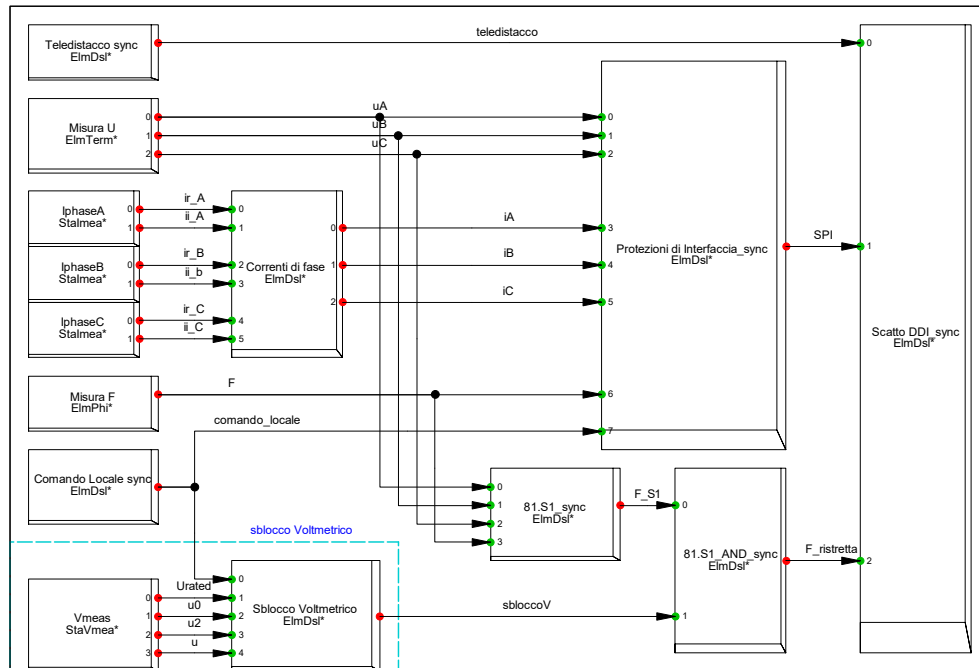


Fig. 4.28 - Composite model del SPI del generatore sincrono



## 5 IL CASO STUDIO

Nello studio, una volta implementate le protezioni di interfaccia mostrate in precedenza, si è andati a valutare il funzionamento di alcuni dei sistemi presentati in 3.2, che potessero essere rappresentativi della categoria di appartenenza e che, grazie alle loro peculiarità, fossero compatibili con il software e la rete in esame con il minor numero di adattamenti possibili. Una volta installati i diversi sistemi si è andati a svolgere delle simulazioni, a parità di condizioni di funzionamento, che potessero permettere di confrontarne l'efficacia in maniera oggettiva. Innanzitutto si sono individuate tre differenti condizioni di funzionamento: la prima in isola con generatore sincrono e PV connessi alla MG, la seconda in funzionamento grid-connect (cioè con gli interruttori Ex-breaker1 ed Ex-breaker2 chiusi) e la terza in isola ma con generatore sincrono disconnesso. Successivamente si sono individuati quattro diversi punti di guasto: le linee 1-02 e 2-08, la sbarra BB1 ed il nodo 3-06 (come si può vedere da Fig. 5.1). Questi punti sono stati scelti in modo che potessero mettere in evidenza tutte le caratteristiche dei diversi schemi in esame. In particolare il guasto nella linea 1-02 è in grado di mostrare come le diverse protezioni riescono a rispondere a guasti nei pressi di un generatore distribuito a fine ramo; la linea 2-08 invece rappresenta un punto "debole" della rete essendo posizionata in una diramazione che termina con il solo carico 2\_06 e che risulta essere quindi critica per lo scarso supporto da parte dei generatori; la sbarra di distribuzione è il punto nevralgico della rete in esame per cui una schema di protezione adeguato dovrebbe essere in grado di proteggerla in maniera ottimale; infine il nodo 3-06 essendo posto a metà di un ramo piuttosto lungo può essere un punto critico (a parità della linea 2-08) per l'individuazione dei guasti tanto più nel momento in cui si andasse a valutare il funzionamento di differenziali di linea posti lungo i diversi rami.

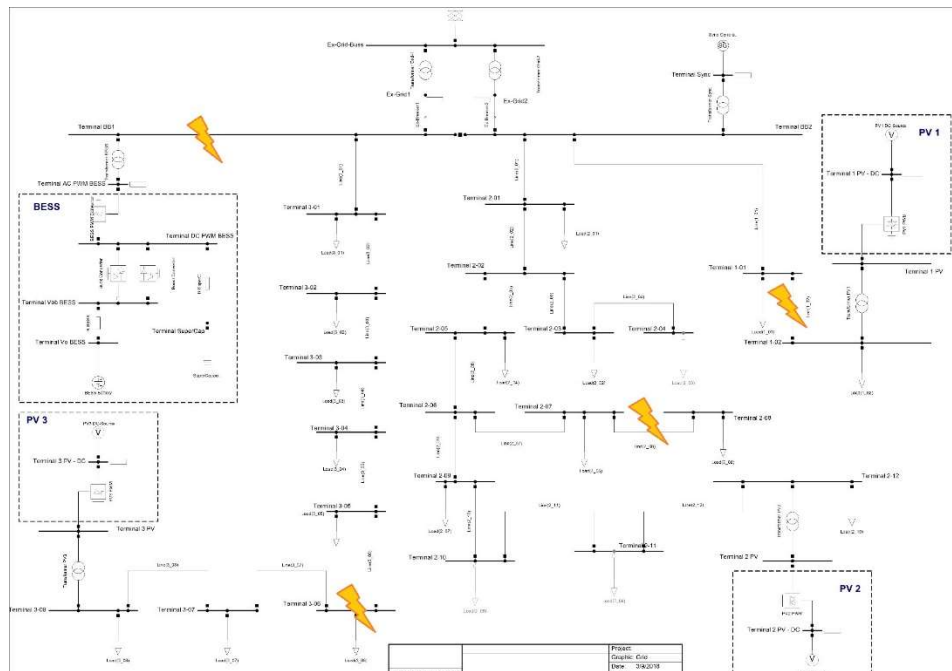


Fig. 5.1 - Posizione dei guasti simulati

Per ognuno di questi punti infine si sono andati a simulare sei guasti, di diversa tipologia ed impedenza (anche con  $\cos\phi \neq 1$  in modo da riprodurre qualsiasi evento). In particolare si è cercato di simulare condizioni di guasto ad elevata impedenza che, come si è visto in precedenza, rappresentano un fattore

critico nel funzionamento di un sistema di protezione in isola. Per ogni condizione di funzionamento e punto di guasti si sono perciò simulati:

- un guasto trifase di impedenza  $10+j0 \Omega$  (Z1)
- un guasto monofase-terra di impedenza  $20+j10 \Omega$  (Z2)
- un guasto bifase di impedenza  $50+j20 \Omega$  (Z3)
- un guasto trifase di impedenza  $75+j0 \Omega$  (Z4)
- un guasto monofase-terra di impedenza  $100+j10 \Omega$  (Z5)
- un guasto monofase-terra di impedenza  $150+j0 \Omega$  (Z6)

Per la valutazione dell'efficacia di ogni schema si è monitorata la riuscita individuazione ed apertura del guasto in tempi adeguati al mantenimento in funzione della rete, oltre alla capacità del sistema proposto di garantire un'apertura selettiva del guasto. In seguito si è assegnato un punteggio da 0 ad 1 all'azione della protezione per ogni guasto in modo da poter confrontarne l'efficacia in confronto alle altre in ogni condizione simulata. Questa valutazione è stata fatta seguendo i criteri presentati in Tab. 5.1.

Tipo di Intervento	Descrizione dell'Intervento	
SELETTIVO	Apertura selettiva con estinzione del guasto in tempi adeguati	1
SELETTIVO CON SCATTI INTEMPESTIVI	Apertura selettiva ma in un tempo tale da causare lo scatto dei sistemi di interfaccia dei generatori con conseguente perdita di generazione	0,8
LIMITATA SELETTIVITÀ	Apertura selettiva relativa al solo ramo interessato dal guasto (funzionamento tipico delle protezioni di sbarra)	0,6
LIMITATA SELETTIVITÀ CON SCATTI INTEMPESTIVI	Apertura selettiva relativa al solo ramo interessato dal guasto accompagnata da apertura intempestiva di altri sistemi di protezione (es.: SPI generatori)	0,4
NON SELETTIVO	Apertura non selettiva del guasto o scatto intempestivo delle protezioni	0,2
MANCATO INTERVENTO	Mancato rilevamento della condizione di guasto e conseguente non estinzione del guasto	0

Tab. 5.1 - Tabella di valutazione dei sistemi di protezione

## 5.1 Sistema di protezione con dispositivo di massima corrente a soglie adattate

Questo sistema di protezione implementato nella rete in esame prende spunto dai lavori sulle protezioni di massima corrente con soglie adattabili presentati in 3.2.2. I relè installati sono stati realizzati a partire dalle prescrizioni in CEI 0-16, in cui sono previste tre differenti soglie di intervento:

1. La *prima soglia (a tempo dipendente)* ha una caratteristica a tempo inverso che può essere regolata in funzione della rapidità di intervento richiesta al dispositivo. Infatti la pendenza della curva in questione, tratta da [124] e mostrata in
2. Fig. 5.2, può essere modificata scegliendo diversi valori per i parametri  $K$ ,  $\alpha$  e  $t_s$  in base alle richieste del distributore. In particolare si prevedono tre modalità di funzionamento: una a tempo normalmente inverso (NIT), una a tempo molto inverso (VIT) e l'ultima, la più rapida,

a tempo estremamente inverso (EIT). La corrente di regolazione amperometrica  $I_s$  assume valori compresi tra  $0,1 \div 2,4$  volte la corrente nominale  $I_n$  [125] (che nel caso di studio è scelta in modo tale da essere maggiore della massima corrente di carico e la minima corrente di guasto), mentre la corrente di intervento  $I_T$  (che assume valori tra  $1 \div 1,3$  volte  $I_s$ ) rappresenta la minima corrente che induce lo scatto della protezione.

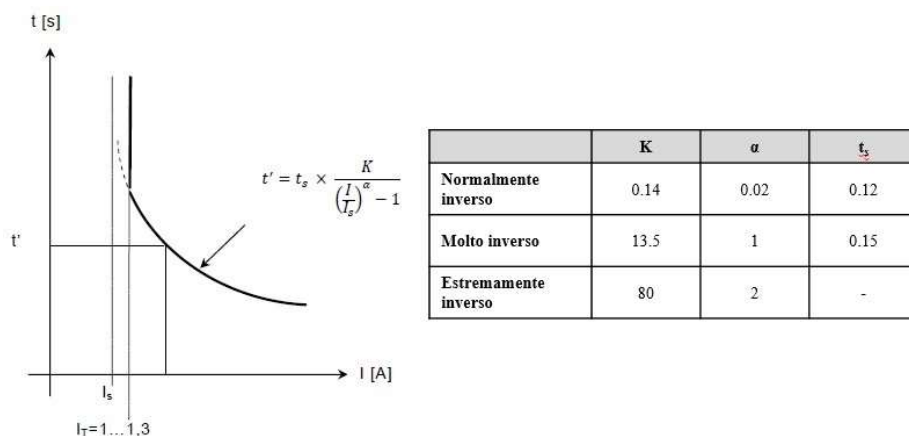


Fig. 5.2 - Caratteristica di intervento a tempo dipendente relè di massima corrente

3. La *seconda soglia (a tempo indipendente)* è tarata per intervenire per correnti maggiori di 250 A entro 500ms.
4. La *terza soglia (a tempo indipendente)* è tarata per intervenire per correnti di 600 A entro 120 ms.

In questo modo la caratteristica di intervento del relè risulta essere come quella di Fig. 5.3

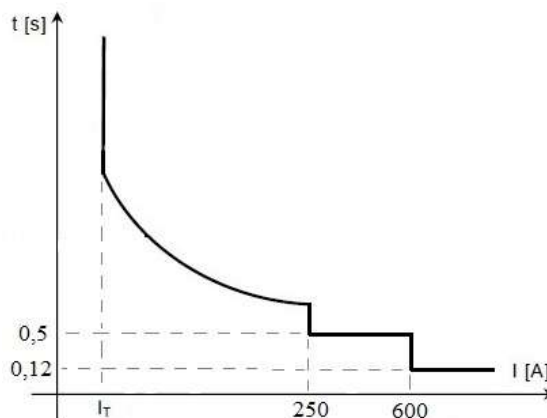


Fig. 5.3 - Caratteristica di intervento relè di massima corrente

In ogni relè inserito vengono dati due diversi valori di  $I_n$ , uno ricavato dall'analisi della rete quando si trova in isola, l'altro ricavato con l'external grid connessa alla sbarra di distribuzione. Questi valori di  $I_n$ , come già accennato, sono tali da essere maggiori della massima corrente di carico ma minori della minima corrente di guasto in modo da avere un funzionamento il più efficiente e selettivo possibile. Lo schema di funzionamento del relè è presentato in Fig. 5.4. In questo schema a blocchi si possono individuare le tre diverse soglie di intervento della protezione (abilitabili separatamente) che vanno a confrontare i valori dell'ampiezza delle tre correnti di fase con le soglie descritte in precedenza. La soglia a tempo dipendente, oltre alle tre correnti di fase, ha in input anche il segnale Load\_Max che

rappresenta il valore  $I_n$ , il quale può assumere due diversi valori in funzione dello stato dei due interruttori che separano la rete esterna da quella in esame.

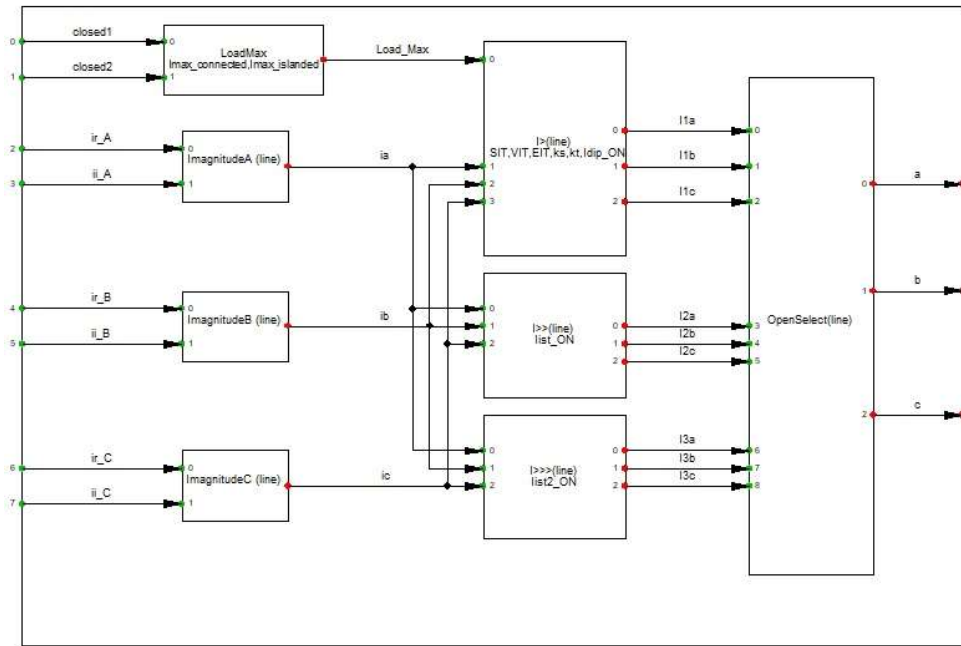


Fig. 5.4 - Common model relè di massima corrente a soglie adattate

### 5.1.1 Simulazioni di guasto

In Fig. 5.5 si mostra la topologia della rete con la posizione in cui sono stati installati i relè di massima corrente a soglie adattabili. Inoltre si possono vedere i punti in cui sono stati simulati dei guasti con diverse impedenze.

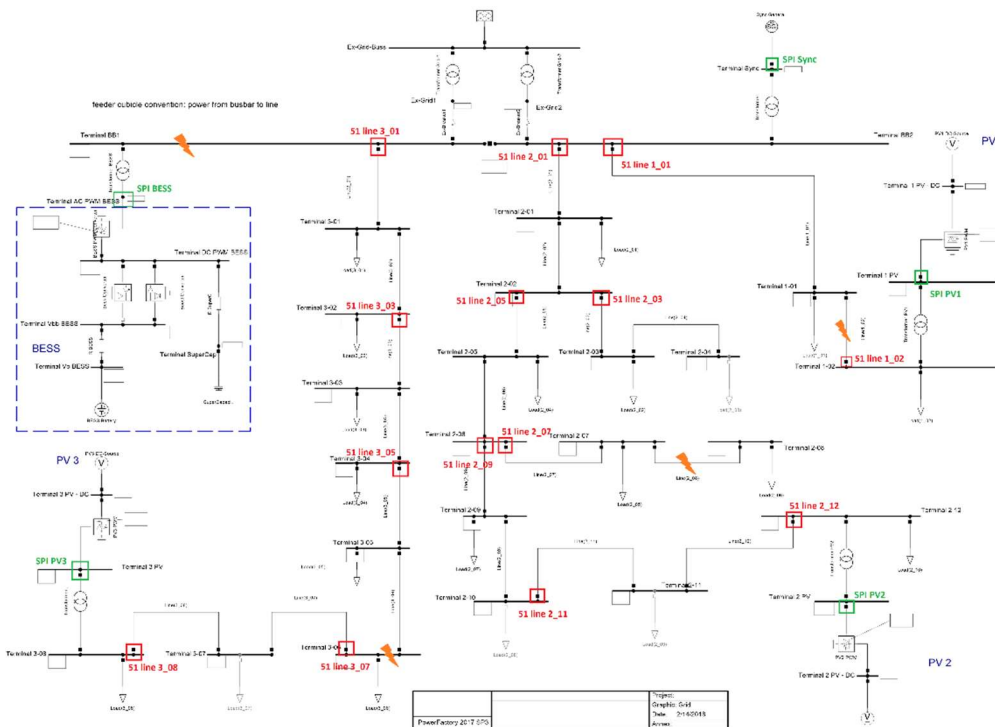


Fig. 5.5 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione a relè di massima corrente

Nel funzionamento in isola si sono rilevati gli interventi presentati in Tab. 5.2.

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3_06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
Overl 1_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓																		
Overl 1_02														✓	✓	✓	✓	✓						
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓	✓						
Overl 2_01																								
Overl 2_03																								
Overl 2_05																								
Overl 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓												
Overl 2_09																								
Overl 2_11														✓	✓									
Overl 2_12														✓	✓	✓	✓	✓						
SPI PV2													✓	✓	✓	✓	✓	✓						
Overl 3_01																								
Overl 3_03																				✓				
Overl 3_05																			✓	✓	✓	✓	✓	✓
Overl 3_07															✓									
Overl 3_08														✓	✓	✓	✓	✓						
SPI PV3													✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync	✓						✓						✓	✓	✓				✓					
SPI Bess													✓	✓	✓									

Tab. 5.2 - Interventi con funzionamento in isola

Si può osservare come il sistema di protezione si possa ritenere adeguato in quasi tutte le condizioni di guasto ad esclusione dei guasti in sbarra. Andando ad osservare con più attenzione i risultati si nota come per il guasto Z1 la protezione a monte del guasto apra in un tempo tale da causare lo scatto intempestivo del SPI del generatore sincrono (che risulta avere una soglia più restrittiva rispetto a quella dei generatori statici). Un caso di intervento intempestivo si ha anche nel caso di guasto Z2 al nodo 3-06 dove si ha l’apertura anche della protezione a monte rispetto a quella adibita all’estinzione del guasto. Caso a parte invece si ha per guasti in sbarra in cui il sistema non garantisce una protezione adeguata. Infatti in questo caso si ha la sola apertura delle protezioni a monte dei generatori distribuiti permettendo l’estinzione del guasto ma in maniera non selettiva.

Nel funzionamento grid-connect si sono rilevati gli interventi presentati in Tab. 5.3.

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3_06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
Overl 1_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓																		
Overl 1_02														✓	✓									
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
Overl 2_01																								
Overl 2_03																								
Overl 2_05																								
Overl 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓												
Overl 2_09																								
Overl 2_11															✓									
Overl 2_12														✓	✓									
SPI PV2													✓	✓	✓									
Overl 3_01																								
Overl 3_03																								
Overl 3_05																			✓	✓	✓	✓	✓	✓
Overl 3_07																								
Overl 3_08														✓	✓									
SPI PV3													✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync													✓											
SPI Bess													✓											

Tab. 5.3 - Interventi con funzionamento in grid-connect

## IL CASO STUDIO

In questo caso si può notare come il funzionamento dello schema proposto risulti ottimale nei guasti che non avvengono in sbarra e con tempi tali da evitare perdita di generazione, come avveniva nella condizione in isola. Persiste però il problema nei guasti in sbarra dove in questa configurazione si ha addirittura il mancato intervento nei casi Z4, Z5 e Z6. Infatti il supporto garantito dalla rete esterna fa sì che l'aumento di corrente da parte dei generatori non sia tale da provocare lo scatto delle protezioni a monte del loro punto di accoppiamento.

Nel funzionamento in isola con generatore sincrono disconnesso si sono rilevati gli interventi presentati in Tab. 5.4.

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3_06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
Overl 1_01	✓		✓	✓																				
Overl 1_02														✓										
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓								✓	✓	✓	✓	✓			✓			✓	
Overl 2_01																								
Overl 2_03																								
Overl 2_05																								
Overl 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓												
Overl 2_09																								
Overl 2_11															✓									
Overl 2_12															✓									
SPI PV2		✓			✓								✓	✓	✓	✓	✓			✓			✓	
Overl 3_01																								
Overl 3_03																			✓					
Overl 3_05																			✓		✓	✓		
Overl 3_07																								
Overl 3_08																								
SPI PV3		✓			✓								✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync																								
SPI Bess													✓											

Tab. 5.4 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso

In questo caso si possono individuare tre differenti situazioni in funzione della posizione del guasto. I guasti in sbarra rimangono sempre il punto debole dello schema proposto in quanto anche in questa configurazione l'estinzione del guasto è associata allo scatto degli SPI e non alle protezioni di sovracorrente (si può osservare inoltre che nel guasto Z6 non si ha nemmeno l'intervento delle protezioni di interfaccia). Nei guasti in linea 1-02 e nodo 3-06 invece si hanno interventi adeguati nel caso di guasti trifase e bifase, mentre per guasti monofase, essendo in questi casi la corrente di guasto piuttosto ridotta, le protezioni di sovracorrente non riescono ad intervenire in tempi adeguati causando lo scatto delle protezioni di interfaccia dei generatori distribuiti. Inoltre anche in questo caso con cortocircuiti con impedenza Z6 non si ha la rilevazione del guasto da nessuna delle protezioni installate. Lo schema proposto invece funziona in maniera adeguata nel caso di guasti, anche ad elevata impedenza, posti nella linea 2-08 in quanto la corrente di intervento con cui è stata tarata la protezione è abbastanza ridotta (essendo interfacciata su un ramo "morto" della rete) da permettere l'apertura repentina dell'interruttore di linea.

### 5.1.2 Miglioramenti

Dagli studi si è visto come uno dei punti critici di questo sistema di protezione sia l'individuazione dei guasti che avvengono alla sbarra di distribuzione. Per far fronte a questo problema si è implementato un differenziale di sbarra, simile a quello proposto in [68], atto ad identificare i guasti (anche ad elevata impedenza) in questo punto critico della rete. Il dispositivo installato è stato provvisto di uno sblocco voltmetrico, simile a quello presente nel SPI dei generatori, in maniera tale che fosse abilitato solo nel momento in cui si avessero degli scostamenti di tensioni imputabili ad un guasto. Dalle simulazioni eseguite però si è dimostrato come la presenza di questo elemento comportasse il mancato intervento

del dispositivo proprio nelle situazioni più critiche, dove era richiesto un supporto alle protezioni di massima corrente installate in rete. Si sono poi ripetute le prove con lo sblocco voltmetrico disabilitato ottenendo i risultati proposti in Tab. 5.5.

	Busbar ISLAND						Busbar GRID-CONNECTED						Busbar ISLAND WITHOUT SYNC					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
<b>Busbar differential</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Overl 1_01																		
Overl 1_02																		
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Overl 2_01																		
Overl 2_03																		
Overl 2_05																		
Overl 2_07																		
Overl 2_09																		
Overl 2_11																		
Overl 2_12																		
SPI PV2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Overl 3_01																		
Overl 3_03																		
Overl 3_05																		
Overl3_07																		
Overl 3_08														✓			✓	✓
SPI PV3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓						
SPI Bess	✓	✓	✓				✓						✓	✓	✓	✓		

Tab. 5.5 - Interventi del differenziale di sbarra con guasti in BB1

Come si può notare dai risultati ottenuti la presenza di un differenziale di sbarra può sopperire in maniera ottimale ai deficit delle protezioni di massima corrente adattabili nel caso di guasti in sbarra. Inoltre si è notato come questo dispositivo non sia soggetto a scatti intempestivi nel caso di guasti in punti diversi della rete, garantendo un’ottima selettività nell’estinzione dei guasti.

## 5.2 Sistema di protezione con dispositivo a microprocessore

Il sistema di protezione con dispositivo a microprocessore è tratto dallo studio di M. A. Zamani, A. Yazdani e T. S. Sidhu in [78]. In questo studio si presenta un relè innovativo che integra diverse protezioni il cui comportamento dipende dallo stato della rete. Lo schema a blocchi di questo relè a microprocessore è mostrato in Fig. 5.6. Al suo interno si possono distinguere cinque sezioni differenti:

1. il *modulo direzionale* ha lo scopo di individuare la direzione del guasto in modo tale da garantire una maggiore selettività nell’intervento della protezione. La valutazione della direzione del guasto viene fatta in tutte e tre le sequenze (diretta, inversa ed omopolare) e la scelta di quale di questi segnali debba essere preso in considerazione si basa sull’individuazione o meno di un HIF. Nel caso in cui si attivi un segnale di HIF si prendono contemporaneamente in considerazione i tre segnali direzionali, nel caso di mancata individuazione di HIF, si considera la sola direzione valutata dalle grandezze alla sequenza diretta.
2. Il *modulo di protezione in isola* ha lo scopo di proteggere la rete nel caso in cui essa funzioni isolata dalla rete esterna. Questo modulo è costituito da una protezione di minima tensione di fase (27) e da un blocco di *HIF detection*. Quest’ultimo è in grado di determinare la presenza di un guasto ad alta impedenza a partire dalla presenza di un contenuto di terza armonica nei valori di tensione e corrente di fase e dall’analisi del “Fault Ratio” (F). Questo segnale si ottiene dal calcolo della componente super-imposta alle tre sequenze che si dovrebbe presentare a seguito di un guasto. In particolare dopo aver calcolato il valore super-imposto delle correnti alle sequenze, a partire da (5.1) si calcolano due differenti valori di “System Imbalance Ratio”

(R) uno per la componente in funzionamento normale  $R_n$  ed uno per le sole componenti super-imposte  $R_{fi}$

$$R = \frac{|i_0(t)| + |i_2(t)|}{|i_1(t)|} \quad (5.1)$$

Il valore di F è poi calcolato andando a fare il rapporto tra il rapporto di sbilanciamento del sistema super-imposto e quello in condizioni normali:

$$F = \frac{R_{fi}}{R_n} \quad (5.2)$$

Questo rapporto risulta essere meno sensibile agli usuali sbilanciamenti presenti in rete, ad esempio dovuti allo squilibrio nei carichi, ma considera lo stesso le componenti alle sequenze che permettono di individuare la presenza di un guasto. Perciò quando il valore di F sarà maggiore di un determinato setpoint (che in [78] è pari a 1,2) esso darà un segnale di HIF al relè. Il modulo di protezione in isola inoltre garantisce la selettività del sistema attraverso un'apertura dell'interruttore in tempi diversi in funzione del fatto che il guasto sia rilevato a valle (ritardo intenzionale di 150ms) o a monte (ritardo intenzionale di 400ms).

3. Il *modulo di protezione grid-connected* ha lo scopo di proteggere la rete nel caso in cui questa sia connessa alla external grid. In questo caso il funzionamento del relè è più semplice, in quanto prevede la sola presenza di una protezione di massima corrente di fase (51), anch'essa con apertura ritardata con tempo dipendente in funzione della direzione del guasto.
4. Il *modulo di interfaccia* è costituito invece dalla sola protezione di massima tensione omopolare con soglie dipendenti dallo stato del neutro della rete con apertura indipendente dall'elemento direzionale. Esso inoltre presenta anche un dispositivo di sincronismo in grado di inviare un segnale di richiusura all'interruttore.
5. Il *modulo di tripping* invece è l'elemento del relè che, ricevendo il segnale dalle varie protezioni implementate all'interno del microprocessore, comanda l'apertura dell'interruttore su cui è installato il relè.



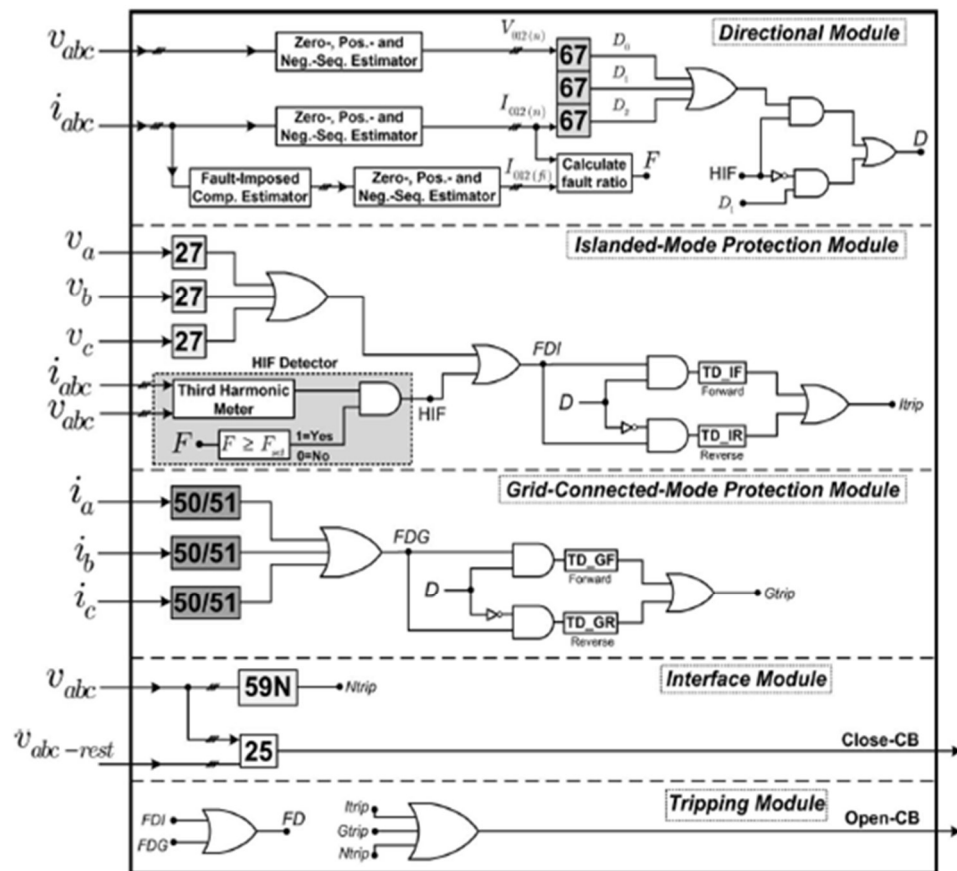


Fig. 5.6 - Schema a blocchi del relè a microprocessore

In Fig. 5.7 è presentato il composite model della protezione implementata in DIGSILENT dove si possono distinguere i cinque moduli di funzionamento del dispositivo. Si può inoltre notare la capacità del relè di funzionare in autonomia. Infatti il solo segnale proveniente dall'esterno deriva dallo stato degli interruttori al PdC dov'è connessa la rete esterna (anche se questo canale di comunicazione non risulta essere di fondamentale importanza in quanto i due moduli di protezione possono coesistere in quanto non hanno sistemi di monitoraggio che vanno in conflitto tra loro).



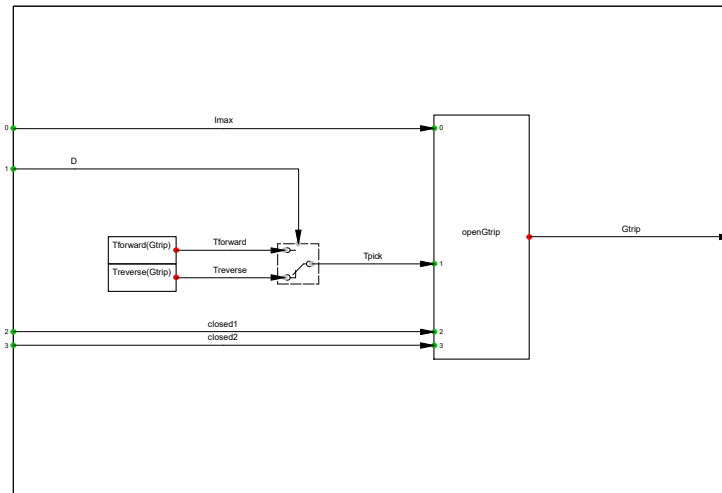


Fig. 5.8 - Controllo di apertura in grid-connect

### 5.2.1 Simulazioni di guasto

In Fig. 5.9 si mostra la topologia della rete con la posizione in cui sono stati installati i relè a microprocessore. Inoltre si possono vedere i punti in cui sono stati simulati i diversi guasti.

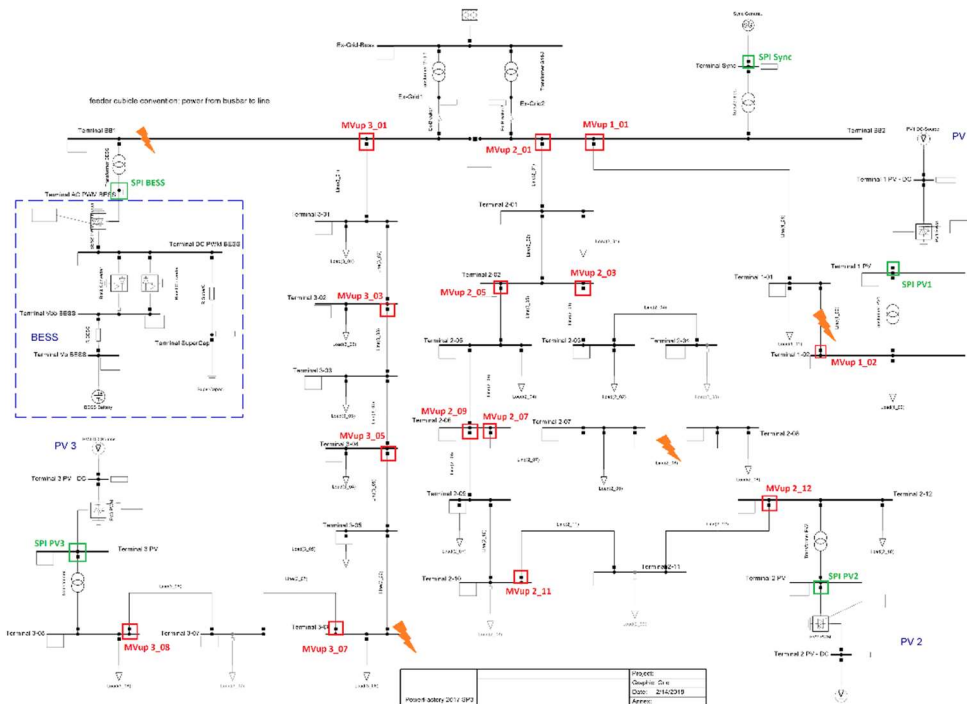


Fig. 5.9 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione con relè a microprocessore

Simulando i guasti in funzionamento in isola si sono registrati gli interventi presentati in Tab. 5.6.

## IL CASO STUDIO

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
MVup 1_01	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓			
MVup 1_02	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓	
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓	
MVup 2_01	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓		
MVup 2_03	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓	✓	
MVup 2_05	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓		
MVup 2_07	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		
MVup 2_09	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓	
MVup 2_11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓	
MVup 2_12	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓	
SPI PV2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓	
MVup 3_01	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓			
MVup 3_03	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓		
Mvup 3_05	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓		
Mvup 3_07	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
MVup 3_08	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
SPI PV3	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
SPI Sync	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓				
SPI Bess	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓				

Tab. 5.6 - Interventi con funzionamento in isola

In questo caso si può notare come il funzionamento di questi dispositivi non risulti ottimale con rete in isola in quanto il solo controllo di minima tensione, essendo quest'ultima piuttosto uniforme in tutta la rete, non garantisce una selettività adeguata. Inoltre per guasti ad impedenza più elevata si hanno delle situazioni di mancato intervento in quanto il supporto garantito dai diversi generatori fa sì che le tensioni fase-terra non siano abbastanza basse da causare lo scatto delle protezioni di rete. Inoltre è importante notare anche come il controllo sul rapporto di guasto non sia determinante al fine dell'individuazione del guasto e talvolta comportamenti aperture non richieste ai relè.

Nel funzionamento grid-connect si sono rilevate le seguenti aperture (Tab. 5.7).

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
MVup 1_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓																		
MVup 1_02														✓	✓									
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
MVup 2_01							✓																	
MVup 2_03																								
MVup 2_05							✓	✓																
MVup 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓												
MVup 2_09																								
MVup 2_11														✓	✓									
MVup 2_12														✓	✓									
SPI PV2							✓	✓					✓	✓	✓									
MVup 3_01																			✓					
MVup 3_03																			✓	✓	✓	✓		
Mvup 3_05																			✓	✓	✓	✓	✓	
Mvup 3_07														✓	✓				✓	✓				
MVup 3_08														✓	✓				✓	✓				
SPI PV3													✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	
SPI Sync													✓											
SPI Bess													✓											

Tab. 5.7 - Interventi con funzionamento in grid-connect

Nel funzionamento in grid-connect invece il dispositivo proposto risulta più selettivo rispetto al funzionamento in isola. Le protezioni di massima corrente infatti sono in grado di individuare in maniera più accurata la posizione del guasto andando ad isolare la più piccola porzione di rete possibile. Si può

notare come per guasti a bassa impedenza si hanno degli scatti intempestivi anche delle protezioni di backup (cioè poste a monte rispetto a quella adibita all'intervento). Questo si è dimostrato dovuto a due fattori: il superamento di una soglia a tempo indipendente (nel caso di guasto Z1) e il maggiore tempo di intervento dato dall'introduzione del ritardo sulla direzionalità del guasto, che mantiene il guasto alimentato per più tempo comportando l'intervento delle protezioni a monte del guasto. Nonostante questi problemi di selettività, che però mettono in luce la capacità di questo dispositivo di intervenire anche come protezione di backup nel caso di bisogno, le complicazioni più rilevanti si hanno nel caso di guasti in sbarra ad alta impedenza, dove il supporto da parte della rete esterna impedisce l'intervento delle protezioni a monte dei generatori distribuiti, che così continueranno ad alimentare il guasto.

Simulando i guasti con la rete in isola e il generatore sincrono scollegato si sono rilevati gli interventi presentati in Tab. 5.8.

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
MVup_1_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_1_02	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_03	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_05	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_07	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_09	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_2_12	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI PV2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_3_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_3_03	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_3_05	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_3_07	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
MVup_3_08	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI PV3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI Sync																								
SPI Bess	✓	✓	✓	✓			✓					✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓		

Tab. 5.8 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso

Il funzionamento in isola con sincrono disconnesso presenta le stesse problematiche messe in evidenza nel caso in isola ma, a differenza di quest'ultimo, l'assenza del supporto della macchina rotante permette alla tensione fase-terra di essere abbastanza bassa all'incorrere del guasto da far scattare le protezioni in qualsiasi condizione, garantendo l'isolamento del guasto in tutti i casi simulati. In questo modo quindi si va a perdere qualsiasi informazione riguardo la posizione del guasto con conseguente apertura dell'intera rete, ma questo si ha anche per i casi che in precedenza si erano dimostrati più critici (in particolare nei guasti ad impedenza Z6).

### 5.3 Sistema di protezione con dispositivo differenziale di linea in V/I

In [94] E. Casagrande, W. L. Woon, H. H. Zeineldin e D. Svetinovic propongono uno studio attraverso il quale, facendo scegliere in autonomia ad un relè quali grandezze gli fossero più utili per la determinazione del guasto, hanno dimostrato come le correnti e le tensioni di fase e alle sequenze circolanti in una linea siano sufficienti per identificare e localizzare un guasto all'interno della rete in modo efficiente. A partire da questo studio è stato quindi implementata una protezione che andasse a controllare quelle grandezze che più delle altre si sono dimostrate utili a tal fine. In Fig. 5.10 è rappresentato il composite model del relè utilizzato. Al suo interno possiamo individuare:

- Una *protezione di massima corrente alla sequenza diretta*: questo elemento, che presenta soglie adattabili in funzione dello stato della rete (grid-connected o in isola), è costituito da una semplice protezione di massima corrente simile a quella già vista per le protezioni adattate che va a monitorare la corrente passante per l'interruttore posto a monte del settore controllato dal differenziale.
- Una *protezione di massima corrente alla sequenza inversa*: questo elemento è costituito da una protezione a tempo dipendente tarata secondo le modalità presentate in [126] che ha il compito di monitorare la corrente alla sequenza inversa circolante attraverso l'interruttore posto a monte del settore controllato dal differenziale.
- Un *differenziale di corrente alle sequenze*: questo elemento è costituito da un differenziale che confronta le correnti alla sequenza diretta, inversa e omopolare passanti per i due capi della protezione. Se la differenza tra ogni coppia di correnti supera un determinato setpoint, il dispositivo invia un segnale di apertura all'interruttore. La caratteristica d'intervento  $\Delta I_{\text{passante}}$  è rettilinea con soglia minimo d'intervento pari alla minima corrente di guasto che si ha nel settore in esame  $\Delta I_{\text{min}}$  e pendenza pari a 0.3 (come da [94])
- Un *differenziale di tensione di fase*: : questo elemento è anch'esso costituito da un dispositivo differenziale che confronta le tensioni di ogni fase ai capi del settore controllato. Se la tensione di fase ai due nodi è diversa allora il dispositivo invia all'interruttore un segnale d'apertura. Anche in questo caso è prevista una soglia di intervento  $\Delta U_{\text{min}}$ , in questo caso costante, pari alla massima caduta di tensione accettabile all'interno del settore in esame, in modo tale da evitare scatti intempestivi nel caso di guasti a valle del settore protetto.
- Un *differenziale di tensione alle sequenze*: questo elemento è costituito da un differenziale di tensione che considera le tensioni alle sequenze ai nodi del tratto sotto controllo. Il suo funzionamento è analogo a quello descritto per il differenziale di tensione di fase ma con soglie adattate in funzione della sequenza analizzata.

Nel momento in cui uno di questi moduli viene attivato, il relè invia un segnale di apertura agli interruttori posti ai nodi della regione sotto controllo in modo tale da aprire le linee comprese al loro interno.

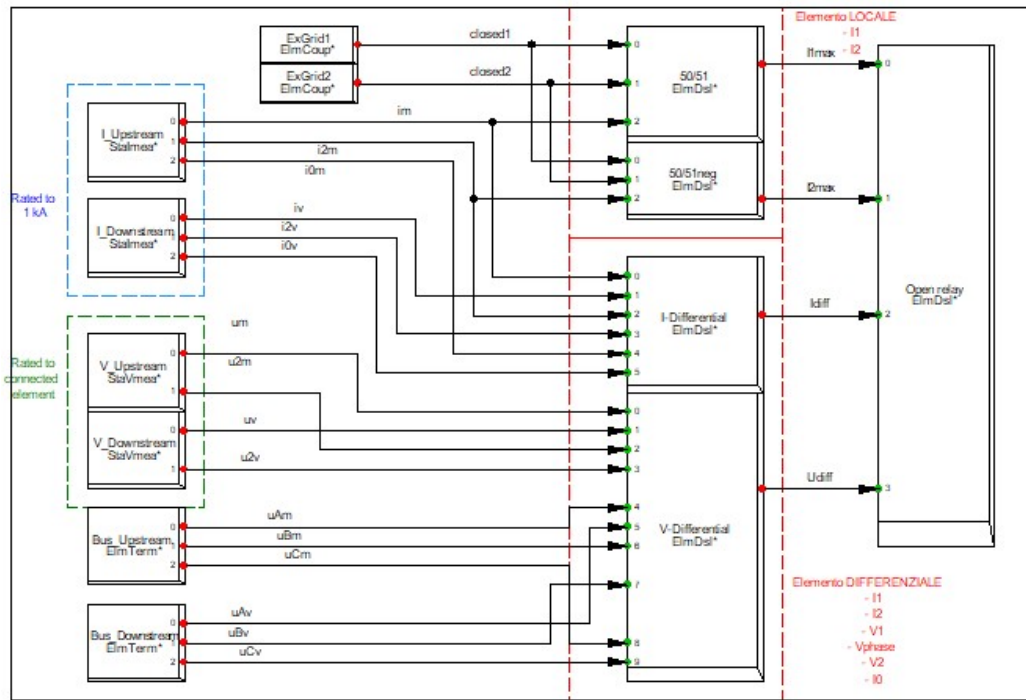


Fig. 5.10 - Composite model del dispositivo differenziale di corrente e tensione

### 5.3.1 Simulazioni di guasto

In Fig. 5.11 si mostra la topologia della rete con la posizione in cui sono stati installati i differenziali di linea descritti in precedenza. Inoltre si possono vedere i punti in cui sono stati simulati i guasti alle diverse impedenze.

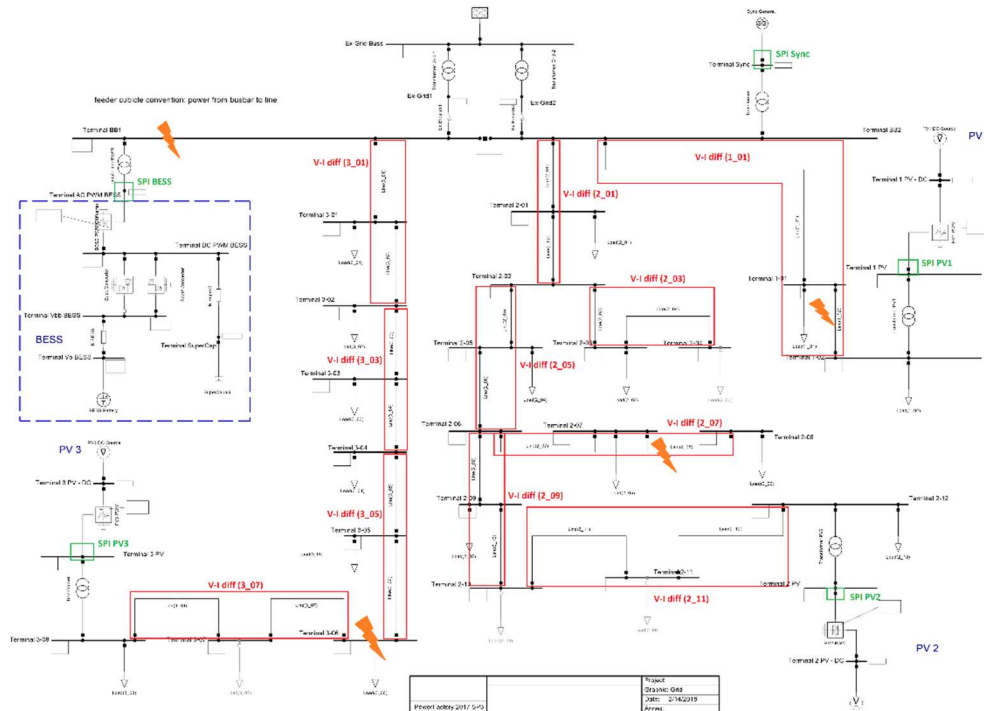


Fig. 5.11 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione con differenziale di corrente e tensione

## IL CASO STUDIO

Nel caso di rete in isola, a seguito dei guasti nei quattro diversi punti di guasto, si sono rilevati i seguenti interventi (Tab. 5.9):

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
V-Idiff 1_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
V-Idiff 2_01													✓											
V-Idiff 2_03													✓											
V-Idiff 2_05													✓											
V-Idiff 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓											
V-Idiff 2_09													✓	✓	✓									
V-Idiff 2_11													✓	✓	✓									
SPI PV2													✓	✓	✓						✓			
V-Idiff 3_01													✓											
V-Idiff 3_03													✓		✓						✓			
V-Idiff 3_05													✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓
V-Idiff 3_07													✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI PV3													✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync	✓						✓						✓	✓	✓				✓					
SPI Bess													✓	✓	✓									

Tab. 5.9 - Interventi con funzionamento in isola

Da questi risultati si può ricavare come il funzionamento di questo schema di protezione generalmente garantisca un'estinzione ottimale del guasto con elevata sensibilità. In particolare gli interventi sono completati in tempi minori rispetto alle semplici protezioni di massima corrente, ma nonostante questo si ha lo scatto intempestivo del sistema di protezione di interfaccia del generatore sincrono che all'incorrere del guasto (in particolare se a impedenza molto ridotta, Z1) risente della diminuzione della tensione di rete e impone l'apertura della macchina. Anche in questo caso i guasti in sbarra, non essendo questa un elemento direttamente protetto da uno dei dispositivi, risultano difficili da individuare dai differenziali di linea lungo la rete. La risposta a questi guasti risulta accettabile fintantoché i guasti sono a bassa impedenza in quanto i dispositivi differenziali di linea tendono a scattare per massima caduta di tensione o per massima corrente alla sequenza inversa. Ancora una volta però risultano critici i guasti ad alta impedenza Z5 e Z6 che non vengono individuati in alcun modo da parte dei dispositivi. È utile notare anche come nel caso di guasto Z3 al nodo 3-06 si abbia un'apertura intempestiva del SPI del PV2 causata da una sovratensione che viene ad instaurarsi in seguito all'apertura della porzione di ramo guasto.

In Tab. 5.10 invece si presentano gli interventi rilevati con la rete esterna connessa alla sbarra di distribuzione.



	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
V-ldiff 1_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
V-ldiff 2_01																								
V-ldiff 2_03																								
V-ldiff 2_05																								
V-ldiff 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓												
V-ldiff 2_09													✓	✓										
V-ldiff 2_11													✓	✓										
SPI PV2													✓	✓	✓									
V-ldiff 3_01																								
V-ldiff 3_03																								
V-ldiff 3_05																		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
V-ldiff 3_07													✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI PV3													✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI Sync													✓											
SPI Bess													✓											

Tab. 5.10 - Interventi con funzionamento in grid-connect

In questa configurazione il comportamento del sistema di protezione risulta ottimale garantendo una elevata sensibilità per tutti i guasti posti lungo la rete. Anche in questo caso e in modo ancora più marcato sono i problemi riscontrati sull'estinzione dei guasti alla sbarra. Infatti in questa configurazione i pochi scatti dei dispositivi differenziali di linea sono dovuti quasi esclusivamente alle protezioni di massima corrente alla sequenza inversa, che inoltre nei guasti trifase e monofase ad alta impedenza risulta essere troppo bassa per comportare un intervento del relè. Per questo motivo i guasti Z4, Z5 e Z6 alla sbarra risultano essere ignorati, mentre i guasti a minore impedenza comportano lo scatto delle sole protezioni a monte dei generatori PV.

Una situazione analoga si può riscontrare nella configurazione con rete in isola e generatore sincrono fuori servizio (Tab. 5.11).

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
V-ldiff 1_01	✓	✓	✓	✓	✓								✓		✓									
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓								✓	✓	✓	✓	✓		✓				✓	
V-ldiff 2_01													✓											
V-ldiff 2_03													✓											
V-ldiff 2_05													✓											
V-ldiff 2_07							✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓											
V-ldiff 2_09													✓		✓									
V-ldiff 2_11													✓		✓									
SPI PV2													✓	✓	✓	✓	✓		✓				✓	
V-ldiff 3_01													✓											
V-ldiff 3_03													✓		✓			✓						
V-ldiff 3_05													✓		✓			✓		✓	✓			
V-ldiff 3_07													✓		✓			✓		✓	✓			
SPI PV3													✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
SPI Sync																								
SPI Bess													✓		✓	✓								

Tab. 5.11 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso

Come si può vedere dalla Tab. 5.11 i guasti Z6 risultano particolarmente critici in quasi tutti i punti di guasto per il corretto esercizio del sistema di protezione. Inoltre si possono osservare delle difficoltà nell'intervento non solo nei guasti in sbarra (con le stesse problematiche mostrate nei casi precedenti) ma anche in quelli al nodo 3-06. Infatti in questo caso i guasti monofase risultano essere critici a causa delle basse correnti di cortocircuito che non permettono l'intervento delle protezioni in tempi utili ad un corretto esercizio della rete. In Z2 e Z5 infatti sono gli SPI per primi che vanno a scollegare i generatori PV dalla rete ancor prima che siano le protezioni di linea ad isolare il guasto. Il guasto Z6 invece, come detto in precedenza, non viene individuato nemmeno dai sistemi di protezione di interfaccia dei generatori che continuano perciò ad alimentare il guasto.

### **5.4 Sistema di protezione centralizzato con Microgrid Management Center**

In [77] gli autori propongono un sistema di protezione di sbarra basato sull'uso di una unità centrale di controllo della microgrid (Microgrid Management Center MMC) comunicante con dei dispositivi posizionati all'inizio di ogni ramo. Questi dispositivi, chiamati Protection Device (PD), sono provvisti di una protezione di massima corrente di fase e omopolare e di un elemento direzionale. Essi sono in grado di comunicare il segnale di apertura all'interruttore di linea a cui sono associati attraverso i relè di massima corrente ed inoltre inviano le misure di corrente di fase all'unità centrale MMC. Questa infatti dopo essere stata attivata da uno sblocco voltmetrico di fase, raccoglie le misure delle correnti provenienti dai diversi PD e ne confronta i valori. In particolare fa due differenti valutazioni: la prima consiste nell'individuazione della massima corrente di fase, la seconda nel determinare la minima variazioni di corrente (ROCOI). Questi due elementi sono in grado di determinare quale dei rami risulta essere quello guasto.

In ambiente DiG-SILENT si è andati quindi ad implementare il controllo della MMC (Fig. 5.12) in cui si possono distinguere l'unità centrale (MMC) e i canali di comunicazione che la mettono in contatto con i tre PD associati ai tre differenti rami della rete in esame. Nella parte inferiore si può distinguere il comando di sblocco voltmetrico di fase, che presenta una logica di attivazione come quella presentata in Fig. 5.13. Dal composite model si può notare anche la presenza dei segnali di apertura degli interruttori della rete esterna. Questi sono stati inseriti per poter adeguare le soglie di intervento delle protezioni di massima corrente dei PD allo stato della rete, anche se nelle simulazioni che si faranno in seguito questo comando sarà disabilitato. Infine nella parte a destra del controllo si vedono tre blocchi che rappresentano gli interruttori posti a fine dei tre rami (a monte del PdC dei generatori fotovoltaici). Infatti dalle simulazioni si è visto come l'apertura del solo interruttore ad inizio ramo comportava una perdita di convergenza del sistema in quanto trovava una porzione di rete alimentata da un solo generatore comandato in P, Q. Per ovviare a questo problema si è scelto quindi di comunicare l'apertura anche agli interruttori di fine ramo.

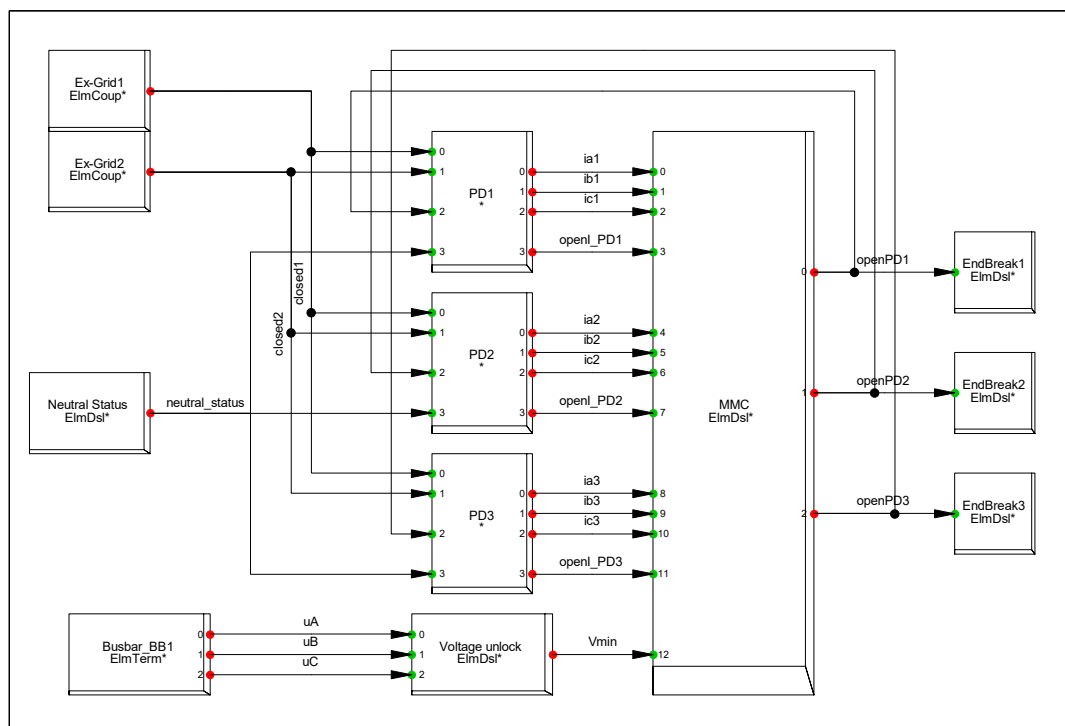


Fig. 5.12 - Composite model della MMC

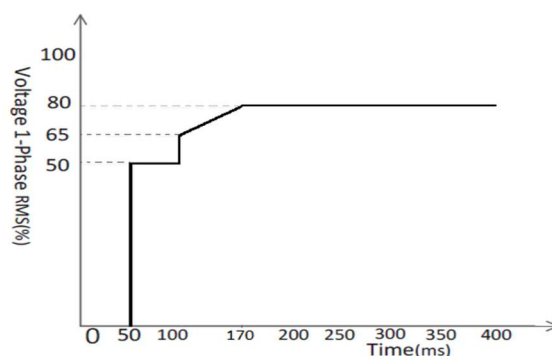


Fig. 5.13 - Sblocco voltmetrico di fase della MMC

Il controllo della MMC è rappresentato invece in Fig. 5.14. Al suo interno si possono distinguere i due diversi comandi: quello superiore è adibito alla ricerca della massima corrente di fase, quello inferiore dalla minima variazione di corrente di fase, in modo da rintracciare la fase che sta assorbendo la corrente maggiore. Nel comando della MMC inoltre è stato inserito una logica che è in grado di inibire per 5s il controllo a seguito di un'apertura. Questo è stato fatto perché il controllo, una volta aperto il ramo guasto, negli istanti successivi all'intervento rimaneva attivo a causa dello sblocco voltmetrico e quindi andava ad aprire in maniera indiscriminata anche gli altri rami. Infine il blocco Open(MMC) invia i segnali di apertura agli interruttori delle linee ad inizio e fine del ramo.

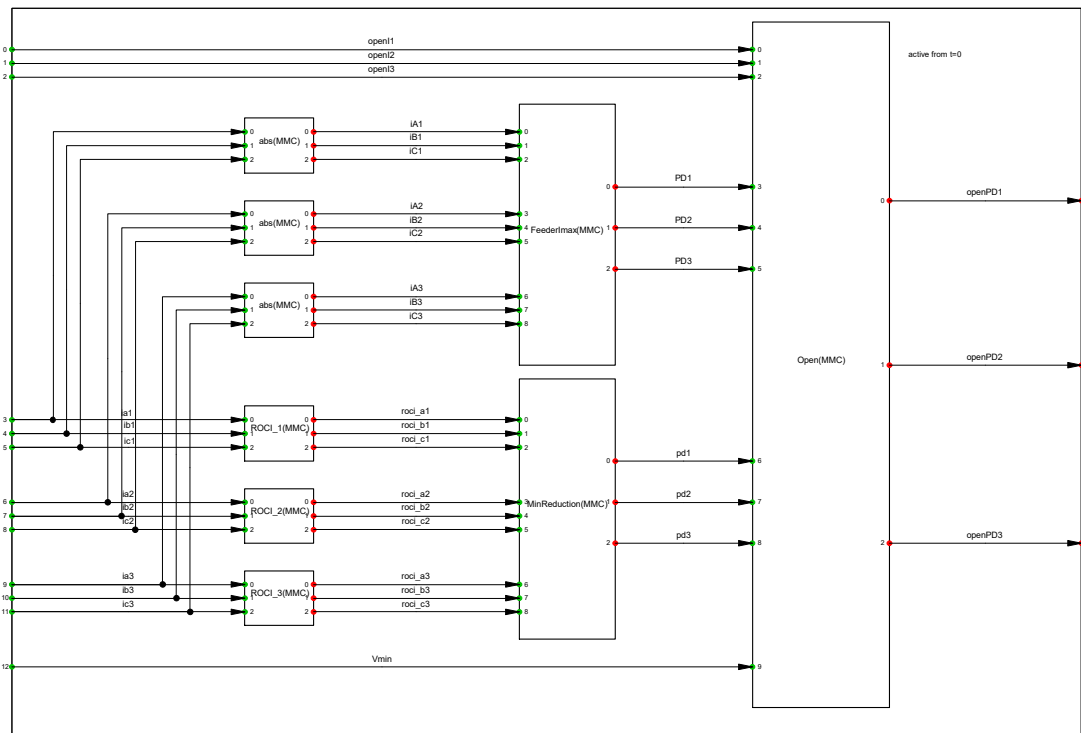


Fig. 5.14 - Controllo della MMC

Infine in Fig. 5.15 si può vedere la logica di controllo dei PD posti all'inizio dei tre rami. Al suo interno si possono distinguere il blocco direzionale, responsabile di determinare la direzione della corrente che sta circolando attraverso l'interruttore di linea, e le due protezioni di massima corrente, di fase ed omopolare, che possono comandare direttamente l'apertura dell'interruttore di linea (senza perciò passare per il controllo della MMC).

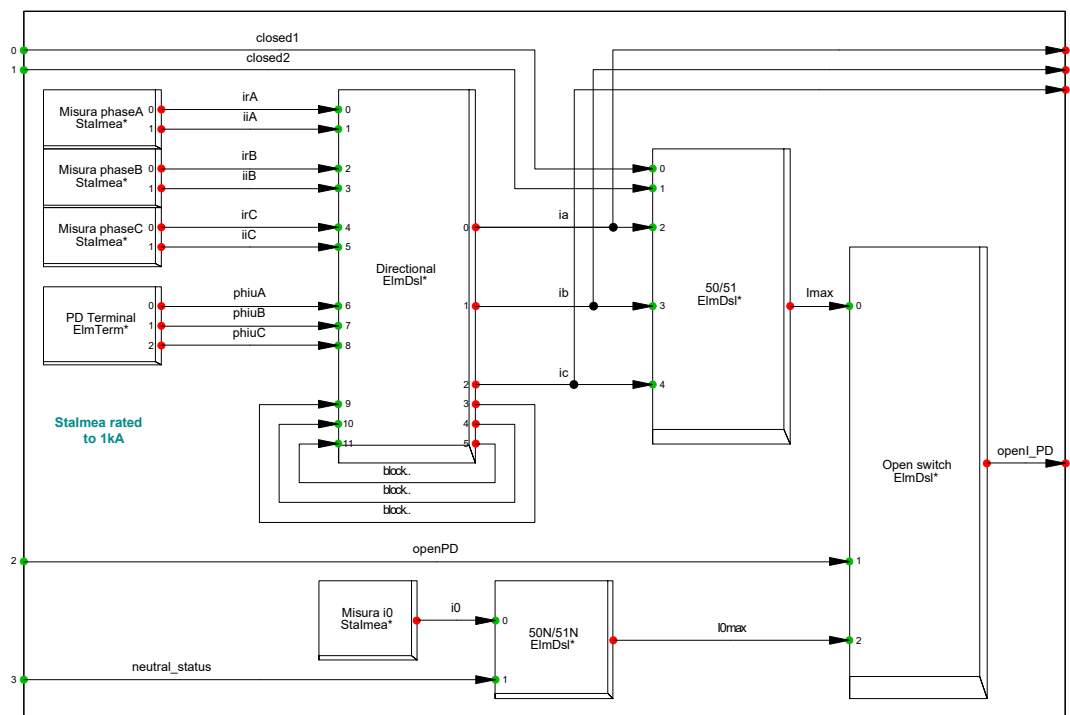


Fig. 5.15 - Controllo dei PD

### 5.4.1 Simulazioni di guasto

In Fig. 5.16 è rappresentata la posizione della MMC e dei PD all'interno della rete in esame oltre che alla posizione in cui vengono simulati i guasti.

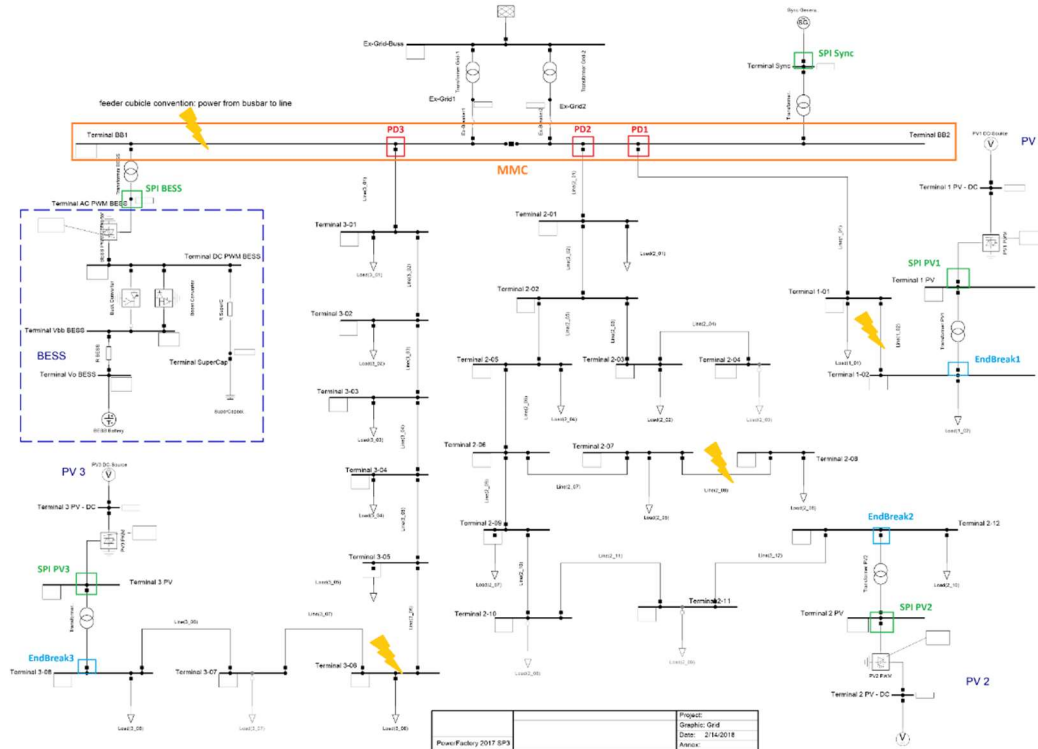


Fig. 5.16 - Simulazioni di guasto con sistema di protezione centralizzato con MMC

Nella configurazione con rete in isola si riscontrano gli interventi contrassegnati in Tab. 5.12.

	line_1_02						line_2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
PD1	✓	✓		✓	✓	✓																		
MMC1		✓	✓																					
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓				✓	✓				
PD2										✓	✓													
MMC2							✓	✓	✓				✓	✓	✓									
SPI PV2							✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓				✓	✓	✓			
PD3																						✓	✓	✓
MMC3																			✓	✓	✓			
SPI PV3													✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync	✓												✓	✓	✓				✓					
SPI Bess													✓	✓	✓									

Tab. 5.12 – Interventi con funzionamento in isola

Come si può notare da Tab. 5.12 lo schema proposto presenta una buona capacità di individuare i guasti e localizzarli in maniera corretta. Quindi nonostante si tratti di una protezione di sbarra, la cui selettività

## IL CASO STUDIO

si limita al solo ramo guasto e non alla porzione di linea guasta, il funzionamento dello schema risulta adeguato alla protezione della rete. Infatti, ad esclusione dei guasti in sbarra ad alta impedenza, quasi la totalità degli altri guasti viene isolata in modo corretto. In particolare i guasti sulla linea 1-02 e al nodo 3-06 vengono tutti individuati ed estinti aprendo il solo ramo interessato dal guasto. In questi casi si riscontrano solo dei problemi di scatti intempestivi del SPI del generatore sincrono nel caso di guasto Z1 e dei SPI del PV1 e PV2 a causa di sovratensioni che si vengono a generare nel momento in cui si va ad aprire l'intero ramo 3 (nel caso di guasti simulati su nodo 3-06) nei casi Z2 e Z3. Per guasti sulla linea 2-08 invece non si hanno scatti intempestivi dei sistemi di protezione di interfaccia, ma nel caso Z6 si ha una mancata individuazione del guasto. Questo perché la corrente di guasto al PD2 è troppo bassa per avere uno scatto in tempi rapidi, mentre l'unità centrale non viene abilitata in quanto la tensione non subisce uno scostamento tale da attivare lo sblocco voltmetrico. Per guasti in sbarra invece si hanno due comportamenti diversi: per quelli a bassa impedenza il guasto viene individuato correttamente ma non completamente isolato dalla protezione in quanto, essendo l'MMC provvisto di un blocco inibitore a seguito di un segnale di scatto, non è in grado di aprire tutti e tre i rami; per guasti ad alta impedenza invece il supporto dato dai generatori è tale da non attivare lo sblocco voltmetrico impedendo così l'intervento del MMC.

In Tab. 5.13 invece si mostra il funzionamento dello schema in grid-connect.

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
PD1	✓	✓	✓	✓	✓	✓								✓	✓									
MMC1													✓											
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓									
PD2								✓	✓	✓	✓	✓												
MMC2							✓						✓											
SPI PV2							✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓											
PD3																			✓	✓	✓	✓	✓	✓
MMC3																								
SPI PV3													✓						✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync													✓											
SPI Bess													✓											

Tab. 5.13 - Interventi con funzionamento in grid-connect

Quando la rete elettrica esterna risulta connessa alla sbarra di distribuzione si nota come il funzionamento dei dispositivi di protezione posti all'inizio di ciascun ramo garantiscano una protezione ottimale all'intero sistema grazie ai relè di massima corrente. Condizione critica in questo caso sono ancora una volta i guasti ad alta impedenza alla sbarra di distribuzione, dove la bassa corrente circolante nei rami e la tensione entro i valori di intervento fanno sì che lo schema di protezione non sia in grado di individuare la condizione di guasto.

Il sistema di protezione centralizzato con MMC agisce in maniera adeguata anche in caso di funzionamento della rete in isola in assenza di macchine rotanti. Questo si può vedere dagli interventi realizzati in queste condizioni e riportati in Tab. 5.14.

	line 1_02						line 2_08						Busbar						Term 3-06						
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	
PD1																									
MMC1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓		✓										
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓					
PD2																									
MMC2							✓	✓	✓	✓	✓	✓					✓	✓	✓						
SPI PV2							✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓				
PD3																									
MMC3														✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓		
SPI PV3													✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
SPI Sync																									
SPI Bess													✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓					

Tab. 5.14 - Intervento con funzionamento in isola e sincrono disconnesso

A differenza di quanto visto in grid-connect in questa configurazione è l'unità centrale l'elemento principale a garantire la protezione della rete. In tutti i guasti simulati lungo le linee 1-02 e 2-08 il funzionamento della MMC è ottimale (limitatamente alle capacità dello schema di garantire selettività nell'apertura del guasto), mentre per i guasti realizzati al nodo 3-06 si assiste al distacco intempestivo di alcuni generatori distribuiti a causa della sovratensione che viene a generarsi a seguito dell'isolamento di un intero ramo. Inoltre, a differenza dei casi precedenti, anche per i guasti in sbarra si assiste ad un ottimo funzionamento del sistema proposto che riesce sempre ad individuare la condizione di guasto, anche se l'isolamento di quest'ultimo risulta impossibile in tempi adeguati a causa dell'inibizione del controllo in seguito ad un'apertura. L'intervento del MMC però è utile in quanto induce con l'apertura di un ramo lo scatto dei sistemi di interfaccia dei generatori distribuiti che quindi vanno a disalimentare il guasto.

### 5.5 Sistema di protezione con relè di diagnosi di grandezze alla sequenza diretta

In [57] gli autori propongono uno schema di protezione basato sull'analisi di grandezze alla sola sequenza diretta (Positive Sequence Protection, PSP). L'elemento base del sistema è un dispositivo che misura corrente ed impedenza alla sequenza diretta e ne invia i valori ad una unità centrale che successivamente li confronta. All'interno di questi dispositivi posizionati all'inizio di ogni ramo è presente anche uno sblocco di tipo voltmetrico, simile a quello proposto in 5.4, che va ad attivare in particolare il dispositivo per la misura dell'impedenza. Infatti l'unità centrale è costituita da tre blocchi principali: un differenziale di sbarra in corrente, volto ad individuare i guasti localizzati in quel punto della rete; un blocco adibito alla rilevazione del ramo con la massima corrente; un terzo blocco costituito da un differenziale di linea in impedenza (attivato dagli sblocchi voltmetrici posti nei dispositivi descritti in precedenza). Il diagramma di flusso proposto da Huang e gli altri autori è rappresentato in Fig. 5.17 e descrive il concetto su cui si basa il sistema proposto.

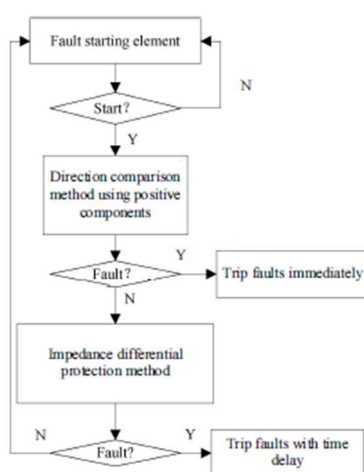


Fig. 5.17 - Diagramma di flusso della PSP

Inizialmente la protezione di massima corrente alla sequenza diretta posta all'interno del dispositivo associato all'interruttore di linea a monte di ciascun ramo verifica se si è in presenza di un guasto all'interno del ramo. Ciascuna di queste protezioni di massima corrente è dotata di un elemento direzionale in grado di determinare se il possibile guasto sia a monte o a valle del dispositivo in modo da ottenere un'apertura il più selettiva possibile. Una volta registrato il possibile guasto viene inviata la misura della corrente ad un'unità che, confrontando i valori provenienti dai diversi rami, decide quale feeder aprire. Questo sistema di protezione è molto simile a quello proposto da Laaksonen in [66]. In [57] però viene inserita anche una protezione di back-up costituita da un differenziale di impedenza abilitato attraverso sblocco voltmetrico. Ogni dispositivo di linea misura l'impedenza che vede a valle della sua posizione e confrontandone il valore con quello ottenuto da un dispositivo analogo posto alla fine della linea è in grado di determinare se all'interno di quella linea sia avvenuto o meno un guasto. Questo confronto avviene all'interno dell'elemento centrale che manderà quindi un segnale di apertura agli interruttori che dovranno estinguere il guasto.

Il lavoro proposto in [57] però è studiato per una rete meno estesa di quella in esame in cui il confronto tra le impedenze misurate veniva fatto ai capi di una singola linea alla cui estremità era connesso un solo carico. Per poter essere adeguato alla rete sotto esame perciò lo schema proposto è stato modificato soprattutto nella parte di confronto dell'impedenza di linea. Il controllo del sistema implementato è presentato in Fig. 5.18. Al suo interno possiamo individuare la presenza dei dispositivi di protezione PD posti all'inizio di un ramo, adibiti alla misura della corrente e dell'impedenza alla sequenza diretta, i PD posti alla fine del ramo, con il solo scopo di individuare una condizione di possibile guasto attraverso l'invio di un segnale di sblocco voltmetrico, ed i tre controlli centralizzati: ad impedenza, di massima corrente di ramo e differenziale di sbarra.

Il controllo dei PD posti ad inizio feeder, rappresentato in Fig. 5.19, sono costituiti da:

- Uno sblocco voltmetrico basato sulla misura delle tensioni fase-terra il cui segnale, necessario ad individuare una condizione di guasto, viene inviata al controllo centralizzato d'impedenza;
- Un misuratore dell'impedenza alla sequenza diretta vista dal punto di installazione del PD, cioè ad inizio del ramo, il cui valore viene inviato all'unità di controllo;
- Un dispositivo direzionale di massima corrente alla sequenza diretta, il cui valore viene inviato all'unità centrale di controllo.

All'interno del composite model dell'unità di controllo della PSP (Fig. 5.18) si possono distinguere:

- Il controllo di impedenza: questo prendendo i valori di impedenza alla sequenza diretta misurati dai tre PD ne calcola la variazione nel tempo (ROCOZ) e successivamente manda un segnale di apertura al ramo in cui si ha la minima variazione d'impedenza. Questo controllo però viene abilitato solo in seguito ad un comando da parte degli sblocchi voltmetrici



provenienti dai PD posti ad inizio e alla fine di ogni feeder. Inoltre al fine di garantirne un funzionamento da protezione di backup esso, oltre a presentare un ritardo sul suo intervento, viene anche inibito dai segnali di apertura provenienti dal dispositivo di massima corrente direzionale;

- Il controllo di massima corrente: questo blocco prendendo i valori di corrente alla sequenza diretta provenienti dai diversi PD va a confrontarli tra loro e successivamente va a comandare l'apertura del ramo con la massima corrente di guasto. Questo controllo ha priorità rispetto a quello di impedenza;
- Il differenziale di sbarra in corrente: questo elemento è pari a quello descritto in 5.1.2 in cui si vanno a sommare tutte le correnti provenienti dai rami e dai generatori connessi alla sbarra di distribuzione ed applicando la legge di Kirchoff è in grado di determinare la presenza di un guasto in sbarra e comandare così l'apertura di tutti gli interruttori ad essa connessi.

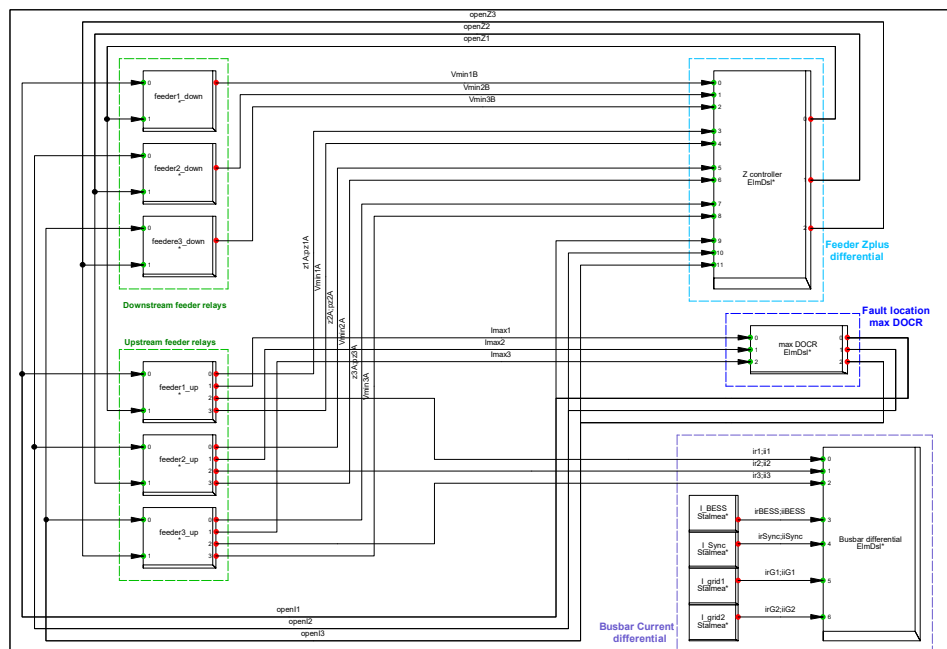


Fig. 5.18 - Composite model della PSP

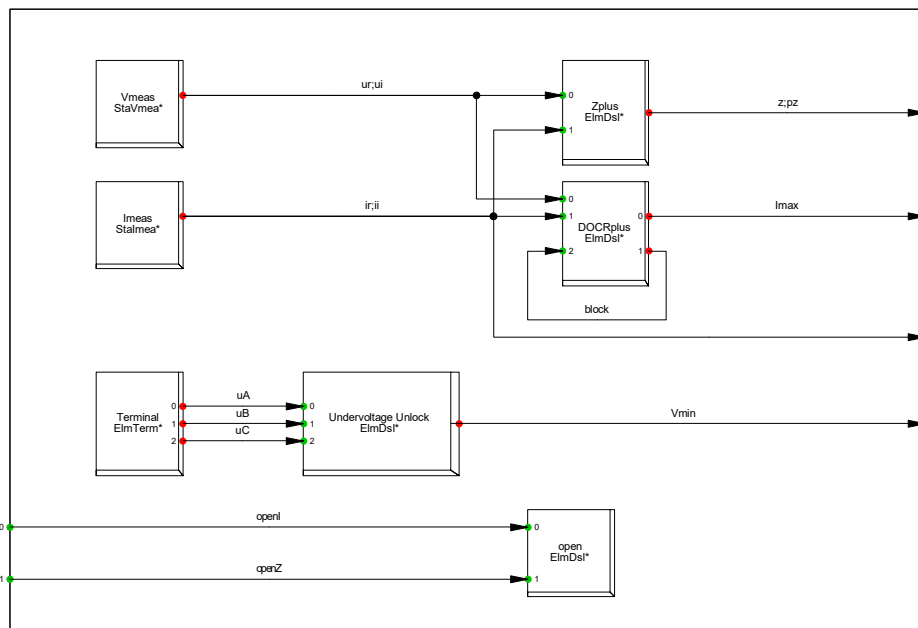


Fig. 5.19 – Sistema di controllo dei PD ad inizio ramo

### 5.5.1 Simulazioni di guasto

In Fig. 5.20 è rappresentata la posizione in cui sono installati i diversi PD e l'unità centrale PSP. Sono inoltre indicate le posizioni in cui sono simulati i guasti alle diverse impedenze.

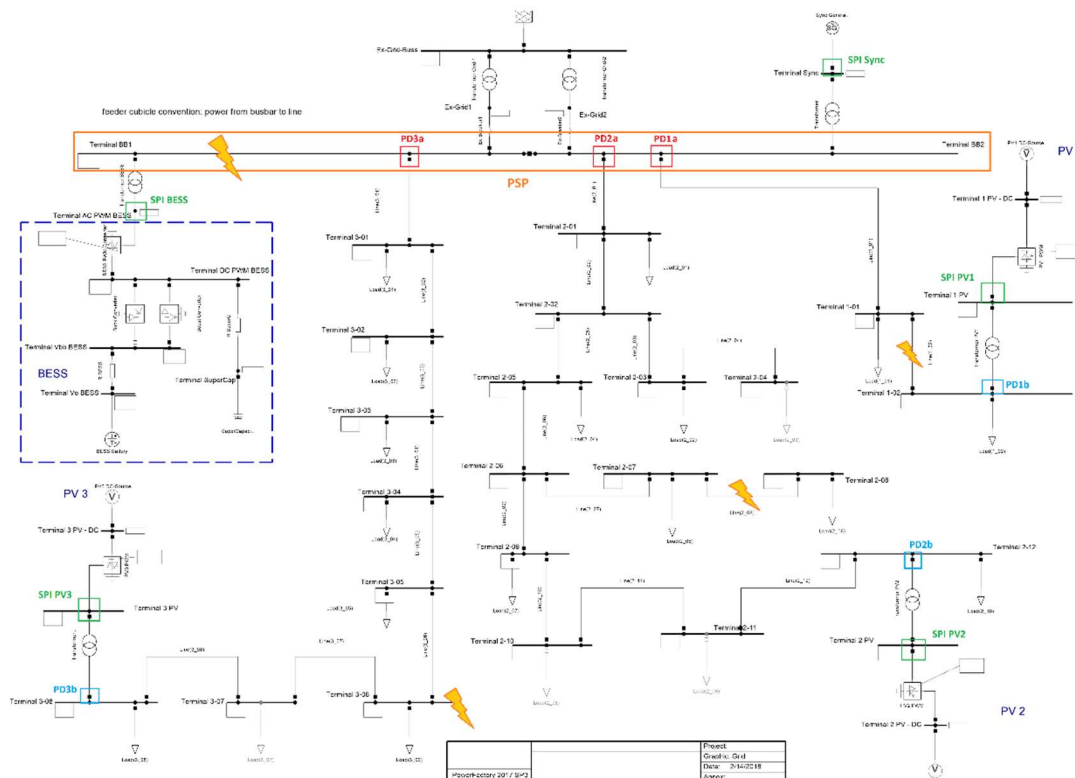


Fig. 5.20 - Simulazioni di guasto con PSP

Nella configurazione con rete in isola si sono rilevati gli interventi presentati in Tab. 5.15

	line 1_02						line 2_08						Busbar BB1						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
<b>Busbar differential</b>													✓	✓	✓	✓	✓	✓						
DOCR1	✓		✓	✓																				
ROCOZ1		✓																						
SPI PV1	✓	✓	✓	✓					✓	✓										✓	✓	✓		
DOCR2							✓			✓														
ROCOZ2			✓					✓	✓											✓	✓			
SPI PV2			✓				✓	✓	✓	✓										✓	✓	✓		
DOCR3																			✓		✓	✓		
ROCOZ3																				✓				
SPI PV3			✓						✓	✓									✓	✓	✓	✓		
SPI Sync	✓		✓				✓			✓									✓	✓	✓	✓		
SPI Bess			✓				✓												✓	✓	✓	✓		

Tab. 5.15 - Interventi con funzionamento in isola

Da Tab. 5.15 si può notare come i guasti ad elevata impedenza, in particolare Z5 e Z6, sono difficilmente individuabili dal sistema PSP. Questo è dovuto al fatto che le correnti di guasto non sono abbastanza elevate da far scattare le protezioni di massima corrente ad inizio feeder e allo stesso tempo la tensione alla sbarra è tale da non far scattare lo sblocco voltmetrico. Tuttavia per guasti a minore impedenza o localizzati nella sbarra di distribuzione, il comportamento del sistema PSP è adeguato alla sua funzione. Nonostante questo però in alcune occasioni si registrano degli scatti intempestivi da parte delle protezioni di interfaccia dei generatori che vanno a disconnetterli dalla rete. Un problema imputabile al sistema proposto invece è dato dal malfunzionamento del controllo sulla variazione d'impedenza. Infatti come si può notare in particolare durante i guasti Z3 nella linea 1-02 e Z2, Z3 al nodo 3-06, il controllo sul ROCOZ (Rate of Change of Impedance) comanda l'apertura di rami non soggetti a guasto.

In Tab. 5.16 invece si può osservare il comportamento del sistema di protezione quando la MG risulta connessa alla rete esterna.

IL CASO STUDIO

	line 1_02						line 2_08						Busbar BB1						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
<b>Busbar differential</b>													✓	✓	✓	✓	✓	✓						
DOCR1	✓	✓	✓	✓	✓																			
ROCOZ1																								
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓																			
DOCR2							✓	✓	✓	✓														
ROCOZ2																								
SPI PV2							✓	✓	✓	✓														
DOCR3																			✓	✓	✓	✓		
ROCOZ3																								
SPI PV3																			✓	✓	✓	✓		
SPI Sync																								
<b>SPI Bess</b>																								

Tab. 5.16 - Interventi con funzionamento in grid-connect

Durante il funzionamento in grid-connect si può osservare come la protezione della rete sia affidata al solo controllo della massima corrente di ramo e al differenziale di sbarra. Infatti, il supporto dato dalla rete esterna fa sì che la tensione non scenda mai sotto la soglia di attivazione dello sblocco inibendo così il funzionamento del controllo di impedenza. Ciò che ne risulta è quindi un funzionamento ottimale fintantoché le correnti alla sequenza diretta sono tali da far intervenire le protezioni di massima corrente nei PD

Nella condizione di rete in isola con generatore sincrono disconnesso si hanno invece i seguenti scatti (Tab. 5.17)

	line 1_02						line 2_08						Busbar BB1						Term 3-06					
	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
<b>Busbar differential</b>													✓	✓	✓	✓	✓	✓						
DOCR1	✓										✓	✓												
ROCOZ1		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓											✓	✓		✓	✓
SPI PV1	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓	✓
DOCR2							✓		✓		✓													
ROCOZ2								✓		✓												✓	✓	✓
SPI PV2							✓	✓	✓	✓	✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓	✓
DOCR3											✓	✓							✓					
ROCOZ3																					✓	✓		
SPI PV3								✓	✓		✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓	✓
SPI Sync																								
<b>SPI Bess</b>								✓	✓		✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tab. 5.17 - Interventi con funzionamento in isola e sincrono disconnesso

Dai valori presentati si può notare come per guasti alla linea 1-02 e alla sbarra il funzionamento della PSP risulti ottimale e riesca a garantire una elevata selettività nell'estinzione del guasto. Questo tuttavia non vale per i guasti alla linea 2-08 e al nodo 3-06. Infatti in questi casi il controllo di impedenza non è

in grado di riconoscere in maniera appropriata quale sia il ramo guasto, causando aperture intempestive. Nonostante questo però la protezione è in grado di riconoscere la presenza di un guasto e tramite il suo intervento causare il distacco dei generatori PV andando a generare perturbazioni tali da far intervenire i sistemi di protezione di interfaccia.



## 6 ANALISI DEI RISULTATI

Dopo aver analizzato i risultati ottenuti durante le simulazioni si sono classificati i diversi sistemi di protezione in base all'azione svolta per estinguere i guasti. Si è andati quindi ad assegnare un punteggio ad ogni protezione (secondo quanto riportato in Tab. 5.1) per ciascun punto di guasto ed impedenza, andando a confrontarne i risultati ottenuti.

### 6.1 Valutazioni in funzione della condizione di guasto

In seguito vengono presentate le valutazioni ottenute mettendo in confronto il comportamento dei diversi sistemi di protezione testati in funzione del punto e dell'impedenza di guasto.

#### 6.1.1 Simulazioni di guasto sulla linea 1-02

##### 6.1.1.1 Guasto Z1 (trifase a $10\ \Omega$ )

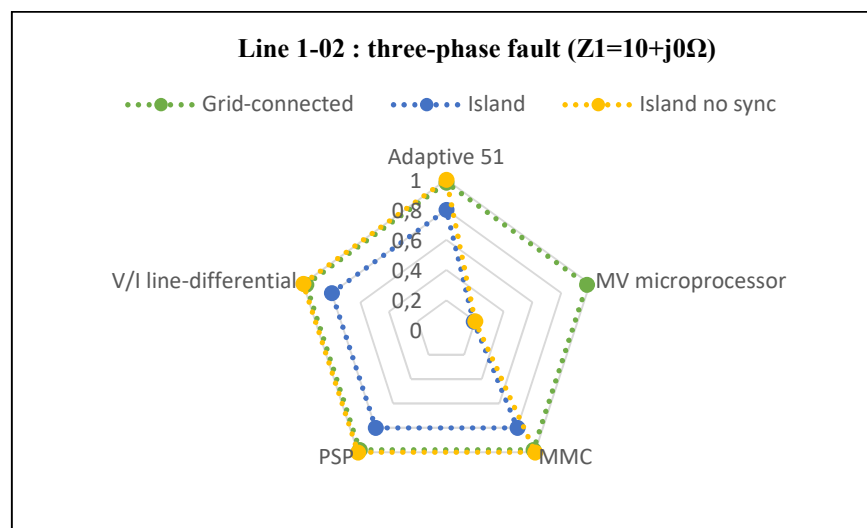


Fig. 6.1 – Valutazione protezioni su guasto Z1 in linea 1-02

Nel caso di guasto trifase di impedenza  $10+j0\Omega$  sulla linea 1-02 si può notare come il funzionamento di tutti i sistemi, ad esclusione di quello basato sul dispositivo a microprocessore, risulti ottimale nelle configurazioni di rete grid-connected e in isola con sincrono disconnesso. In funzionamento in isola invece si ha, oltre all'individuazione corretta della posizione di guasto e la sua apertura in maniera selettiva, l'intervento intempestivo (per minima tensione) del sistema di protezione di interfaccia del generatore sincrono, che compromette così l'ottimale funzionamento del sistema che dovrebbe garantire la massima continuità di esercizio. Queste considerazioni non valgono invece per il sistema con dispositivo a microprocessore, in quanto, essendo il suo funzionamento in isola basato su protezioni di minima tensione, all'incorrere del guasto i relè vanno ad aprire l'intera rete, dimostrando affidabilità ma scarsa selettività nel modo di operare.

**6.1.1.2 Guasto Z2 (fase-terra a  $20+j10\ \Omega$ )**

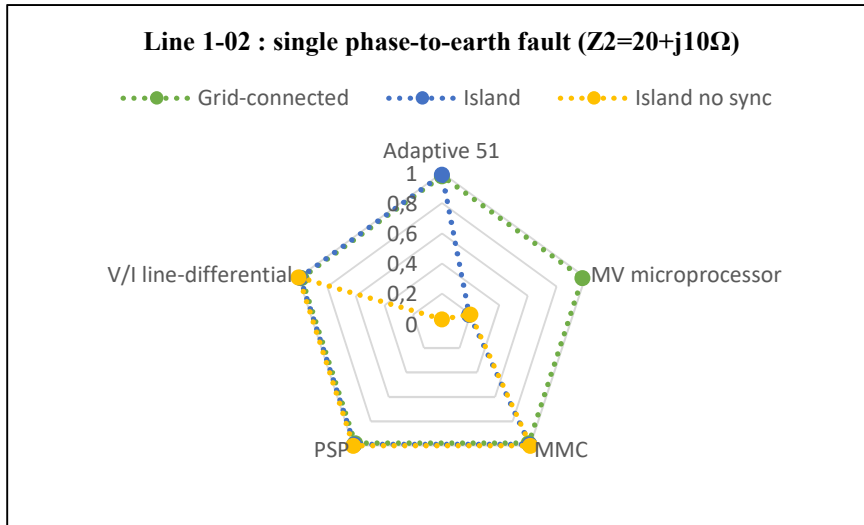


Fig. 6.2 - Valutazione protezioni su guasto Z2 in linea 1-02

Nel caso di guasto monofase-terra di impedenza  $20+j10\ \Omega$  sulla linea 1-02 si hanno le stesse caratteristiche presentate in Z1 con la differenza che il sistema di protezione con relè di massima corrente a soglie adattabili nella configurazione in isola senza generatore sincrono non è in grado di rilevare l'avvenuto guasto e quindi aprire la linea in tempi adeguati. Infatti questo stato della rete, con soli generatori statici connessi al sistema, risulta essere quello più critico per il funzionamento delle protezioni in corrente. La corrente di guasto monofase in questo caso, potendo richiudersi attraverso le sole capacità verso terra delle linee, risulta essere di valore ridotto e quindi di difficile rilevamento da parte delle protezioni.

**6.1.1.3 Guasto Z3 (bifase a  $50+j20\ \Omega$ )**

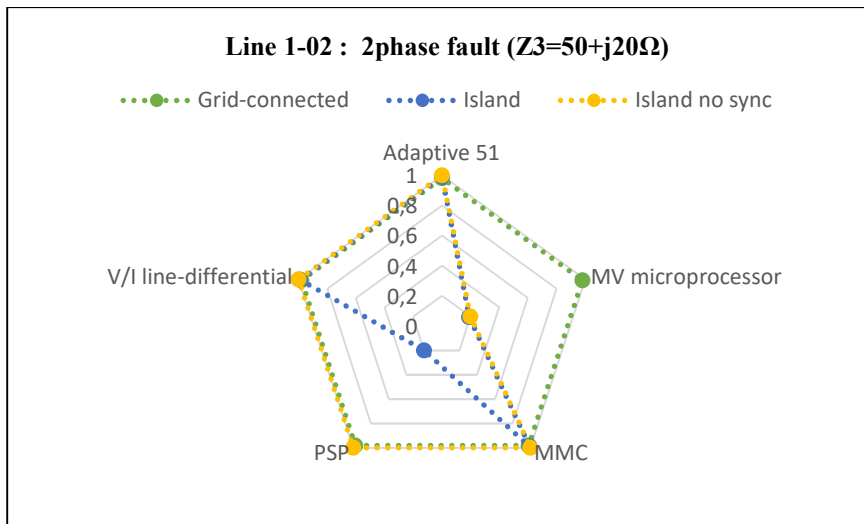


Fig. 6.3 - Valutazione protezioni su guasto Z3 in linea 1-02

Nel caso di guasto bifase di impedenza  $50+j20\ \Omega$  sulla linea 1-02 si può notare un funzionamento ottimale in tutte le configurazioni di rete per i sistemi di protezione con dispositivi di massima corrente a soglie adattabili, con dispositivi differenziali di linea in tensione e corrente e per il sistema centralizzato con MMC. Il sistema PSP invece presenta una mancanza di affidabilità nel caso di rete in isola in quanto l'intervento del controllo di impedenza fa aprire un ramo sano andando a compromettere la selettività del sistema. Per quanto riguarda il sistema con dispositivi a microprocessore si ha lo stesso



funzionamento descritto nel caso di guasto Z1, cioè una mancanza di selettività dovuta ai relè di minima tensione.

#### 6.1.1.4 Guasto Z4 (trifase a $75 \Omega$ )

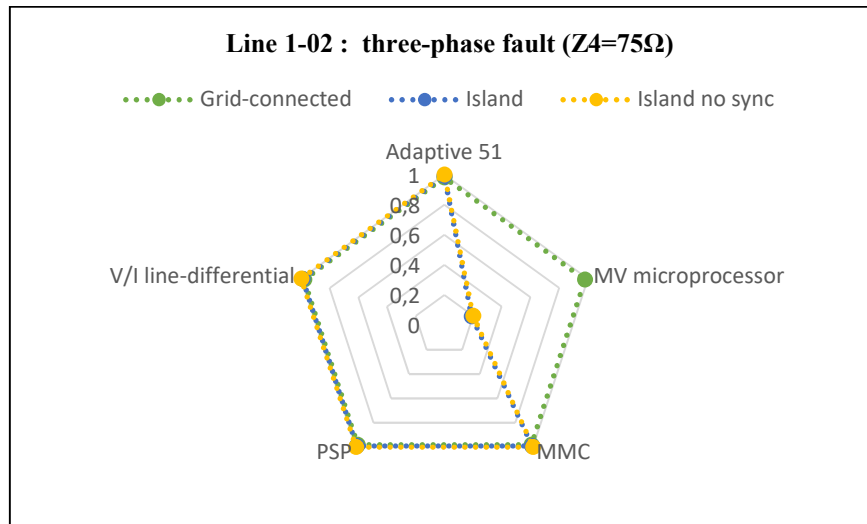


Fig. 6.4 - Valutazione protezioni su guasto Z4 in linea 1-02

Nel caso di guasto trifase di impedenza  $75+j0\Omega$  si può notare come i parametri di rete risultino ottimali affinché tutti i sistemi proposti agiscano in maniera ottimale nell'estinzione del guasto. Ciò avviene in maniera limitata per quanto riguarda il sistema a microprocessore per i problemi di selettività già presentati, ma in ogni caso ognuno dei sistemi garantisce una protezione affidabile alla rete in esame in ogni configurazione. Questo mette in luce come il guasto trifase non sia particolarmente critico nell'individuazione di un guasto.

#### 6.1.1.5 Guasto Z5 (fase-terra a $100+j10 \Omega$ )

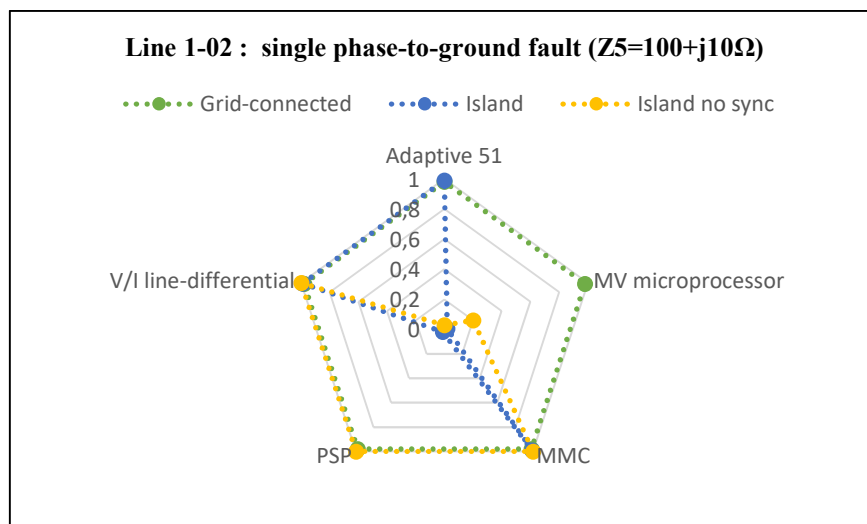


Fig. 6.5 - Valutazione protezioni su guasto Z5 in linea 1-02

Tali valutazioni non valgono invece nel caso di guasto fase-terra con impedenza  $100+j10 \Omega$ . A seguito di questo guasto i diversi sistemi di protezione presentano problematiche più o meno marcate. Innanzitutto in grid-connected tutti i sistemi di protezione riescono a garantire un'apertura selettiva del guasto, dimostrando così la bontà dei sistemi nelle situazioni di funzionamento maggiormente comuni. Più critiche risultano invece le configurazioni in isola. In particolare nel caso di rete in isola con

generatore sincrono connesso si nota un mancato intervento sia del dispositivo a microprocessore che della PSP. In questo caso infatti i buchi di tensione generati dal guasto fase-terra non sono tali da comportare, nel caso del sistema a microprocessore, un intervento dei dispositivi lungo la rete; e nel caso del sistema PSP, l'attivazione dello sblocco voltmetrico che inibisce il controllo di impedenza e delle protezioni di massima corrente (tarate per valori di corrente con rete esterna connessa alla sbarra). Con la rete alimentata da soli generatori statici invece, a causa delle correnti di cortocircuito ridotte, si ha un mancato intervento da parte delle protezioni di massima corrente adattate, mentre il mancato supporto da parte del sincrono fa sì che la tensione sia abbastanza bassa da attivare la PSP e i dispositivi a microprocessore secondo le modalità già descritte. Ottimale in questa configurazione di rete risulta perciò il funzionamento dei dispositivi differenziali di linea, del sistema con MMC e PSP.

#### 6.1.1.6 Guasto Z6 (fase-terra a 150 Ω)

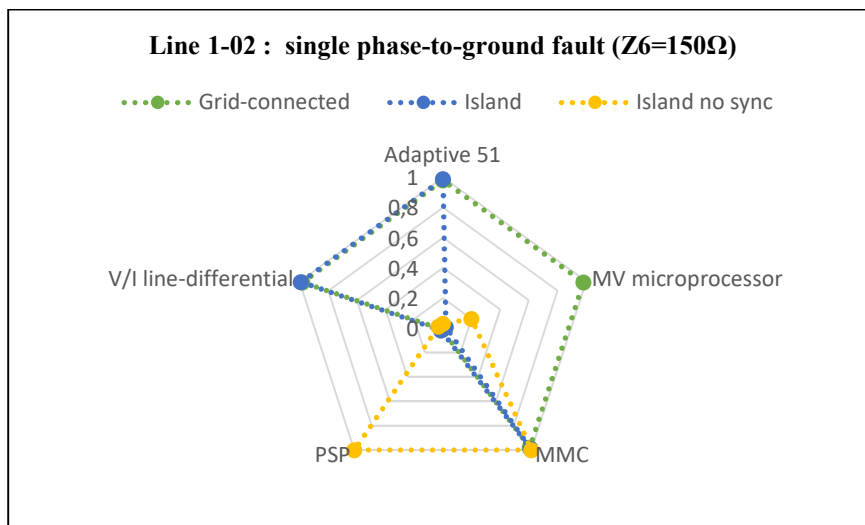


Fig. 6.6 - Valutazione protezioni su guasto Z6 in linea 1-02

Nel caso di guasto fase-terra con impedenza  $150+j0\Omega$  i comportamenti registrati dai diversi sistemi di protezione sono simili al caso precedente con alcune differenze. Innanzitutto il sistema PSP non è in grado di riconoscere l'avvenuto guasto anche in modalità grid-connected in quanto, essendo le correnti alla sequenza diretta in questa condizione di guasto paragonabili a quelle che si possono avere a regime, la protezione di sbarra non invia il comando di apertura in quanto la corrente risulta minore della soglia di intervento. Altra differenza rispetto al caso Z5 si ha nel comportamento del sistema basato su dispositivi differenziali di linea nella configurazione in isola con soli generatori statici. In questa circostanza infatti il dispositivo 1\_01 preposto all'isolamento del guasto non è in grado di riconoscerne la presenza a causa dei ridotti valori di corrente alle sequenze. Inoltre la bialimentazione del guasto (da parte del PVI e degli altri generatori attraverso la sbarra) fa in modo che anche il dispositivo differenziale di linea non sia in grado di rilevare differenze significative tra le tensioni ai nodi e le correnti (alle sequenze) circolanti a monte e a valle del dispositivo installato.

## 6.1.2 Simulazioni di guasto sulla linea 2-08

### 6.1.2.1 Guasto Z1 (trifase a $10\ \Omega$ )

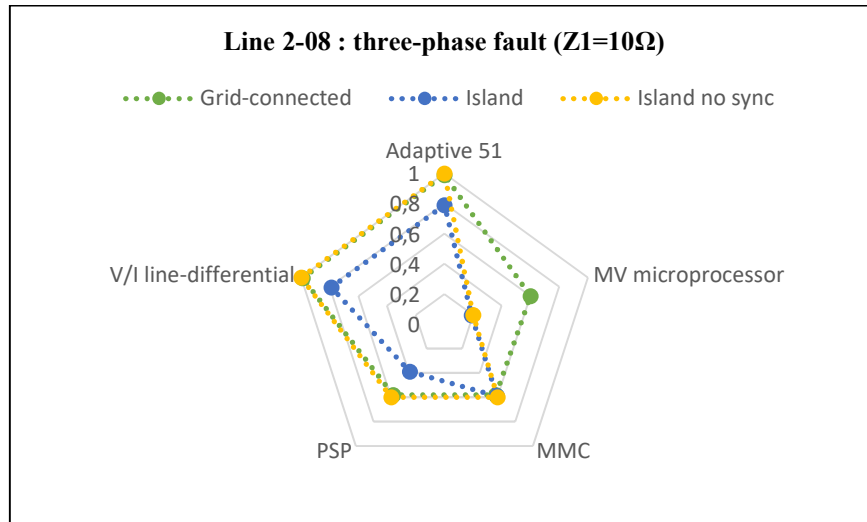


Fig. 6.7 - Valutazione protezioni su guasto Z1 in linea 2-08

Nel caso di guasto trifase di impedenza  $10+j0\ \Omega$  si può notare come i funzionamenti delle protezioni di massima corrente con soglie adattabili e differenziali di linea siano analoghi a quelli mostrati con guasto sulla linea 1-02. L'intervento garantisce un isolamento del guasto selettivo e comporta lo scatto intempestivo del SPI del generatore sincrono solo nella configurazione con rete in isola. Anche il funzionamento del sistema con dispositivi a microprocessori è paragonabile a quello visto in 6.1.1 con una perdita di selettività dovuta all'apertura dell'intero ramo guasto a causa dei lunghi tempi di intervento della protezione preposta all'intervento. Situazione diversa si ha invece per i due sistemi di protezione di sbarra che, a causa delle loro caratteristiche, sono in grado di aprire solamente l'intero ramo, causando una discontinuità di esercizio anche agli utenti non interessati dal guasto.

### 6.1.2.2 Guasto Z2 (fase-terra a $20+j10\ \Omega$ )

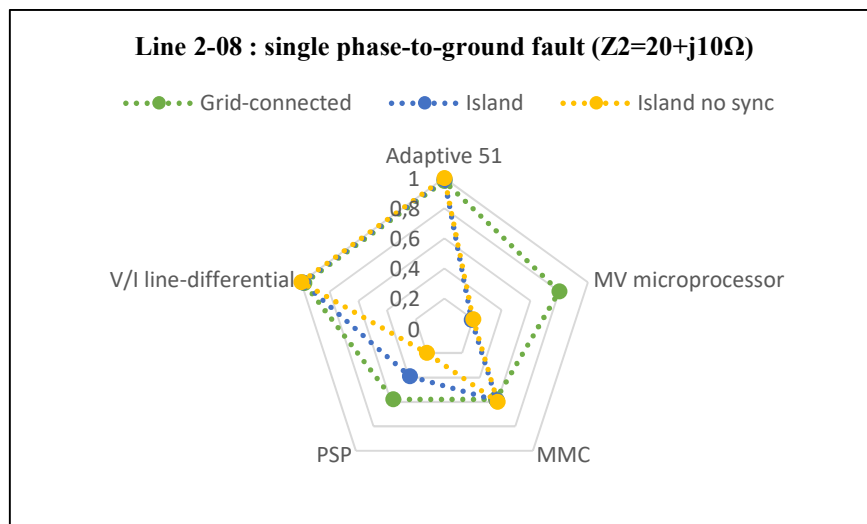


Fig. 6.8 - Valutazione protezioni su guasto Z2 in linea 2-08

Nella simulazione con guasto monofase-terra di impedenza  $20+j10\ \Omega$  si può notare come il comportamento delle protezioni di corrente adattabili, differenziali di linea e del sistema di protezione centralizzato con MMC risulti ottimale, entro i limiti dati dalla caratteristica delle protezioni stesse.

Anche per quanto riguarda il sistema basato sui dispositivi a microprocessore si può riscontrare un funzionamento analogo a quello analizzato finora, con la sola differenza di riuscire a garantire una selettività migliore rispetto al caso Z1. Il sistema PSP invece presenta maggiori difficoltà nell'esercizio in isola con generatore sincrono disconnesso. In questa configurazione infatti, a differenza dei casi precedentemente visti, pur attivandosi lo sblocco di tensione si assiste ad un intervento errato del controllo d'impedenza che va ad aprire un ramo sano anziché quello guasto. L'estinzione del guasto è tuttavia garantita dal sistema con la successiva apertura comandata dal controllo d'impedenza che è in grado di rilevare ed aprire il ramo interessato dal cortocircuito.

**6.1.2.3 Guasto Z3 (bifase a  $50+j20\ \Omega$ )**

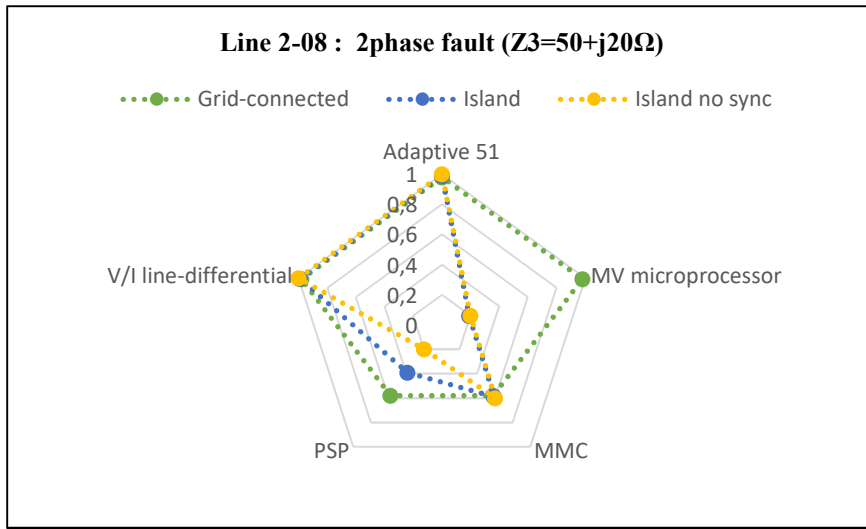


Fig. 6.9 - Valutazione protezioni su guasto Z3 in linea 2-08

Il caso di guasto bifase di impedenza  $50+j20\ \Omega$  è sostanzialmente analogo a quello presentato in precedenza. Le sole osservazioni che possono essere fatte in questo caso sono: l'ottimale selettività garantita dai dispositivi a microprocessore nell'apertura del guasto e l'apertura del ramo guasto da parte della PSP comandato dal controllo di massima corrente direzionale (anziché da quello di minima variazione d'impedenza).

**6.1.2.4 Guasto Z4 (trifase a  $75\ \Omega$ )**

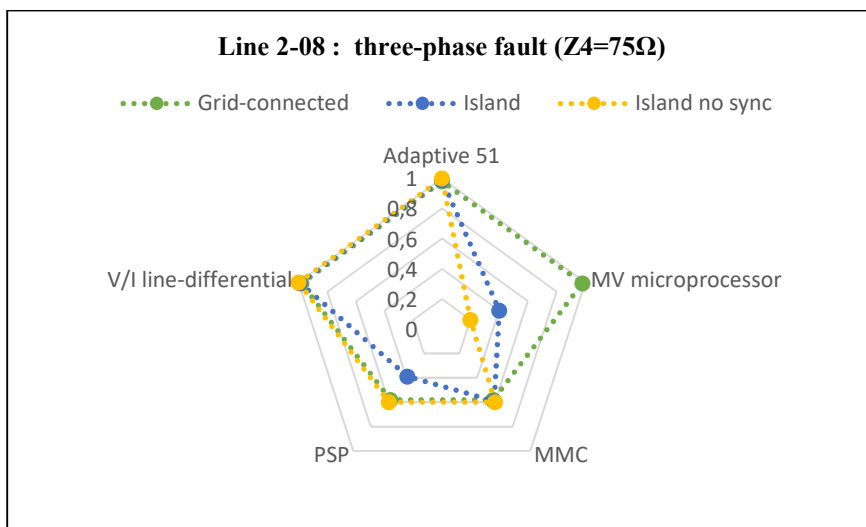


Fig. 6.10 - Valutazione protezioni su guasto Z4 in linea 2-08

Con guasto trifase di impedenza  $75+j0\Omega$  i sistemi in esame assumono un comportamento simile a quello descritto in precedenza. I dispositivi di massima corrente e differenziali di linea sono gli elementi che garantiscono la protezione ottimale della rete. Anche i sistemi centralizzati con MMC e PSP, entro i loro limiti, sono in grado di realizzare un'apertura selettiva del guasto. Situazione differente si ha invece con i microprocessori di protezione dove nei due casi in isola non si ha un'estinzione non selettiva del guasto, mentre nella configurazione grid-connected si ha un'apertura altamente selettiva.

#### 6.1.2.5 Guasto Z5 (fase-terra a $100+j10\Omega$ )

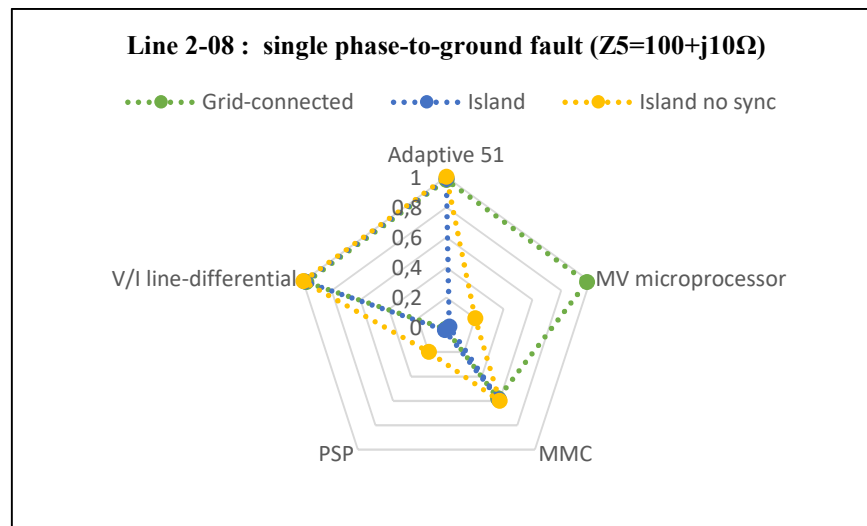


Fig. 6.11 - Valutazione protezioni su guasto Z5 in linea 2-08

In Fig. 6.11 sono rappresentate le valutazioni fatte nel caso di guasto fase-terra di impedenza  $100+j10\Omega$ . I sistemi maggiormente compromessi in questa situazione risultano essere in particolare il sistema con PSP e a microprocessore nel funzionamento in isola. Il primo nella configurazione in isola con macchina rotante connessa alla sbarra e in grid-connected non riconosce nemmeno la presenza del guasto. Nella configurazione in isola con generatore disconnesso invece si assiste ad un'apertura del guasto non selettiva con l'intervento del controllo in impedenza che è in grado di far scattare tutti e tre gli interruttori di ramo. Per quanto riguarda i dispositivi a microprocessore invece, oltre ai soliti problemi di selettività che si hanno in funzionamento in isola senza sincrono, si ha un mancato intervento con rete in isola. Questo perché il supporto dato dai generatori è tale da mantenere sopra la soglia d'intervento il valore della tensione.

6.1.2.6 Guasto Z6 (fase-terra a 150 Ω)

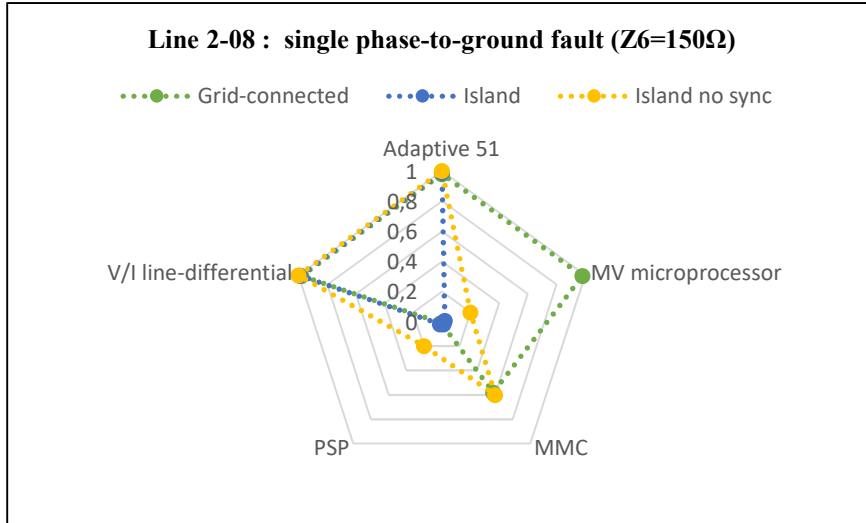


Fig. 6.12 - Valutazione protezioni su guasto Z6 in linea 2-08

Infine nel caso di guasto fase-terra di impedenza  $150+j0\Omega$  si riscontra una perdita di affidabilità del sistema di protezione centralizzato con MMC nel funzionamento in isola. Questo perché la corrente di guasto circolante sulla linea connessa alla sbarra del ramo guasto non è tale da far scattare il PD associato (in quanto tarato per valori di corrente in grid-connected) e il supporto dato dal generatore sincrono alla stabilità della rete è tale da non far intervenire il controllo di sbarra impedendo così l'intervento dell'unità centrale.

6.1.3 Simulazioni di guasto alla sbarra

Durante le simulazioni dei guasti in sbarra si è andati a confrontare tra gli altri anche il funzionamento del sistema di protezione con relè di massima corrente a soglie adattabili con differenziale di sbarra in corrente (privo di sblocco voltmetrico). In questo modo è possibile vedere i benefici apportati da questo elemento al sistema di protezione di massima corrente.

6.1.3.1 Guasto Z1 (trifase a 10 Ω)

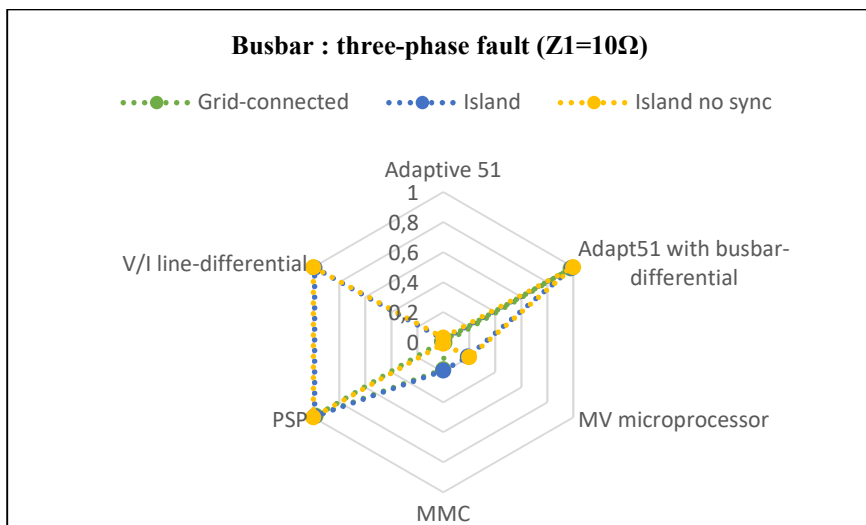


Fig. 6.13 - Valutazione protezioni su guasto Z1 in sbarra

Dalle simulazioni effettuate con guasto trifase a  $10+j0\Omega$  si può subito notare l'efficacia, in ogni configurazione di esercizio, del differenziale di sbarra in corrente adottato nel sistema di protezione con relè di massima corrente modificato e nel sistema centralizzato con PSP. Anche il sistema basato su dispositivi differenziali di linea è in grado di far fronte all'estinzione ottimale del guasto con rete in isola. In queste due situazioni infatti il dispositivo differenziale di linea con controllo in tensione è in grado di percepire il guasto in sbarra e quindi aprire i settori di ramo ad essa affacciati. Questo però non avviene nella configurazione grid-connect dove, con lo scatto dei SPI dei generatori non si vengono a generare le condizioni tali per far intervenire i dispositivi di protezione della rete. Il sistema con MMC non essendo concepito per intervenire su guasti in sbarra in questo caso riscontra numerose difficoltà sia nella sensibilità al guasto che soprattutto alla sua estinzione (in quanto programmato per poter intervenire nell'apertura di un ramo al massimo ogni 5s). Il sistema con dispositivi a microprocessore invece pur essendo in grado di aprire la rete in maniera integrale all'incorrere del guasto durante i funzionamenti in isola, non riesce a fare altrettanto nella configurazione grid-connected. Infatti essendo il guasto posizionato a monte dell'ultima protezione di massima corrente esso non è in grado di disalimentare il guasto prima dell'intervento dei sistemi di interfaccia dei generatori. Lo stesso problema chiaramente è associato alle protezioni di massima corrente con soglie adattabili che in ogni stato della rete non sono in grado di percepire la presenza del guasto ed agire in modo da isolarlo.

### 6.1.3.2 Guasto Z2 (fase-terra a $20+j10\Omega$ )

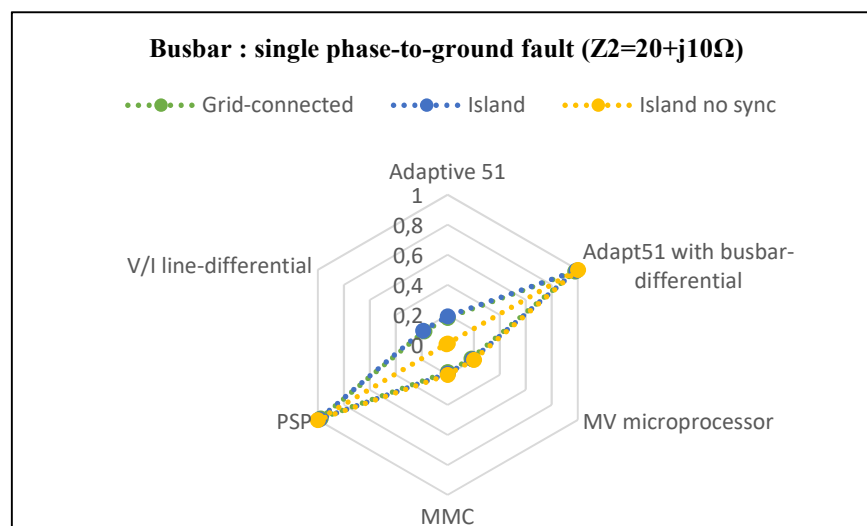


Fig. 6.14 - Valutazione protezioni su guasto Z2 in sbarra

Nel caso di guasto monofase-terra di impedenza  $20+j10\Omega$  in sbarra anche il sistema con dispositivi differenziali di linea non sono in grado di determinare la presenza del cortocircuito. Gli unici elementi ad intervenire in questo caso infatti sono i soli dispositivi a monte dei generatori che scattano per massima corrente alla sequenza inversa. Nel caso di rete in isola con soli generatori statici invece sono solo gli SPI dei generatori ad intervenire disalimentando il guasto.

6.1.3.3 Guasto Z3 (bifase a  $50+j20\ \Omega$ )

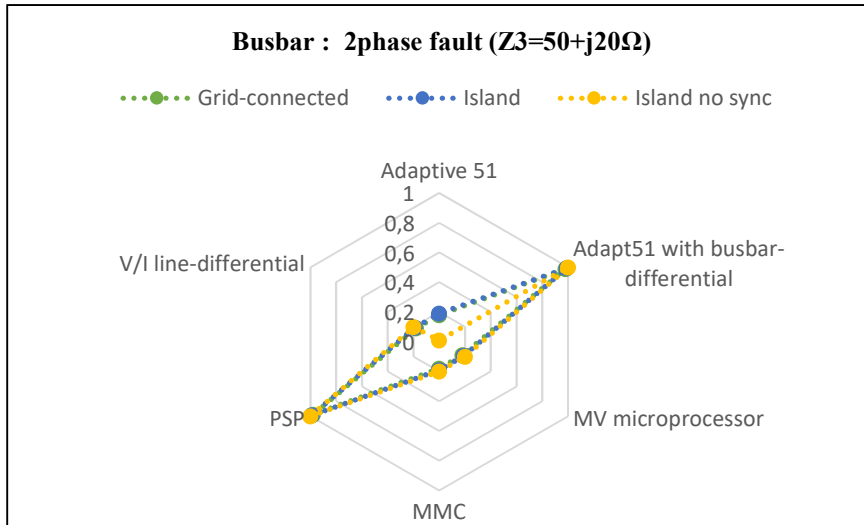


Fig. 6.15 - Valutazione protezioni su guasto Z3 in sbarra

Un funzionamento pressoché analogo si ha nel caso di guasto bifase di impedenza  $590+j20\ \Omega$ . In questo caso infatti i soli elementi a garantire l'estinzione del guasto in maniera selettiva (e non solo andando a disconnettere una parte o la totalità dei generatori distribuiti) sono quei sistemi dotati di differenziale di sbarra. L'eccezione è data dal sistema di protezione con relè di massima corrente che nel funzionamento in isola senza supporto del generatore sincrono non sono in grado di riconoscere la presenza del guasto, lasciando ai soli SPI il compito di disconnettere i generatori andando a disalimentare il guasto.

6.1.3.4 Guasto Z4 (trifase a  $75\ \Omega$ )

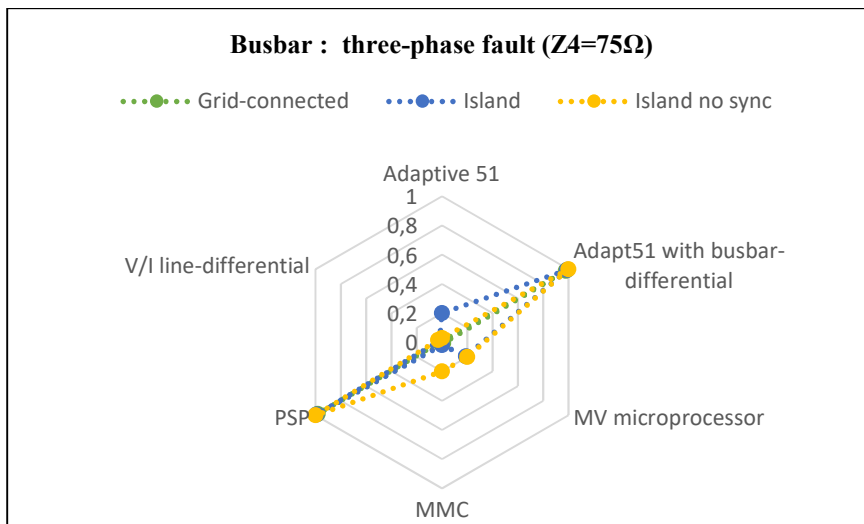


Fig. 6.16 - Valutazione protezioni su guasto Z4 in sbarra

Nel caso di guasto trifase di impedenza  $75+j0\ \Omega$  si ha un funzionamento analogo a quello ottenuto con l'evento simulato in precedenza, ma con un ulteriore deterioramento delle prestazioni delle protezioni. Infatti in questa circostanza il guasto non viene nemmeno riconosciuto dai dispositivi differenziali di linea in tutte le configurazioni di rete, dal sistema centralizzato con MMC con rete in isola e grid-connected, dal controllo di minima tensione dei microprocessori di protezione con rete grid-connected e, come nel caso precedente, dalle protezioni di massima corrente a soglie adattabili



### 6.1.3.5 Guasto Z5 (fase-terra a $100+j10\ \Omega$ )

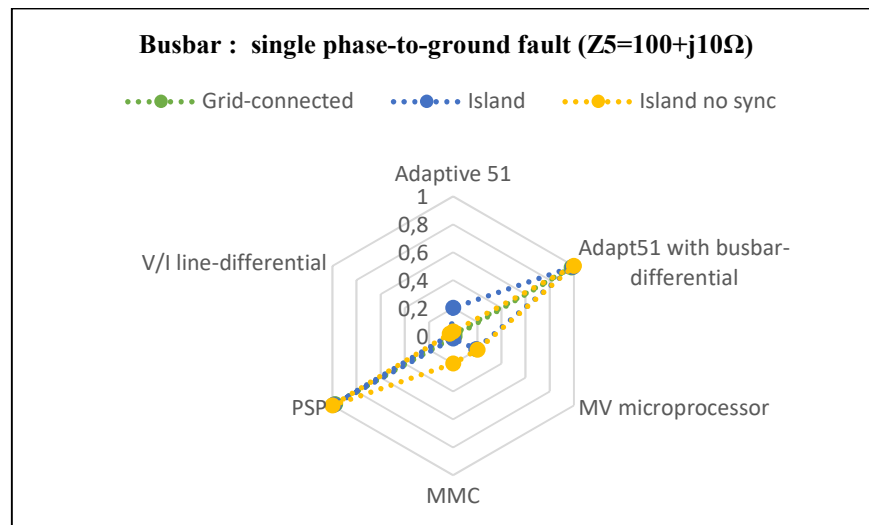


Fig. 6.17 - Valutazione protezioni su guasto Z5 in sbarra

All'incorrere del guasto fase-terra di impedenza  $100+j10\ \Omega$  si può notare un funzionamento pressoché analogo a quello presentato in precedenza con interventi ottimali da parte del differenziale di sbarra, nonostante l'elevata impedenza di guasto, e malfunzionamenti degli altri sistemi analizzati.

### 6.1.3.6 Guasto Z6 (fase-terra a $150\ \Omega$ )

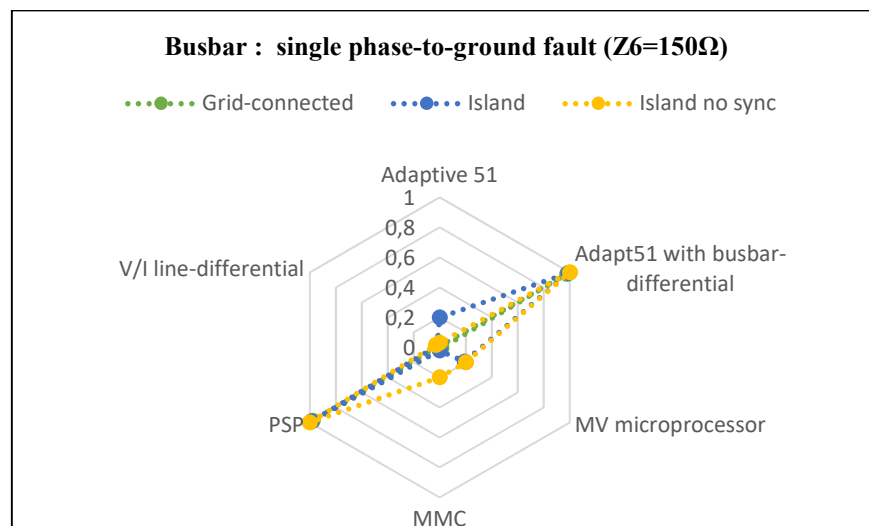


Fig. 6.18 - Valutazione protezioni su guasto Z6 in sbarra

Anche nel caso di guasto fase-terra con impedenza di  $150+j0\ \Omega$  si ha un comportamento analogo dei sistemi. Questo evento tuttavia, ad esclusione di rari casi, comporta ulteriori difficoltà dal punto di vista della disalimentazione del guasto, rispetto alle situazioni precedenti, in quanto anche gli SPI dei diversi generatori nelle differenti modalità di funzionamento non sono sensibili all'avvenuto guasto.

### 6.1.4 Simulazioni di guasto al nodo 3-06

#### 6.1.4.1 Guasto Z1 (trifase a 10 Ω)

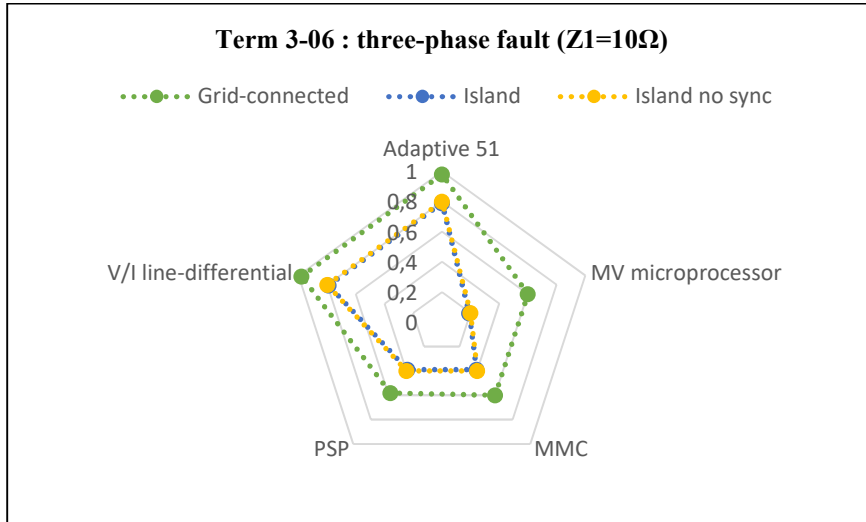


Fig. 6.19 - Valutazione protezioni su guasto Z1 al nodo 3-06

Un altro punto critico per l'analisi dell'affidabilità dei sistemi in esame è il nodo 3-06. In particolare nell'eventualità che si abbia un guasto trifase con impedenza  $10+j0\Omega$  si può notare come le protezioni di massima corrente e differenziali di linea siano ancora una volta quelle che garantiscono un'estinzione del guasto più selettiva possibile, ad eccezione dei guasti in isola in cui si hanno degli scatti intempestivi del SPI del generatore sincrono e delle protezioni installate al nodo 3-03 a monte di quello adibito all'apertura. I sistemi di protezione alla sbarra PSP e MMC invece sono in grado di aprire correttamente il ramo guasto, ma nel funzionamento in isola il loro intervento non riesce ad impedire lo scatto intempestivo di altri dispositivi (in particolare il SPI del generatore sincrono nel funzionamento in isola e degli altri SPI nel caso di funzionamento in isola senza macchina rotante). Per quanto riguarda il sistema di protezione basato sui dispositivi a microprocessore si possono distinguere i due diversi funzionamenti: in isola, con apertura di tutte le protezioni in rete e in grid-connected, dove in questo caso si assiste ad una perdita di selettività in quanto all'incorrere del guasto si ha l'intervento di tutti i dispositivi nel ramo (dovuto al ritardo intenzionale introdotto nell'apertura in funzione della direzione del guasto che fa scattare tutte le protezioni del ramo tramite soglia a tempo indipendente).

#### 6.1.4.2 Guasto Z2 (fase-terra a $20+j10\ \Omega$ )

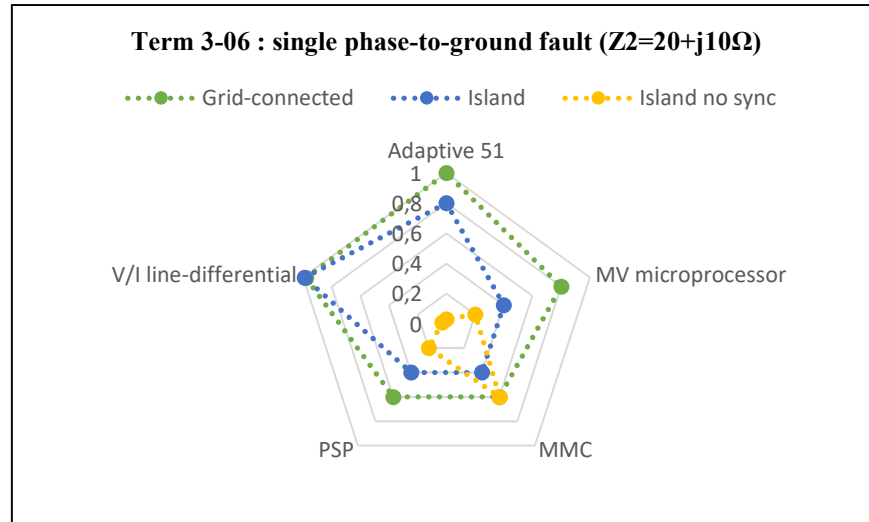


Fig. 6.20 - Valutazione protezioni su guasto Z2 al nodo 3-06

Nel caso di guasto monofase-terra di impedenza  $20+j10\Omega$  si osserva in particolare un deterioramento netto dell'affidabilità garantita dalle protezioni di massima corrente e differenziali di linea nel funzionamento in isola senza generatore sincrono. Infatti entrambi i sistemi non sono in grado di percepire l'avvenuto guasto in questa configurazione di rete, tanto che i soli SPI fanno sì che venga disalimentato il guasto. Questo netto peggioramento non si nota invece negli altri sistemi di protezione che sono in grado di individuare il guasto in tutte le configurazioni di rete. Tuttavia se le prestazioni date dalla protezione con MMC possono ritenersi selettive, la stessa cosa non si può dire per il sistema con PSP dove, in particolare con rete in isola alimentata da soli generatori statici, il controllo sulla variazione d'impedenza comanda l'apertura erronea di un ramo sano. Un caso particolare si ha invece per quanto riguarda il sistema con microprocessori nel funzionamento in isola. Infatti il sistema, nonostante sia basato sulle sole protezioni di minima tensione, rispetto ai casi precedenti riesce a garantire una selettività limitata nell'isolamento del guasto con la sola apertura del ramo guasto e della porzione di rete più lontana dalla sbarra di distribuzione a monte del PV2.

#### 6.1.4.3 Guasto Z3 (bifase a $50+j20\ \Omega$ )

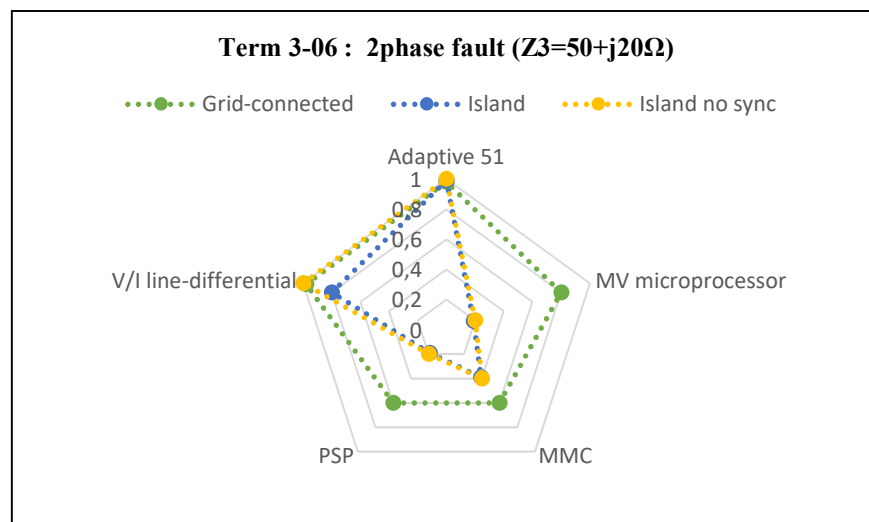


Fig. 6.21 - Valutazione protezioni su guasto Z3 al nodo 3-06

Nel caso di guasto bifase di impedenza  $50+j20\Omega$  si assiste invece ad un funzionamento adeguato delle protezioni di massima corrente e differenziali di linea. Anche in questo caso poi il sistema con MMC è in grado di individuare correttamente il guasto anche se non riesce a prevenire lo scatto dei SPI dei generatori nel funzionamento in isola con e senza generatore sincrono connesso. In questa situazione il sistema che presenta dei problemi particolari è quello con PSP che nei funzionamenti in isola non è in grado di intervenire tempestivamente nell'apertura del solo ramo guasto.

**6.1.4.4 Guasto Z4 (trifase a  $75\Omega$ )**

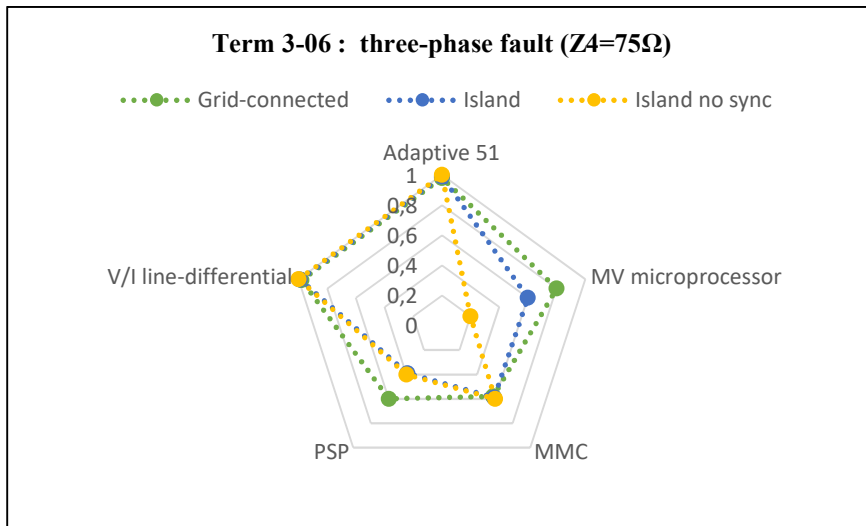


Fig. 6.22 - Valutazione protezioni su guasto Z4 al nodo 3-06

Nel caso di guasto trifase a  $75+j0\Omega$  si nota un comportamento adeguato di tutti i sistemi. In particolare differenziali di linea, protezioni con soglie adattabili e sistema di protezione centralizzato con MMC hanno un funzionamento ottimale (entro i loro limiti strutturali). Anche il sistema a microprocessori, nella configurazione in isola, è in grado di garantire una certa selettività nell'estinzione del guasto andando ad aprire il solo ramo guasto.

**6.1.4.5 Guasto Z5 (fase-terra a  $100+j10\Omega$ )**

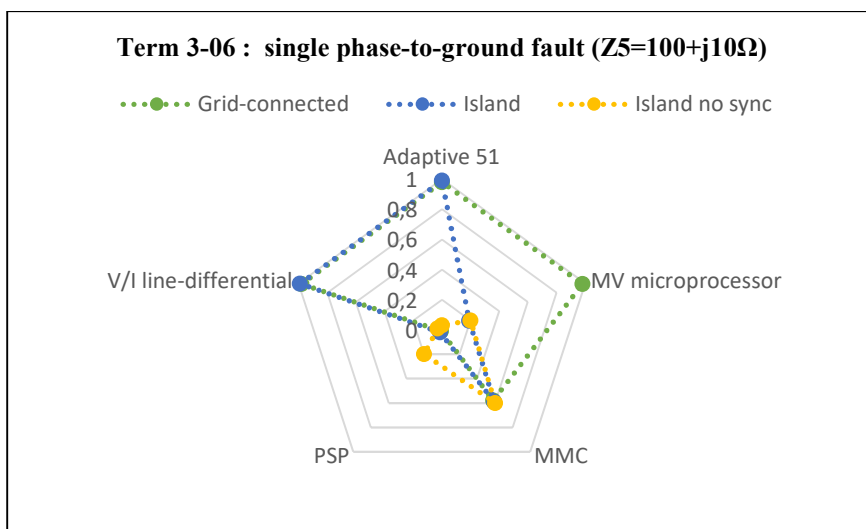


Fig. 6.23 - Valutazione protezioni su guasto Z5 al nodo 3-06

Come nel caso di guasto Z2, anche nell'evenienza di cortocircuito a maggiore impedenza ( $100+j10\Omega$ ) ci si trova di fronte a deficit di affidabilità da parte di molti sistemi (in particolare nella configurazione

in isola senza generatore sincrono), ad esclusione del sistema centralizzato con MMC che è in grado di individuare l'avvenuto guasto e isolarlo in maniera opportuna. Le mancanze maggiori si riscontrano nel funzionamento del sistema PSP con rete in isola e grid-connected, in quanto non viene attivato lo sblocco voltmetrico, e in quelle dei differenziali di linea e dispositivi di massima corrente con rete in isola senza sincrono, in quanto la corrente di guasto risulta leggermente superiore alla soglia di intervento impostata per lo scatto il che comporta interventi in tempi prolungati che non garantiscono l'isolamento del guasto prima dell'apertura dei SPI.

#### 6.1.4.6 Guasto Z6 (fase-terra a 150 Ω)

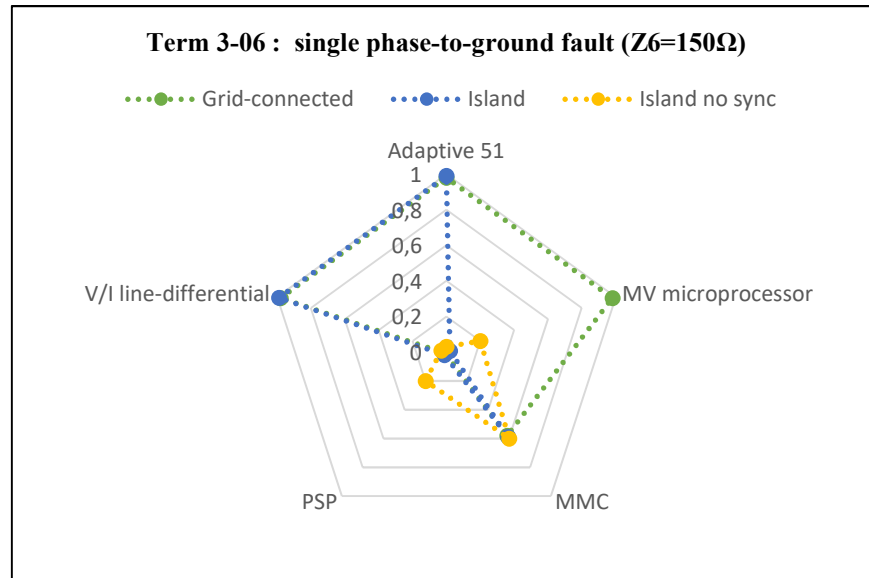


Fig. 6.24 -Valutazione protezioni su guasto Z6 al nodo 3-06

Il caso con cortocircuito fase-terra di impedenza  $150+j0\Omega$  risulta analogo a quello precedente con una sola differenza. In questa situazione infatti le correnti di guasto sono al di sotto della soglia di intervento e gli stessi SPI non sono sensibili al guasto in rete durante il funzionamento in isola senza sincrono. Nonostante questo però si può notare come il sistema MMC sia in grado di individuare ed isolare il guasto in ogni configurazione di rete dimostrando un grado di affidabilità molto elevato al variare sia della specie di guasto che tipologia d'esercizio della rete.

## 6.2 Comportamento dei sistemi di protezione

In seguito si presenta il comportamento dei differenti sistemi di protezione testati in funzione del tipo di guasto simulato al variare della configurazione di esercizio della rete e del punto di guasto.

### 6.2.1 Sistema con dispositivi di massima corrente a soglie adattate

In questa sezione sono presentati i comportamenti del sistema con dispositivi di massima corrente a soglie adattate nella sua azione di estinzione dei guasti. In verde sono rappresentate le valutazioni che sono state assegnate a questo sistema con guasti in modalità grid-connected, in blu quelli in isola e in giallo quelli in isola senza generatore sincrono.

ANALISI DEI RISULTATI

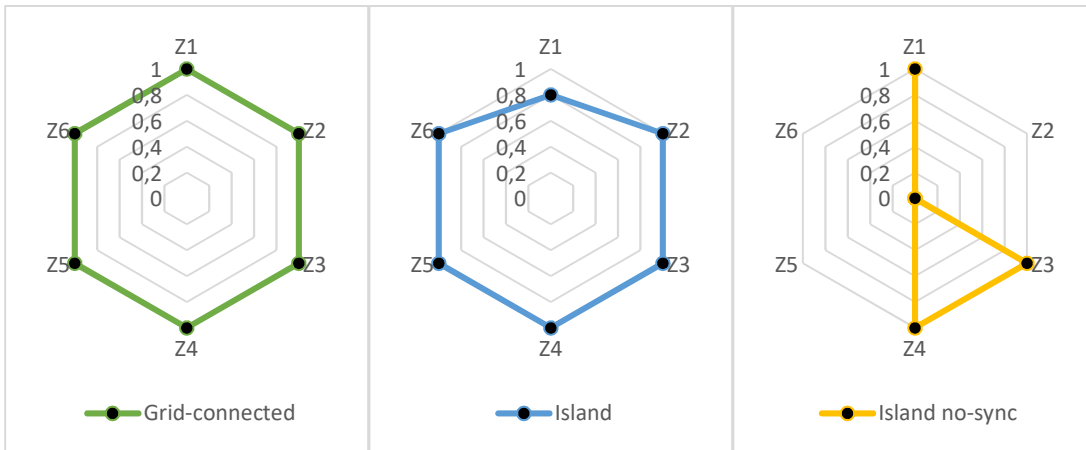


Fig. 6.25 - Comportamento con guasti su linea 1-02

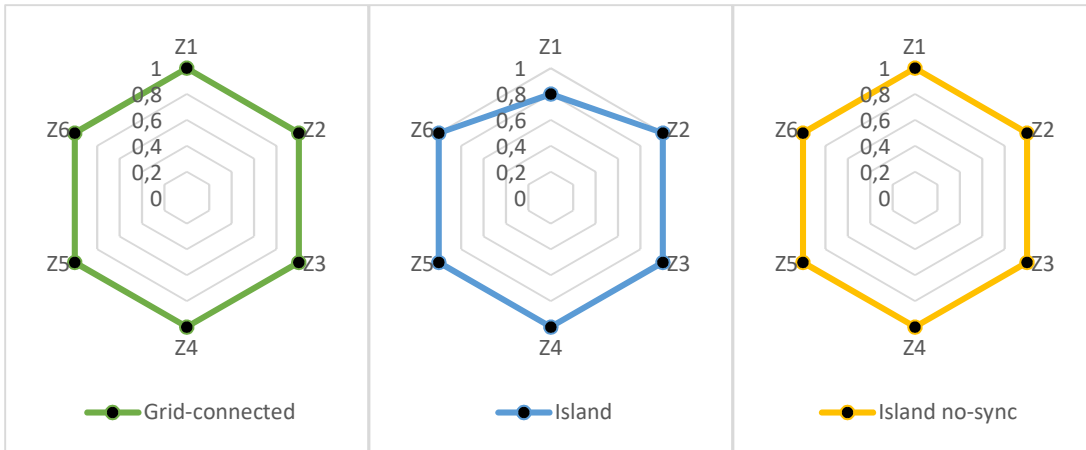


Fig. 6.26 - Comportamento con guasti su linea 2-08

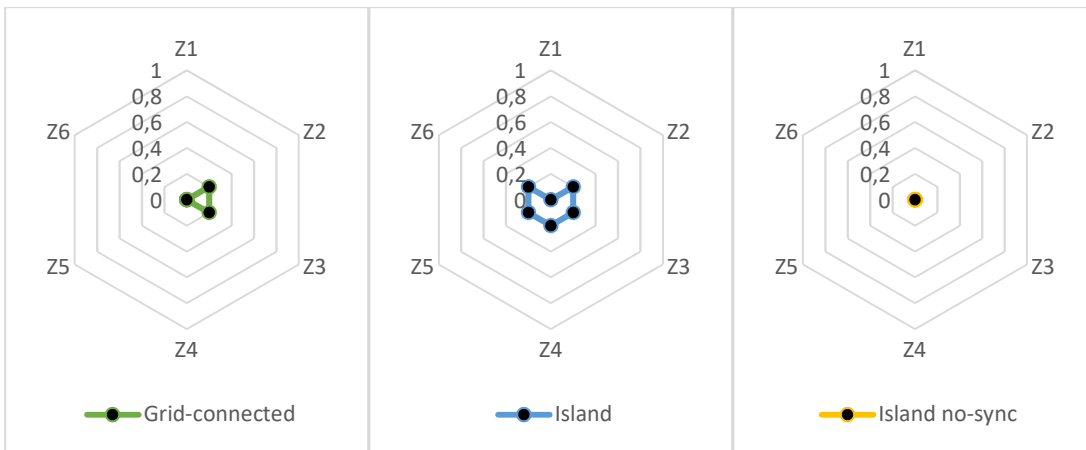


Fig. 6.27 - Comportamento con guasti alla sbarra

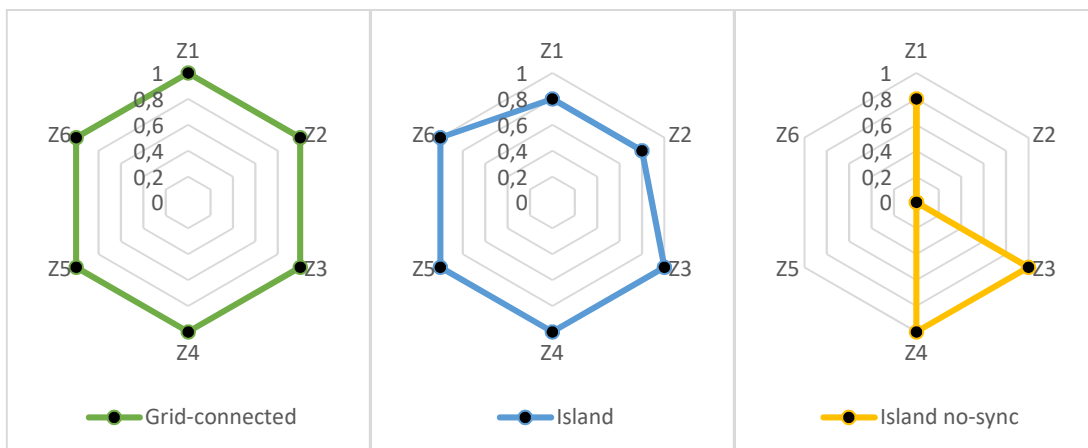


Fig. 6.28 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

Da queste immagini risulta chiaro come il sistema in questione possa ritenersi piuttosto affidabile in quasi tutte le situazioni. Presenta però gravi cali di affidabilità nella configurazione in isola senza sincrono e nei guasti alla sbarra (condizione che può essere risolta, come visto in 5.1.2, con la presenza di un differenziale di sbarra).

### 6.2.2 Sistema con dispositivi a microprocessore

In questo paragrafo vengono mostrati i comportamenti del sistema con dispositivi a microprocessore descritti in 5.2 nella loro azione di protezione della rete. In verde sono rappresentate le valutazioni che sono state assegnate a questo sistema con guasti in modalità grid-connected, in blu quelli in isola e in giallo quelli in isola senza generatore sincrono.

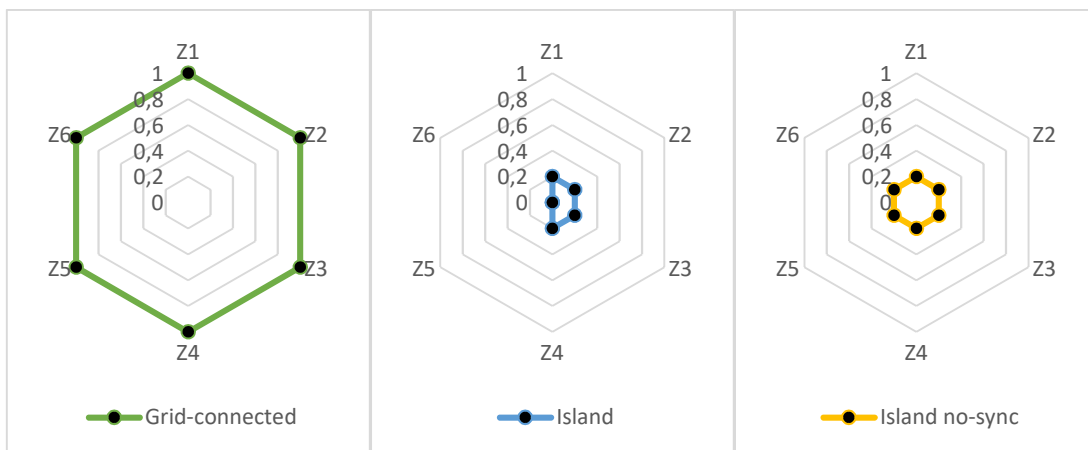


Fig. 6.29 - Comportamento con guasti su linea 1-02

## ANALISI DEI RISULTATI

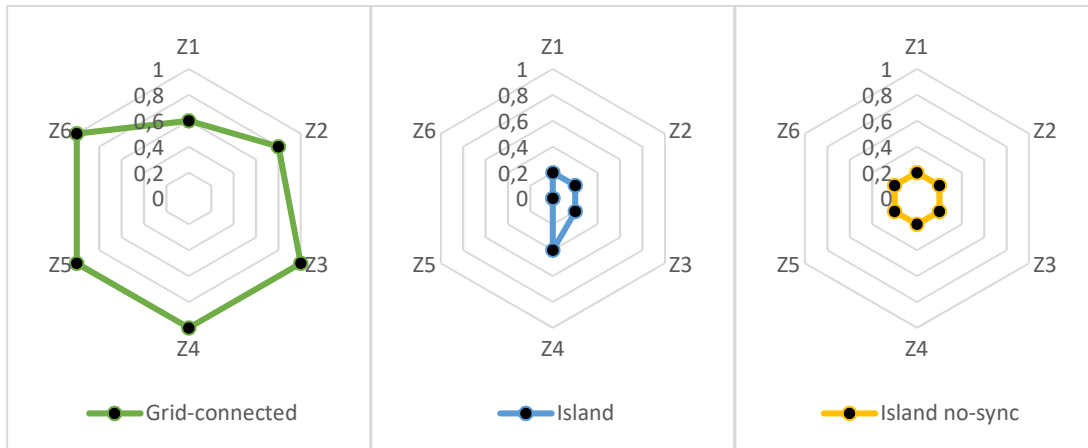


Fig. 6.30 - Comportamento con guasti su linea 2-08



Fig. 6.31 - Comportamento con guasti alla sbarra

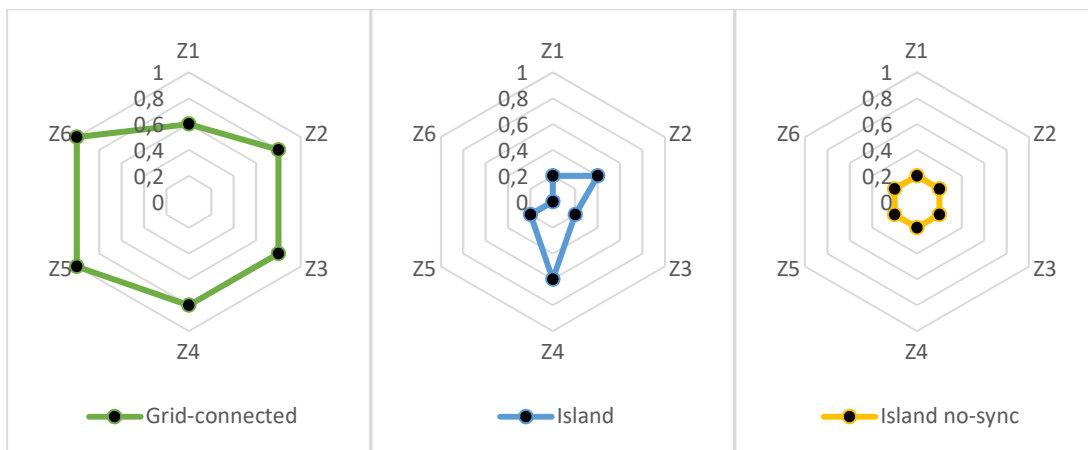


Fig. 6.32 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

Come già trasparso dalle simulazioni presentate in 5.2.1, si nota come il problema più grave associato a questo sistema sia la perdita di selettività nel momento in cui si ha il passaggio in funzionamento in isola. Infatti in questo caso la protezione della rete è affidata solamente a dei dispositivi di minima tensione che non permettono di estinguere i guasti in maniera selettiva. Questo però permette al sistema di intervenire anche nel caso di guasti alla sbarra, dove altri dispositivi non interverrebbero per isolare



il guasto. Per questo motivo il funzionamento (nelle due configurazioni in isola) risulta piuttosto omogeneo al variare della posizione e dell'impedenza di guasto.

### 6.2.3 Sistema con protezione centralizzata MMC

In questa sezione vengono presentati invece i punteggi assegnati alla protezione di sbarra con Microgrid Management Center in funzione della posizione ed impedenza di guasto. Come nei casi precedenti in verde vengono presentate le simulazioni eseguite con rete connessa alla MG, in blu quelle con MG in isola e in giallo i test realizzati in isola con generatore sincrono disconnesso.

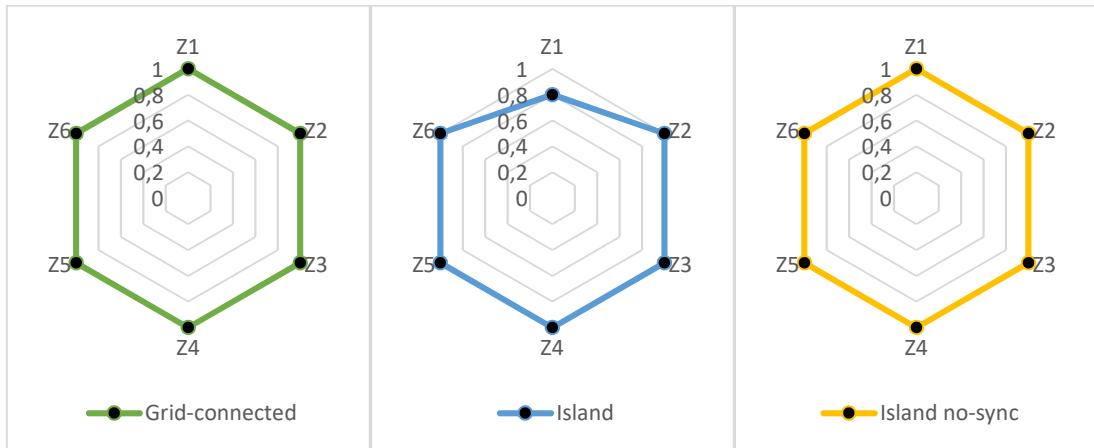


Fig. 6.33 - Comportamento con guasti su linea 1-02

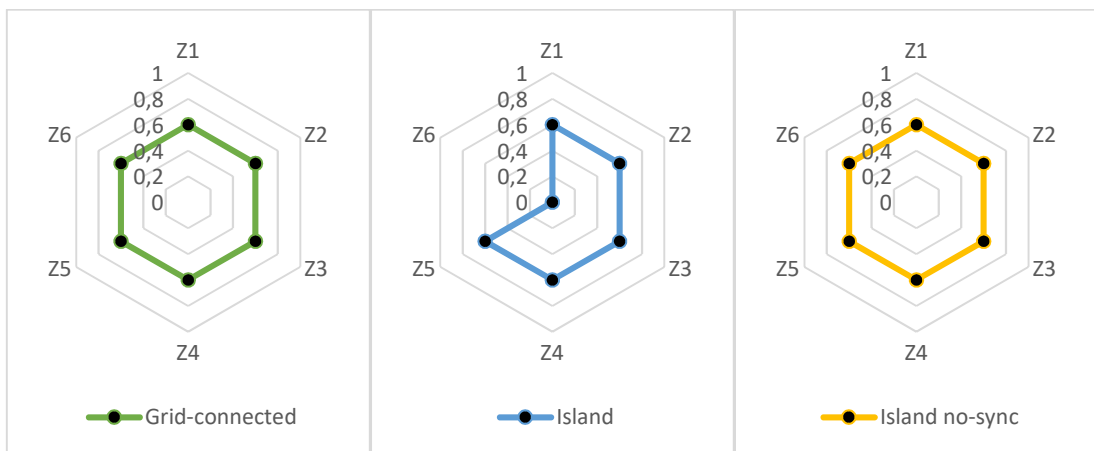


Fig. 6.34 - Comportamento con guasti su linea 2-08

## ANALISI DEI RISULTATI

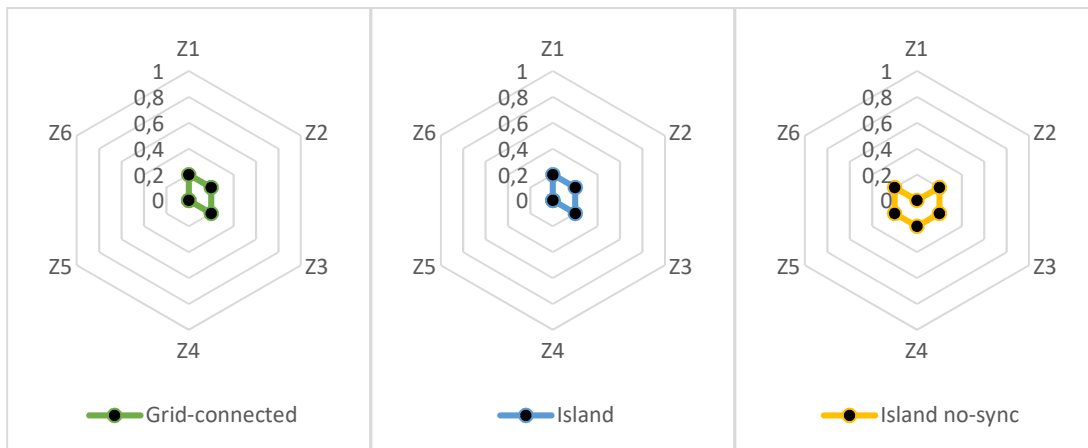


Fig. 6.35 - Comportamento con guasti alla sbarra

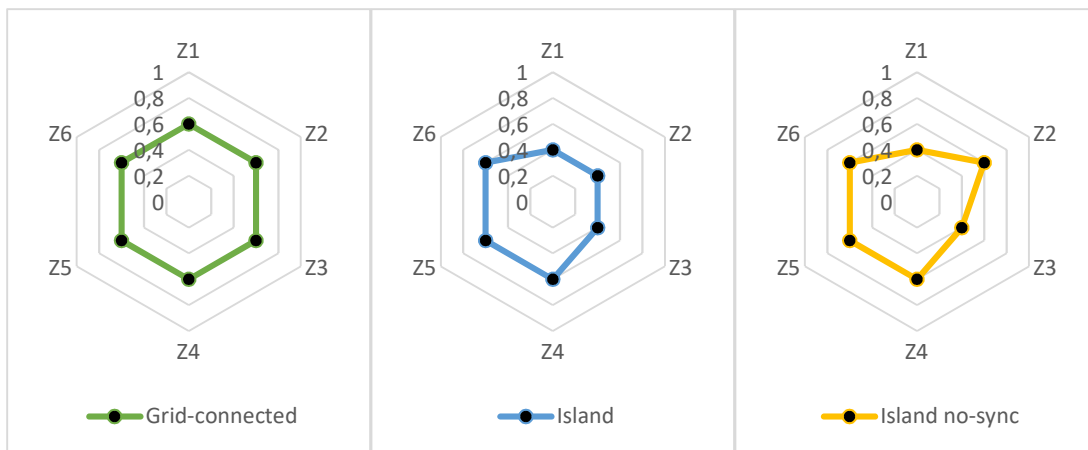


Fig. 6.36 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

Dai grafici rappresentati si nota subito come, ad esclusione dei guasti in sbarra, il comportamento della protezione con MMC risulti piuttosto omogeneo al variare delle condizioni di guasto e della configurazione di rete. La sua struttura però (si tratta di una protezione di sbarra che interviene aprendo l'intero ramo di distribuzione) non gli permette di raggiungere gradi di selettività elevati, compromettendone così l'efficienza durante l'esercizio.

### 6.2.4 Sistema con protezione centralizzata PSP

In questa sezione sono presentati i comportamenti della protezione di sbarra con unità PSP. Di seguito si mostrano le valutazioni ottenute nelle simulazioni di guasto in grid-connected (verde), in isola (blu) e in isola con soli generatori statici (giallo).

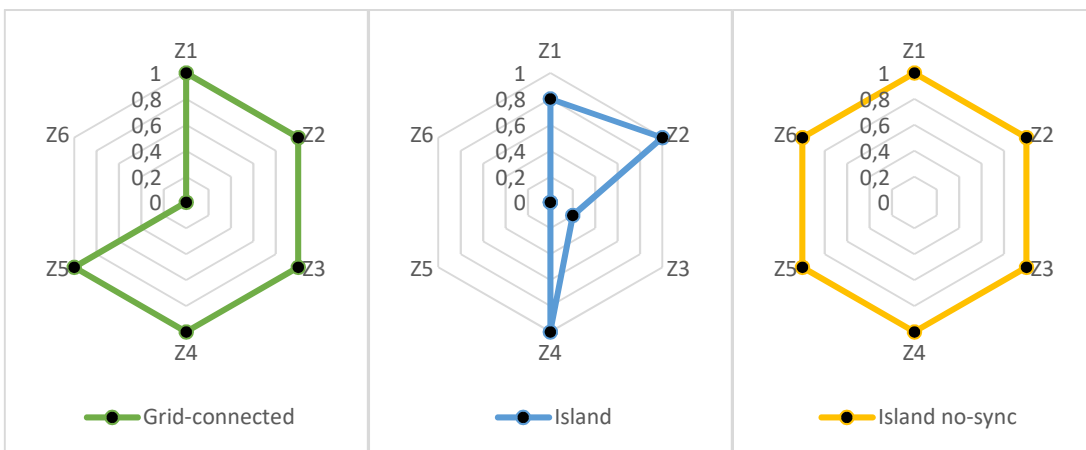


Fig. 6.37 - Comportamento con guasti su linea 1-02

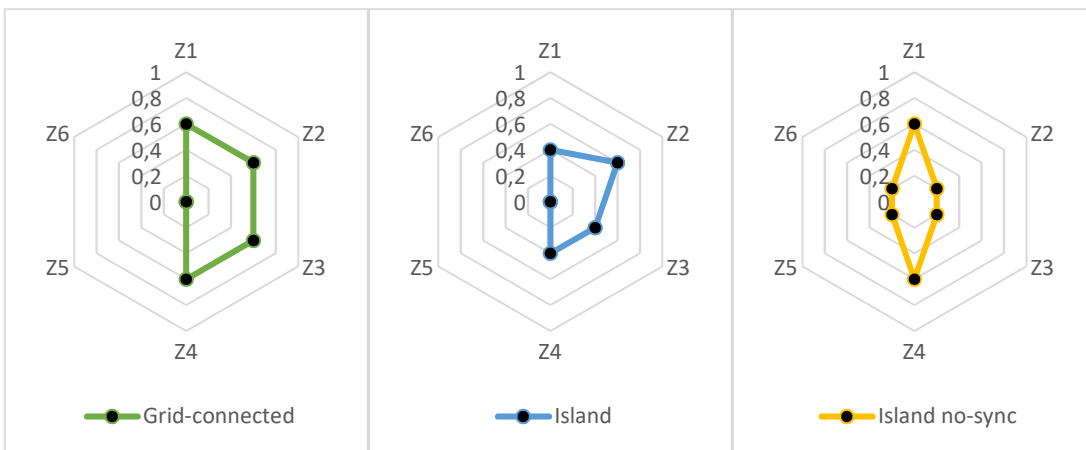


Fig. 6.38 - Comportamento con guasti su linea 2-08

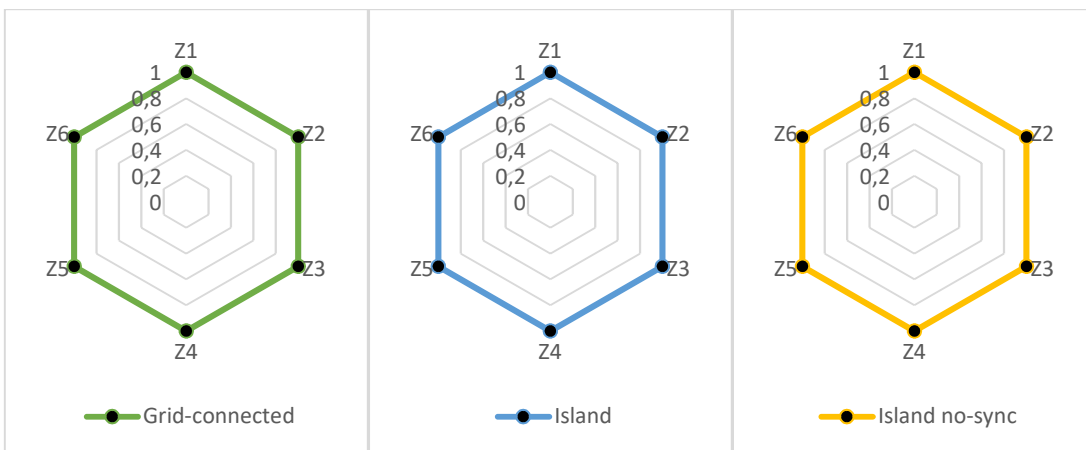


Fig. 6.39 - Comportamento con guasti alla sbarra

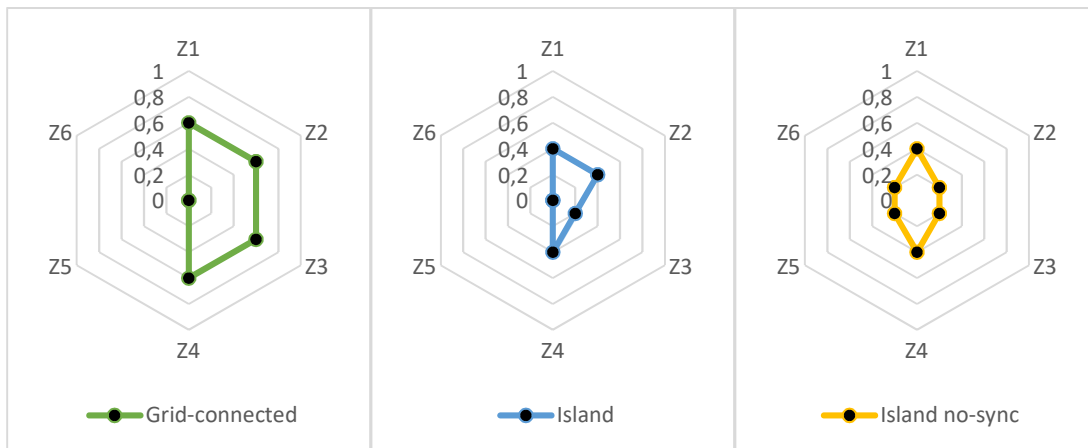


Fig. 6.40 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

Dalle simulazioni presentate si può notare innanzitutto l'elevata affidabilità garantita dal dispositivo differenziale di sbarra installato nell'unità centrale. Questo sistema però presenta dei problemi nel caso di guasti (in particolare ad alta impedenza) più distanti dalla sbarra di distribuzione, dove esso è installato, in quanto non permettono di attivare il controllo della PSP a causa del ridotto scarto di tensione dal valore di regime. Questo si riflette in mancati interventi (in particolare nella configurazione in isola dove il supporto garantito dal generatore sincrono mantiene la tensione al di sopra della soglia di intervento) o aperture non selettive (in particolare nella configurazione in isola senza sincrone).

### 6.2.5 Sistema con dispositivi differenziali di linea

Di seguito infine sono presentate le valutazioni date al sistema basato su dispositivi differenziali di linea distribuiti lungo i rami della MG. Anche in questo caso le figure vanno a descrivere il comportamento del sistema al variare della posizione di guasto e della configurazione d'esercizio della rete (in verde i test con MG in modalità grid-connected, in blu quelli fatti in isola, in giallo quelli in isola senza macchina rotante).

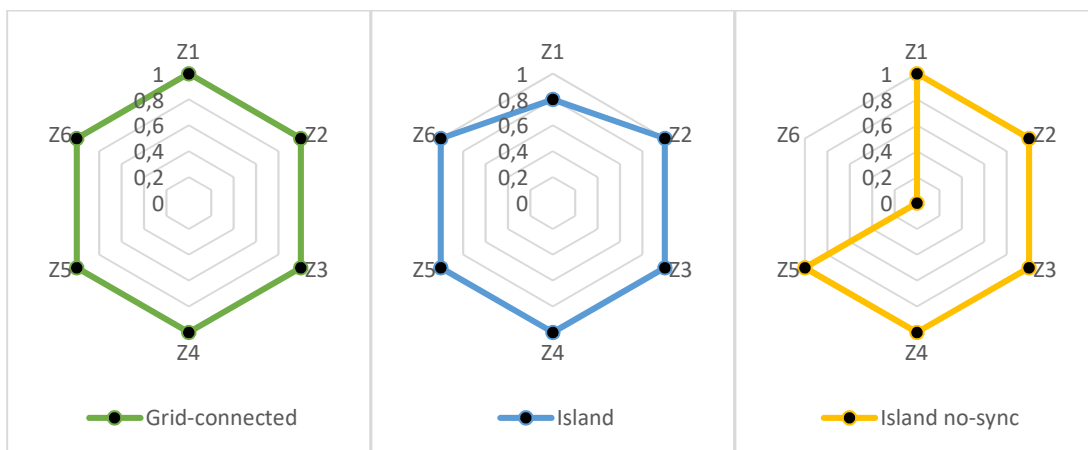


Fig. 6.41 - Comportamento con guasti su linea 1-02

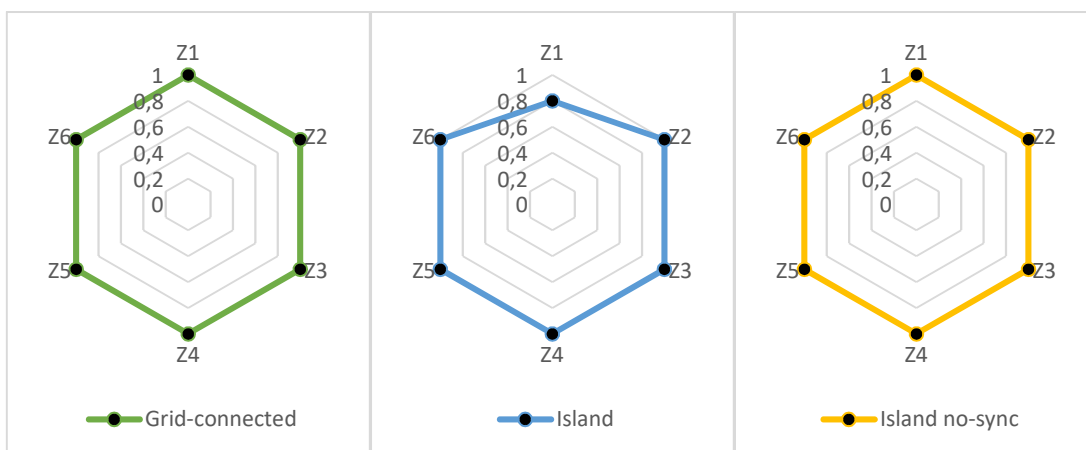


Fig. 6.42 - Comportamento con guasti su linea 2-08

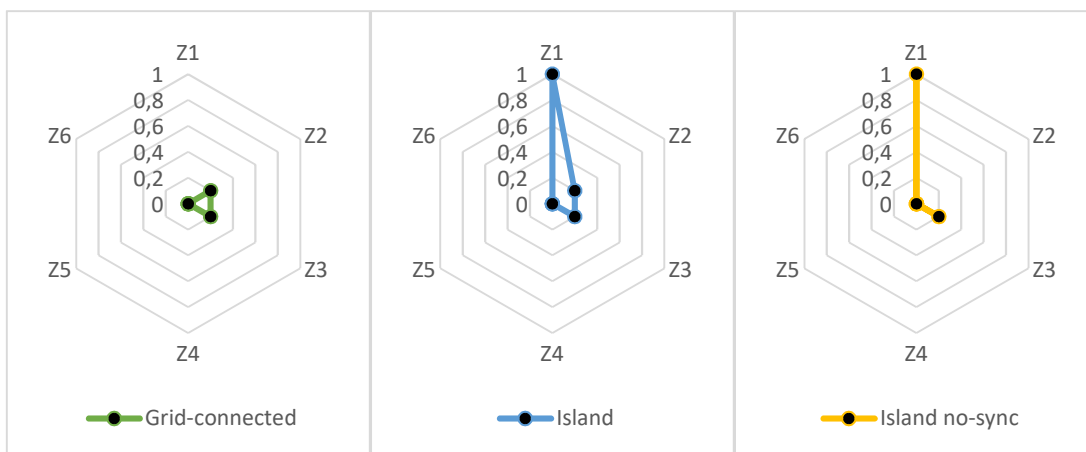


Fig. 6.43 - Comportamento con guasti alla sbarra

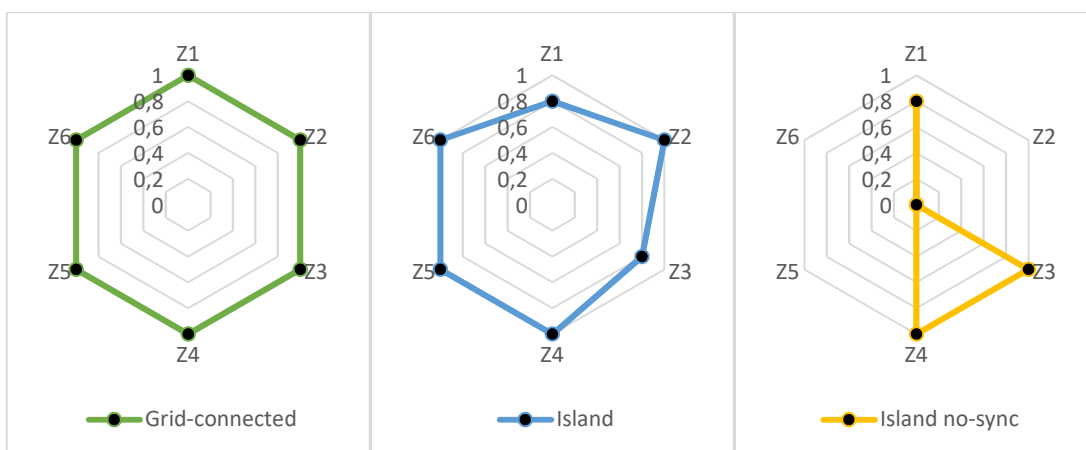


Fig. 6.44 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

### 6.3 Comparazione generale sui sistemi analizzati

Nella sezione seguente si vanno a confrontare i diversi sistemi di protezione proposti. L'obiettivo è quello di mostrare le peculiarità di ognuno di essi e quali di questi risultino più efficaci nella individuazione e isolamento del cortocircuito.

## ANALISI DEI RISULTATI

In Tab. 6.1, Tab. 6.2, Tab. 6.3 e Tab. 6.4 vengono rappresentati in maniera più concisa, tramite delle scale di colori, i comportamenti dei sistemi testati al variare dei punti di guasto. In particolare si ha che le colonne individuate dal colore verde rappresentano i comportamenti in modalità grid-connected, con il colore blu quelli in modalità in isola e con il colore giallo quelli in isola senza generatore sincrono. Tenendo in considerazione che i colori più scuri vanno ad evidenziare comportamenti ottimali nell'isolamento del guasto, si può notare come nessuno dei sistemi proposti sia in grado di proteggere adeguatamente il sistema in tutte le condizioni. Inoltre, come già evidenziato in 6.1.3, si può subito osservare come la posizione più critica nell'individuazione del guasto sia la sbarra di distribuzione (nel momento in cui il sistema di protezione non sia provvisto di un differenziale di sbarra). Altre peculiarità che si possono evidenziare da tali schemi sono: la difficoltà per le protezioni di massima corrente e differenziali di linea ad individuare i guasti in modalità in isola con sincrono disconnesso; la perdita di selettività dei microprocessori proposti nel funzionamento in isola; i mancati interventi del sistema PSP nell'intervenire in caso di guasti in modalità grid-connected e in isola (con sincrono connesso alla rete) in quanto il funzionamento viene inibito dallo sblocco di tensione. Si può osservare invece come il sistema con MMC, ad esclusione dei guasti in sbarra, riesca a garantire una buona affidabilità nelle diverse condizioni di funzionamento e non abbia rilevanti punti critici.

Line 1-02															
	51 adaptive			MVμprocessor			MMC			PSP			V/I differential		
	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow
Z1	1	0,8	1	1	0,2	0,2	1	0,8	1	1	0,8	1	1	0,8	1
Z2	1	1	0	1	0,2	0,2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Z3	1	1	1	1	0,2	0,2	1	1	1	1	0,2	1	1	1	1
Z4	1	1	1	1	0,2	0,2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Z5	1	1	0	1	0	0,2	1	1	1	1	0	1	1	1	1
Z6	1	1	0	1	0	0,2	1	1	1	0	0	1	1	1	0

Tab. 6.1 - Comportamento dei sistemi per guasti in line 1-02

Line 2-08															
	51 adaptive			MVμprocessor			MMC			PSP			V/I differential		
	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow	Green	Blue	Yellow
Z1	1	0,8	1	0,6	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,6	1	0,8	1
Z2	1	1	1	0,8	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,2	1	1	1
Z3	1	1	1	1	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,2	1	1	1
Z4	1	1	1	1	0,4	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,6	1	1	1
Z5	1	1	1	1	0	0,2	0,6	0,6	0,6	0	0	0,2	1	1	1
Z6	1	1	1	1	0	0,2	0,6	0	0,6	0	0	0,2	1	1	1

Tab. 6.2 - Comportamento dei sistemi per guasti in line 2-08

Busbar															
	51 adaptive			MVμprocessor			MMC			PSP			V/I differential		
Z1	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0	1	1	1	0	1	1
Z2	0,2	0,2	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,2	0,2	0
Z3	0,2	0,2	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,2	0,2	0,2
Z4	0	0,2	0	0	0,2	0,2	0	0	0,2	1	1	1	0	0	0
Z5	0	0,2	0	0	0,2	0,2	0	0	0,2	1	1	1	0	0	0
Z6	0	0,2	0	0	0,2	0,2	0	0	0,2	1	1	1	0	0	0

Tab. 6.3 - Comportamento dei sistemi per guasti in busbar

Term 3-06															
	51 adaptive			MVμprocessor			MMC			PSP			V/I differential		
Z1	1	0,8	0,8	0,6	0,2	0,2	0,6	0,4	0,4	0,6	0,4	0,4	1	0,8	0,8
Z2	1	0,8	0	0,8	0,4	0,2	0,6	0,4	0,6	0,6	0,4	0,2	1	1	0
Z3	1	1	1	0,8	0,2	0,2	0,6	0,4	0,4	0,6	0,2	0,2	1	0,8	1
Z4	1	1	1	0,8	0,6	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	1	1	1
Z5	1	1	0	1	0,2	0,2	0,6	0,6	0,6	0	0	0,2	1	1	0
Z6	1	1	0	1	0	0,2	0,6	0,6	0,6	0	0	0,2	1	1	0

Tab. 6.4 - Comportamento dei sistemi per guasti in term 3-06

Da Fig. 6.45 si possono valutare i comportamenti dei diversi sistemi di protezione al variare della modalità con cui opera la MG in esame. Le valutazioni presentate sono state ottenute andando a fare una media tra i valori assegnati al comportamento del sistema in tutti i guasti simulati in una determinata configurazione di rete. In particolare si nota come l'efficacia dei dispositivi di massima corrente a soglie adattabili e dei dispositivi a microprocessori degradi nel caso di funzionamento in isola, in particolar modo in assenza di generatore sincrono connesso alla rete. Nel caso dei dispositivi a microprocessore questo è dovuto essenzialmente alla mancanza di selettività nell'isolamento dei guasti con rete in isola, mentre per le protezioni di massima corrente questo deterioramento delle prestazioni è associato ai mancati interventi nella configurazione in isola senza sincrono a causa delle basse correnti di cortocircuito. Stessa cosa si può osservare per il sistema con differenziali di linea, dove però il decadimento delle prestazioni in isola senza sincrono è meno marcato rispetto ai due casi sopra citati. Caso a parte si ha invece per i sistemi con protezione di sbarra che invece mantengono un funzionamento pressoché costante al variare della configurazione di rete. È importante ricordare inoltre che la valutazione assegnata alla protezione PSP risulta più alta rispetto al sistema con MMC in quanto il primo è in grado di individuare ed isolare tutti i guasti in sbarra (essendo il sistema PSP dotato di differenziale di sbarra a differenza degli altri dispositivi).

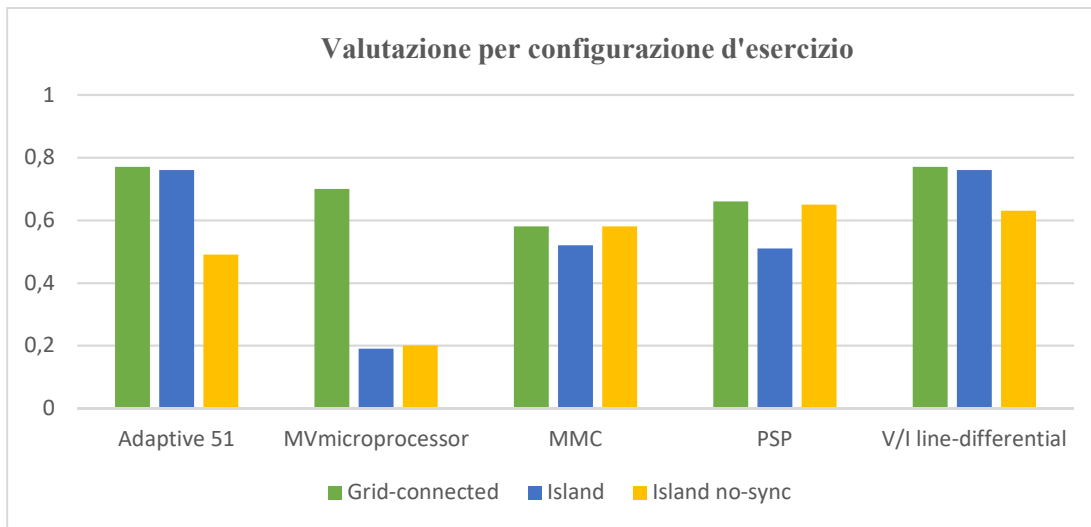


Fig. 6.45 - Valutazione dei sistemi in funzione della configurazione d'esercizio della MG

In Fig. 6.46 invece si è andati a fare una media tra tutte le valutazioni assegnate ai diversi sistemi in tutte le configurazioni d'esercizio della rete. Da essa si può osservare come i sistemi con dispositivi differenziali di linea e di massima corrente risultino più efficaci nell'azione di protezione della MG con una votazione media che fa trasparire come essi, nella maggior parte dei casi, riescano a garantire un'estinzione del guasto in maniera affidabile e selettiva. Questo non vale altrettanto per il sistema con dispositivi a microprocessore, il quale invece risulta poco selettivo nell'azione di isolamento dei guasti. Infine i sistemi con PSP e MMC, attestandosi su una valutazione media pari a 0,6, dimostrano di essere quasi sempre in grado di rilevare un guasto e successivamente intervenire andando ad aprire il ramo associato. È importante ricordare come la valutazione sul comportamento del PSP sia influenzata notevolmente dal suo comportamento rispetto a guasti localizzati nella sbarra di distribuzione (così come spiegato in precedenza).

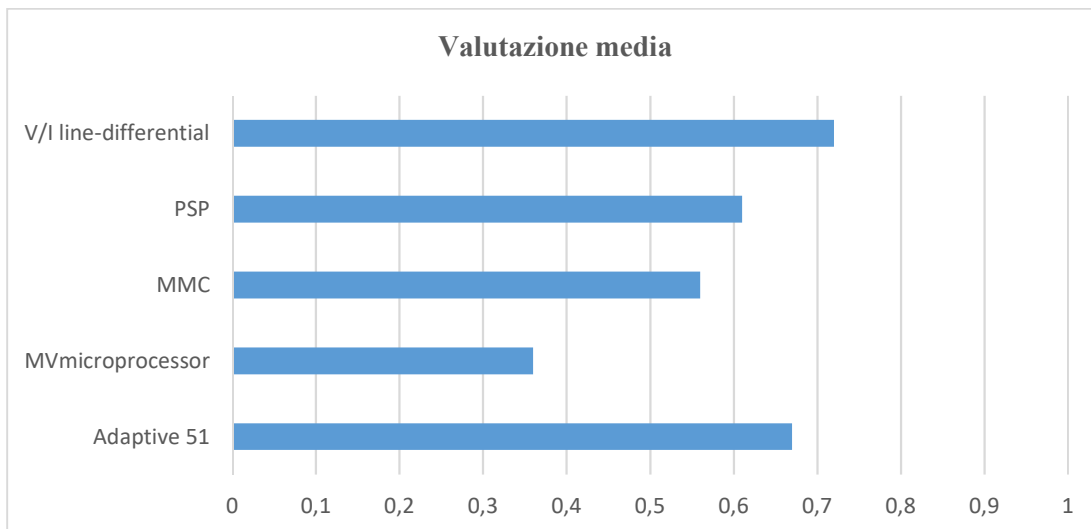


Fig. 6.46 - Valutazione media dei sistemi

## 6.4 Considerazioni sulle valutazioni ottenute

Alla luce di quanto ottenuto dalle valutazioni si possono fare alcune considerazioni riguardo l'affidabilità e l'efficacia dei sistemi di protezione in esame.



Innanzitutto si nota chiaramente come una protezione basata sul controllo dell'impedenza di ramo non sia una soluzione ottimale al fine di determinare la presenza di un guasto ed in particolare la sua posizione. Questo può essere dimostrato andando ad analizzare i grafici presentati in Fig. 6.47, Fig. 6.48, Fig. 6.49 e Fig. 6.50. Al loro interno sono mostrate le impedenze e le variazioni di impedenza nel tempo misurate dalla PSP in presenza in un evento di guasto fase-terra in due diversi punti della rete (linea 2-08 e nodo 3-06) in due condizioni diverse: la prima con generatori fotovoltaici disconnessi (rete passiva) e la seconda con generatori distribuiti connessi alla rete (rete attiva). Si può evidenziare come, nel caso di rete attiva, il valore dell'impedenza del ramo misurata alla sbarra sia influenzata dal modo in cui stanno lavorando i generatori distribuiti lungo la rete e la sua variazione nel tempo assuma dei valori che non dipendono dalla presenza di un guasto nel ramo in esame. Questo non vale invece nel momento in cui si va ad analizzare il funzionamento della rete passiva. In questo caso infatti la variazione di impedenza minore è quella associata al ramo guasto. In tal caso quindi il controllo sarebbe in grado di individuare ed aprire il ramo in cui è avvenuto il cortocircuito. Tali valutazioni vanno a confermare quanto descritto in 3.1.4 riguardo il problema del blinding delle protezioni distanziometriche. Un'ulteriore osservazione riguardo a tale sistema può essere fatta sull'utilizzo dello sblocco voltmetrico come elemento di innesco del controllo. Esso infatti, anche in condizioni di guasto, può non essere attivato andando così ad inibire il controllo sull'impedenza che sarebbe invece in grado di determinare la presenza del guasto e successivamente isolarlo in maniera selettiva. Lo sblocco voltmetrico infatti potrebbe essere sostituito da una soglia sul valore del ROCOZ oltre la quale la PSP comanda l'apertura degli interruttori di linea.

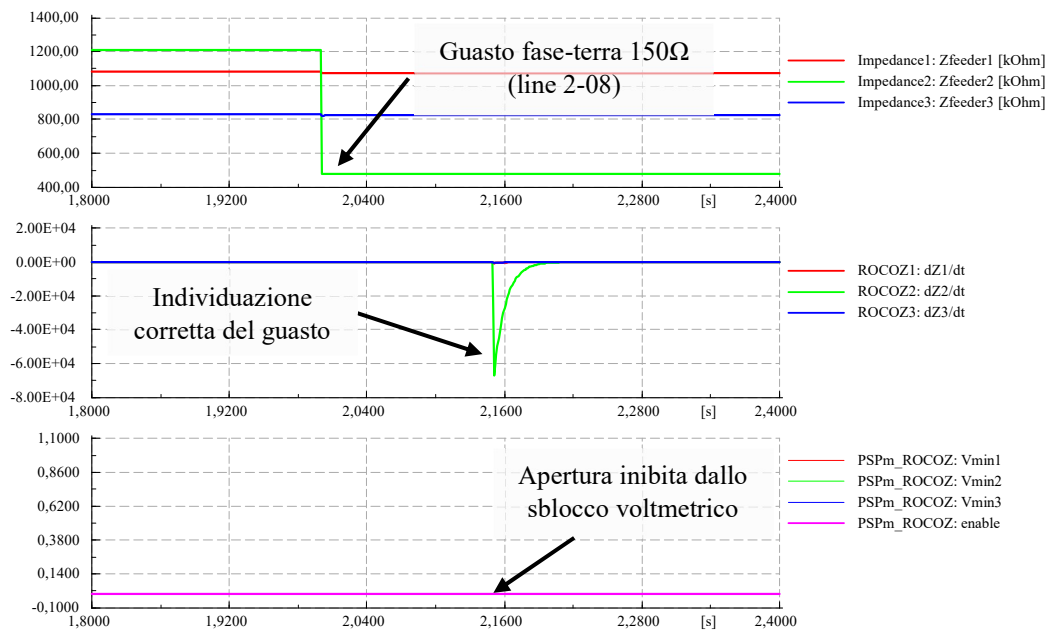


Fig. 6.47 - Funzionamento del controllo di impedenza della PSP con rete passiva in presenza di guasto fase-terra (150Ω)

## ANALISI DEI RISULTATI

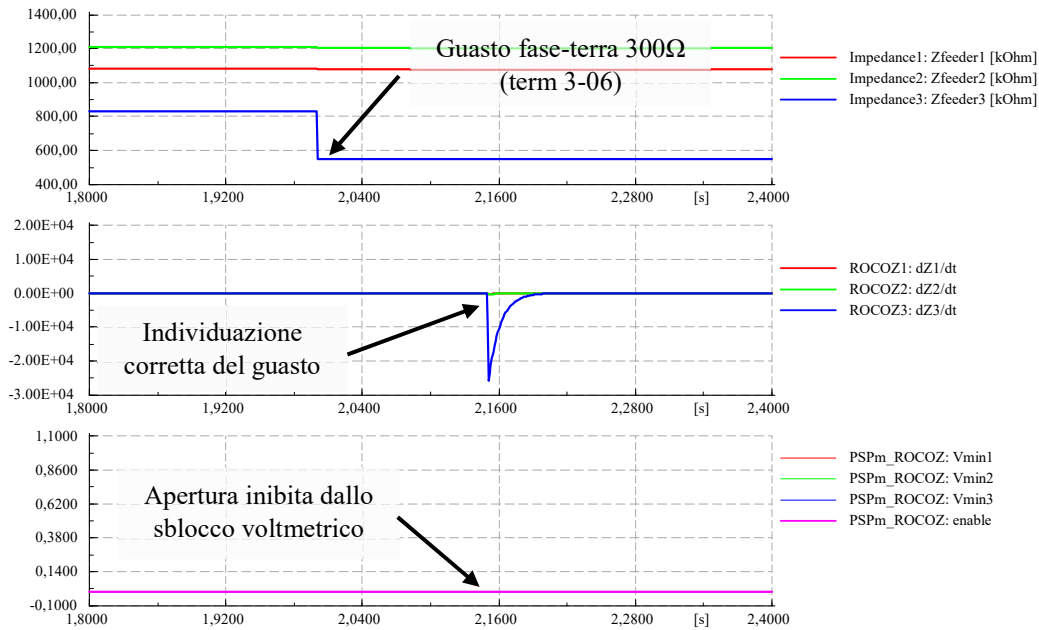


Fig. 6.48 - Funzionamento del controllo di impedenza della PSP con rete passiva in presenza di guasto fase-terra (300Ω)

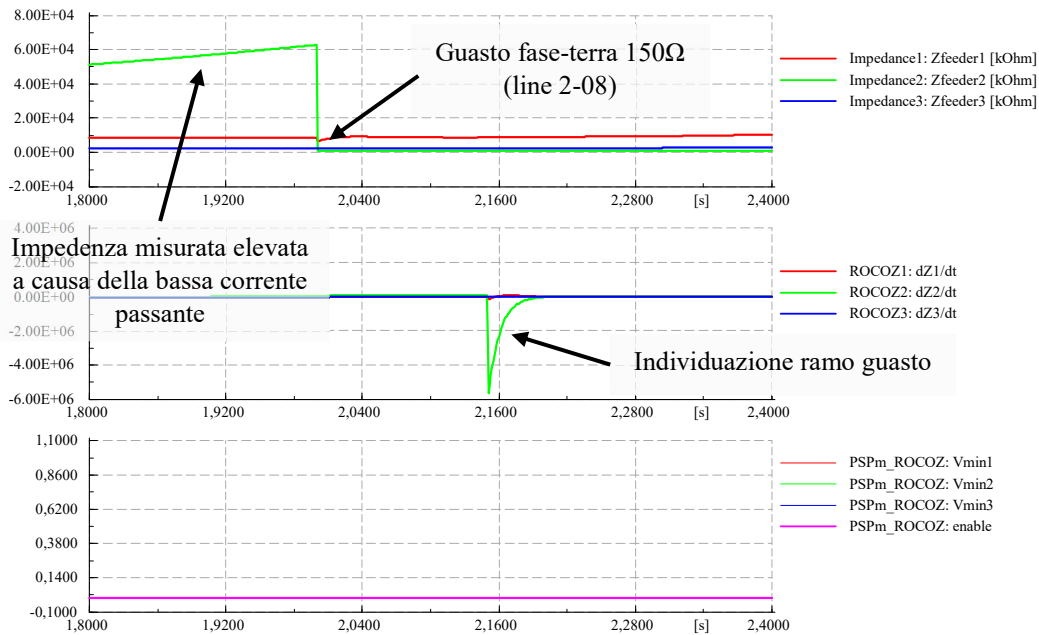


Fig. 6.49 - Funzionamento del controllo di impedenza della PSP con rete attiva in presenza di guasto fase-terra (150Ω)

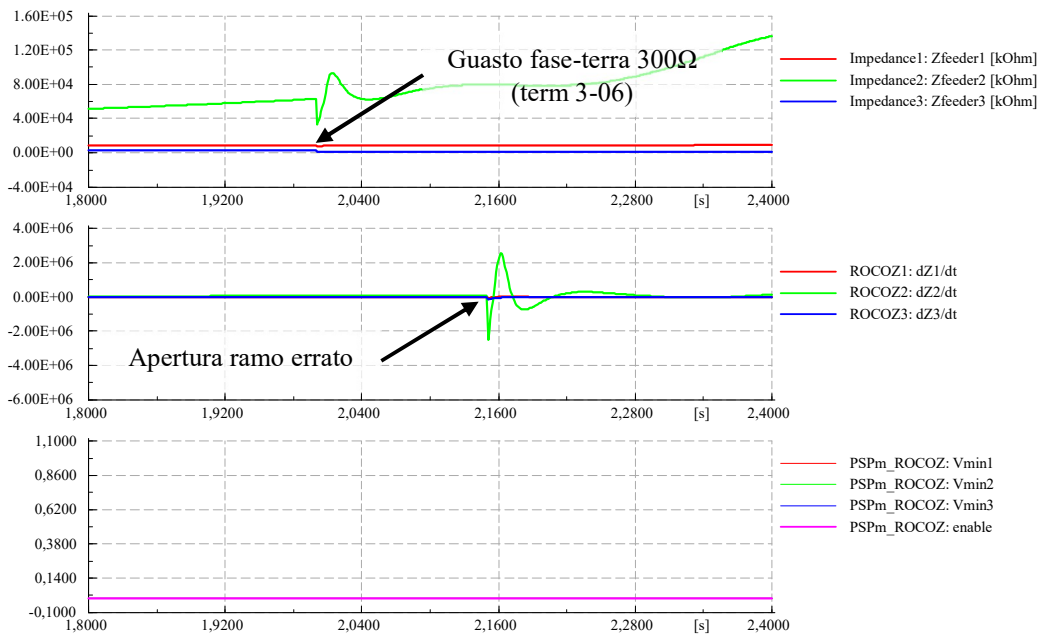


Fig. 6.50 - Funzionamento del controllo di impedenza della PSP con rete attiva in presenza di guasto fase-terra (300Ω)

Un altro elemento che in questa tipologia di reti può presentare dei problemi di funzionamento sono i blocchi direzionali. In funzione della configurazione di rete infatti i generatori distribuiti eseguono la loro azione di supporto in maniera molto diversa. Questo rende difficile determinare correttamente la direzione di un guasto (monte o valle) da parte del dispositivo, in particolare se si vanno ad utilizzare grandezze alla sequenza diretta. Tale malfunzionamento può quindi ripercuotersi nelle caratteristiche di intervento dei sistemi di protezione (come ad esempio i dispositivi a microprocessore descritti in 5.2) compromettendone affidabilità e selettività nell'azione di isolamento del guasto. Un esempio di questo si può notare in Fig. 6.51. La figura descrive il funzionamento del blocco direzionale alla sequenza diretta installato all'interno del dispositivo a microprocessore. L'elemento direzionale è basato sul confronto della fase dell'impedenza alla sequenza diretta rispetto a dei valori di riferimento, così come presentato in [79]. Gli andamenti sono ottenuti andando a simulare un guasto trifase a 75Ω al nodo 3-06 in modalità grid-connected. Si può vedere come all'incorrere del guasto l'uscita dell'elemento direzionale risulti alta (segnale di apertura per guasto a valle) e solo all'apertura del guasto, con la conseguente alimentazione da parte del solo PV3, il segnale passi ad un valore basso (guasto a monte). In questo modo quindi si capisce come un elemento direzionale basato su tali grandezze non possa essere utilizzato in maniera univoca per determinare la direzione del guasto in qualsiasi situazione.

## ANALISI DEI RISULTATI

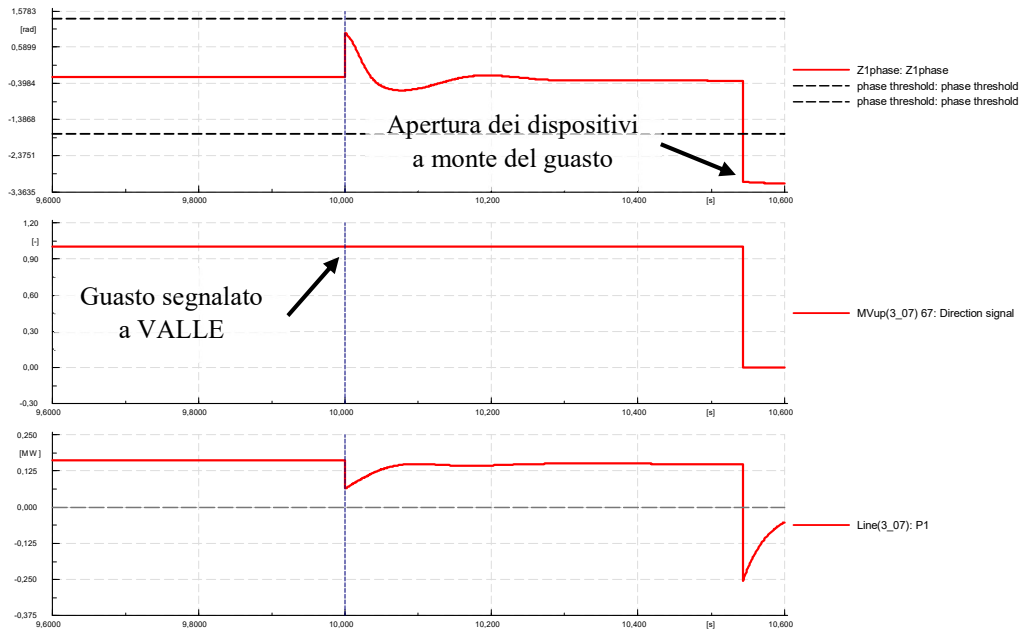


Fig. 6.51 - Funzionamento del blocco direzionale alla sequenza diretta

Dalle analisi eseguite si può inoltre notare come la presenza di uno sblocco voltmetrico per l'attivazione del comando di protezione possa compromettere in maniera rilevante l'affidabilità del sistema di protezione stesso. Questo fenomeno è tanto più marcato quanti più sono i generatori distribuiti connessi alla rete (in grado di fare supporto) e, in particolare, si presenta assiduamente nella modalità grid-connected. Se questo controllo inoltre viene utilizzato per sistemi di protezione installati alla sola sbarra di distribuzione la sua presenza si dimostra ancor più rilevante. Tale fenomeno dipende anche dalla tipologia e dall'impedenza del guasto (tanto più alta sarà l'impedenza di guasto, tanto più difficile sarà la rilevazione del cortocircuito da parte dello sblocco). Questo comportamento risulta chiaro nell'esempio riportato in Fig. 6.52 e Fig. 6.53.

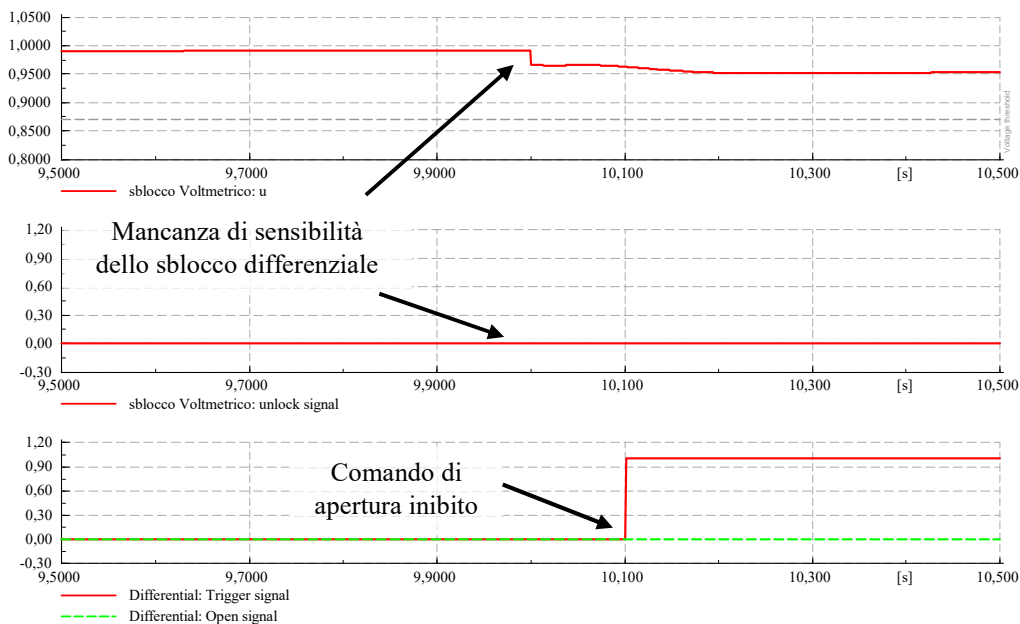


Fig. 6.52 - Funzionamento del differenziale di sbarra con sblocco voltmetrico

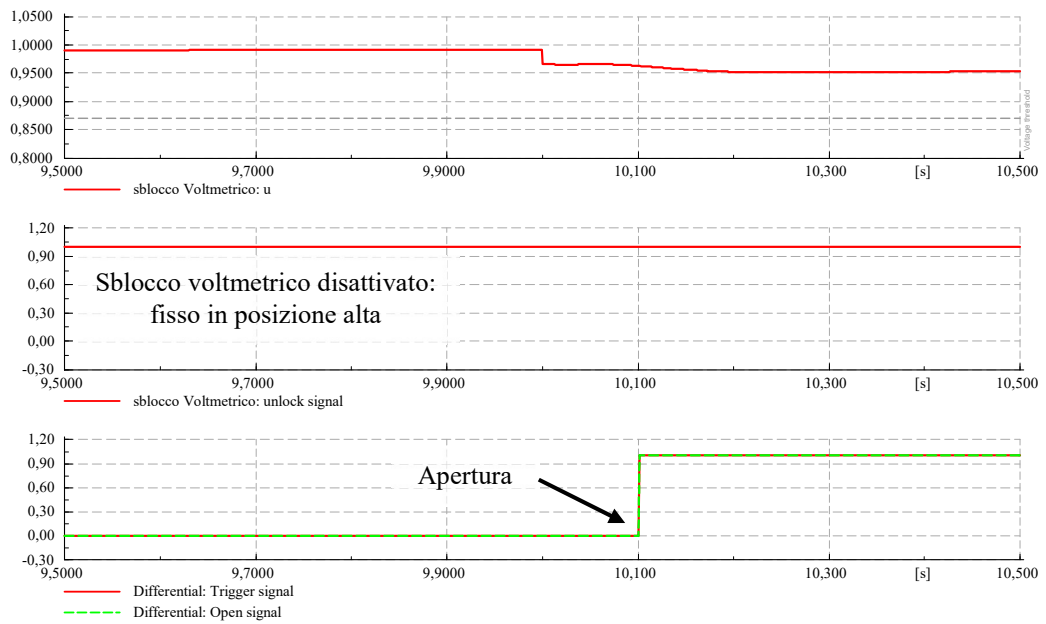


Fig. 6.53 - Funzionamento del differenziale di sbarra senza sblocco voltmetrico

Questi valori sono ottenuti simulando un guasto trifase di  $75\Omega$  alla sbarra in modalità grid-connected e descrivono il comportamento del differenziale di sbarra, il cui funzionamento è mostrato in 5.1.2, con e senza sblocco voltmetrico per l'attivazione del dispositivo. In Fig. 6.52 si vede come lo stato dello sblocco voltmetrico vada ad inibire il comando di apertura imposto dal differenziale di sbarra, che quindi non è in grado di andare ad isolare il guasto. Funzionamento diverso si ha invece in Fig. 6.53 dove, bypassando il comando di sblocco, l'elemento differenziale di sbarra è in grado di disalimentare in maniera adeguata il guasto nei tempi previsti. In Fig. 6.54 sono presentati il numero di interventi a seguito di guasto (con le modalità descritte nel capitolo 5 e in parte riportati in 5.1.2) con cui il differenziale di sbarra è riuscito ad isolare il cortocircuito in sbarra. Si può facilmente notare come, a parità di condizioni di guasto ed esercizio, l'affidabilità del differenziale di sbarra diminuisca a causa della presenza dello sblocco.

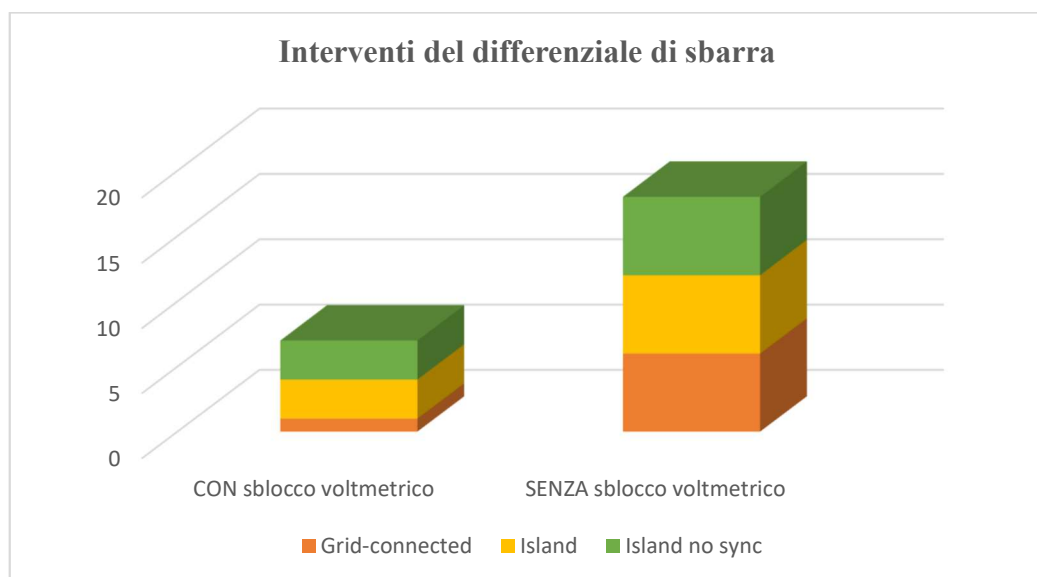


Fig. 6.54 - Confronto tra modalità di controllo del differenziale di sbarra

Inoltre è importante sottolineare come esso sia estraneo a scatti intempestivi durante l'esercizio o in presenza di guasti nella rete in quanto dotato di una soglia minima di scatto. Questo può essere dimostrato a partire dal fatto che le simulazioni di guasto con protezioni di massima corrente a soglie adattabili sono state realizzate anche con il dispositivo differenziale di sbarra abilitato mostrando come esso non sia soggetto a scatti intempestivi. Questo elemento in particolare va a risolvere un'altra criticità emersa durante i test svolti: l'estinzione di guasti alla sbarra. È stato questo fattore infatti che ha reso necessaria l'installazione del differenziale di sbarra (come descritto in 5.1.2)

Dall'analisi delle prestazioni delle protezioni inoltre si può osservare come il grado di selettività offerto dalle protezioni di minima tensione, anche se provviste di elemento direzionale (che come visto in precedenza non risulta sempre efficace), non è tale da garantire la continuità dell'esercizio in una rete di tali dimensioni. Questo perché la tensione nei diversi settori della MG risulta pressoché uguale. Di conseguenza, se viene a mancare un parametro di selettività come può essere un ritardo intenzionale dettato dalla direzionalità del guasto, le protezioni andranno ad aprire tutte nello stesso momento. Tale comportamento è ben visibile nei test realizzati per il sistema di protezione a microprocessore. Nelle configurazioni in isola dove è attiva la protezione di minima tensione infatti si hanno aperture non selettive del guasto che interessano l'intera rete. In Fig. 6.55 si può notare come nel caso di guasto bifase al nodo 3-06, seppur le tensioni alla sequenza diretta ai nodi del ramo guasto siano leggermente inferiori, le tensioni lungo tutta la rete risultino paragonabili tra loro. Per questo motivo le protezioni di minima tensione potrebbero ritenersi adeguate come dispositivi di backup, così come vengono utilizzate nella rete di distribuzione tradizionale. Nonostante questo però si è visto come anch'esse siano soggette a deficit di affidabilità nel momento in cui la MG si trovi in una configurazione di rete tale da far sì che la tensione non scenda sotto la soglia di intervento dei relè (si veda 5.2.1: guasto Z6 con configurazione in isola).

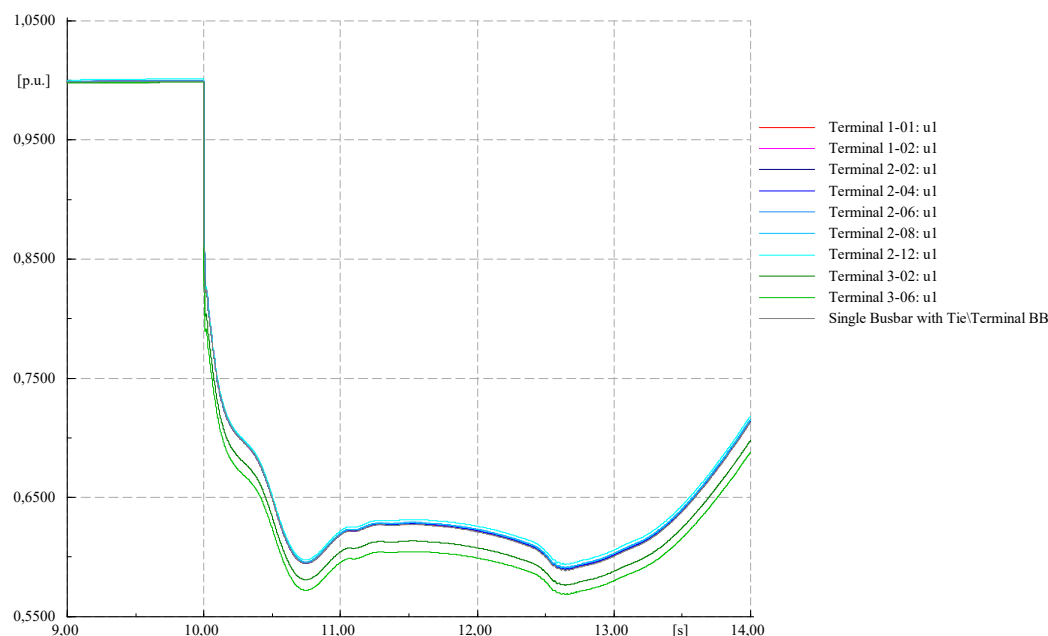


Fig. 6.55 - Tensione nei nodi di rete a seguito di guasto bifase al nodo 3-06

Un altro problema caratteristico delle reti che sono in grado di lavorare sia in isola che connesse sono i valori di corrente di guasto che si possono avere nelle diverse configurazioni della rete. È proprio seguendo questo approccio che si sono introdotte protezioni di massima corrente a soglie adattabili. Queste infatti sono in grado di proteggere in maniera affidabile e selettiva la rete in entrambe le sue modalità d'esercizio andando a modificare le soglie di scatto al loro interno in modo tale da adattarsi allo stato della rete. Ciò però non risulta più sufficiente nel momento in cui si vanno a considerare MG alimentate da un parco di generazione diversificato. Da Fig. 6.56 e Fig. 6.57 si può notare la netta differenza tra le correnti di guasto nelle diverse configurazioni a dimostrazione di come protezioni a

soglie adattabili siano indispensabili nell'individuazione dei guasti nella rete. Come si è visto in 5.1.1 le soglie adattabili però non risultano sufficienti nel caso di guasti monofase con soli generatori statici che vanno ad alimentare la rete. In questo caso infatti, essendo la MG esercita a neutro isolato, le correnti di guasto si possono richiudere attraverso le sole capacità verso terra, dando luogo a correnti di cortocircuito molto contenute, che, in molti casi, compromettono l'affidabilità delle protezioni di massima corrente.

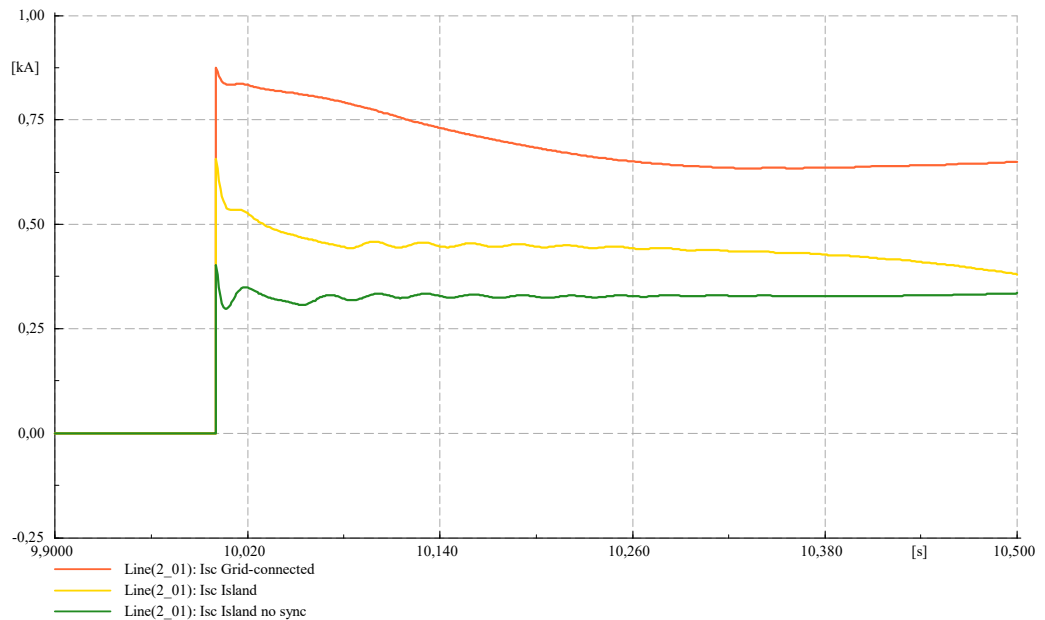


Fig. 6.56 - Correnti di guasto trifase alle diverse configurazioni

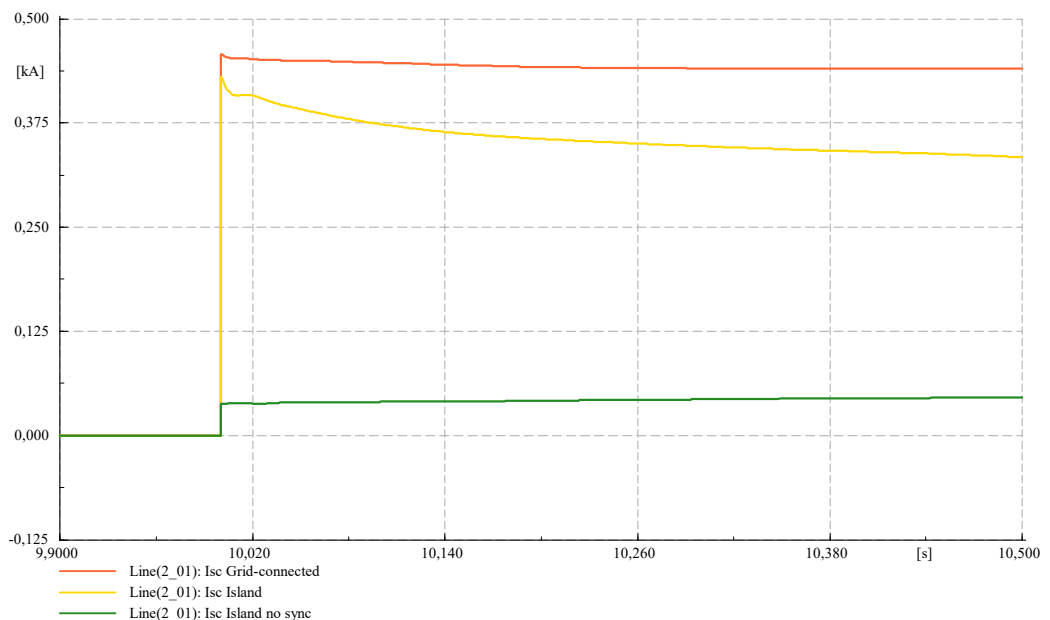


Fig. 6.57 - Correnti di guasto fase-terra alle diverse configurazioni

Inoltre l'adattabilità delle soglie di intervento risulta necessaria dal momento che anche il comportamento dei generatori distribuiti varia con le diverse configurazioni di rete. Infatti, essendo programmati per fare supporto alla rete, il loro contributo in termini di potenza e corrente erogate sarà diverso andando a compromettere il funzionamento dei dispositivi di protezione.

Un'altra osservazione che è possibile fare andando ad analizzare i test realizzati è come anche gli stessi sistemi di protezione di interfaccia non siano in grado di rilevare la presenza di un guasto, in particolare quando si hanno cortocircuiti ad alta impedenza. Questo vale in particolare per le protezioni di massima corrente installate al dispositivo generale dei generatori. Infatti i soli casi di scatto della protezione associata al DG si hanno nel caso di guasti a bassa impedenza alla sbarra, dove il contributo del sistema di accumulo e del sincrono sono tali da indurre l'apertura del dispositivo generale. In tutti gli altri casi il contributo dato dai generatori al guasto non è mai tale da generare scatti da parte della protezione di massima corrente a loro associata. Caso diverso si ha invece per il sistema di protezione di interfaccia che risulta più sensibile alla presenza dei guasti grazie al controllo di tensione.

Un eventuale problema che non è stato preso in considerazione durante i test effettuati è il possibile incorrere di guasti al sistema di comunicazione dei diversi dispositivi. L'elemento più soggetto a questo tipo di errori è chiaramente il differenziale di linea in cui si ha un confronto continuo tra i valori misurati ai capi dei tratti di linea. Tuttavia la diminuzione dei costi e la crescente disponibilità di canali di comunicazione ha rinnovato l'interesse per questo tipo di dispositivi. I dispositivi differenziali di linea (ANSI 87L) infatti, possedendo una buona immunità alle variazioni di configurazione delle reti e alla crescente penetrazione di generazione distribuita, risultano ideali per la protezione della rete. Questi però necessitano di canali di comunicazione a lunga distanza per lo scambio dei dati e di una sincronizzazione dei dati per poter confrontare in maniera appropriata i valori misurati nei diversi punti della rete. Le principali caratteristiche che un sistema di comunicazione dovrebbe garantire per il corretto funzionamento di questi dispositivi sono: l'affidabilità, un ridotto ritardo nelle comunicazioni, la mancanza di errori nella trasmissione dei dati, la necessità di sincronizzare correttamente i dati provenienti da diversi punti della rete, la semplicità di configurazione e di interfaccia comunicazione-relè [127]. In ogni caso il sistema proposto in 5.3 ha integrato al suo interno dei dispositivi di massima corrente in grado di effettuare un'azione di backup nel caso di mancato funzionamento del dispositivo differenziale di linea (anche se non possono prevenirne scatti intempestivi). Gli stessi sistemi con protezioni di massima corrente a soglie adattabili possono essere soggetti a malfunzionamenti dati dalla mancata comunicazione ai dispositivi dello stato della rete, che quindi non sarebbero in grado di adattare le soglie di intervento allo stato di esercizio del sistema. Infine anche i sistemi di protezione alla sbarra, seppure in forma minore, possono essere influenzati da malfunzionamenti dei canali di comunicazione. Uno sviluppo futuro del lavoro potrebbe consistere in una analisi più accurata dei canali di comunicazione valutandone l'impatto sul funzionamento dei dispositivi.

Infine dalle simulazioni eseguite appare chiaro come nessuno dei sistemi proposti riesca a garantire allo stesso tempo la protezione della rete in maniera affidabile e selettiva in ogni condizione di guasto e configurazione della rete. Se infatti con le protezioni di massima corrente o differenziali di linea si possono raggiungere livelli di selettività elevati nell'estinzione dei guasti, esse sono soggette a deficit di affidabilità nel caso di guasti con correnti di guasto molto ridotte. Un sistema che si è invece dimostrato affidabile in ogni configurazione di rete è il sistema con unità centrale di controllo presentato in 5.4. Questo infatti ha dimostrato mancanza di affidabilità solo per guasti in sbarra di distribuzione. Il problema però, come già visto in precedenza, può essere facilmente risolto andando ad inserire nella logica di controllo dell'unità centrale, che già raccoglie i valori di corrente provenienti dai rami, un elemento differenziale di sbarra atto ad individuare questo tipo di guasti. Ciò che invece compromette maggiormente l'uso di questo sistema è la bassa selettività che il sistema è in grado di garantire nell'apertura del guasto (esso infatti interviene aprendo l'intero ramo guasto e non solo la porzione di rete a valle di questo). Perciò un sistema che andasse ad integrare le protezioni di massima corrente a soglie adattabili con un'unità centrale (simile a quella proposta in 5.4) atta a svolgere un'azione di backup in caso di mancato intervento delle protezioni di massima corrente riuscirebbe a garantire una protezione ottimale della rete. Per andare a verificare l'effettiva efficacia di tale sistema si è andati ad implementarne il controllo in DIGSILENT PowerFactory e il suo funzionamento è presentato brevemente in seguito.



Il sistema si può pensare diviso su tre livelli:

1. Rete di comunicazione. Il livello superiore di tale sistema è rappresentato dalla rete di comunicazione tra l'unità centrale di controllo e le protezioni di massima corrente a soglie adattabili distribuite lungo la rete. Essa ha il compito di comunicare lo stato della MG (funzionamento grid-connected o in isola) e segnalare all'unità installata in sbarra l'avvenuta apertura di un dispositivo di massima corrente nella rete (questo per evitare scatti intempestivi da parte dell'unità di controllo a causa dell'intervento di una protezione di sovracorrente). Appare chiaro come tale controllo sia basato su una rete di comunicazione di tipo discreto il cui malfunzionamento non andrebbe a compromettere del tutto l'azione di protezione garantita dal sistema.
2. Unità centrale di controllo. Il livello successivo è rappresentato invece dall'unità centrale installata in sbarra la cui struttura è raffigurata in Fig. 6.58. Al suo interno possiamo distinguere:
  - I segnali provenienti dai dispositivi di massima corrente distribuiti lungo la rete che vanno ad inibire il controllo principale;
  - L'unità di controllo, il cui funzionamento risulta analogo a quello proposto in 5.4. Al suo interno viene fatto un confronto tra le correnti provenienti dai tre rami di rete. L'attivazione del controllo avviene tramite sblocco voltmetrico con misura della tensione alla sbarra di distribuzione. Una volta rilevata la condizione di guasto (attivazione dello sblocco) viene comandata l'apertura del ramo con una corrente entrante maggiore, se questa supera una determinata soglia, oppure quello soggetto al maggior incremento di corrente. Questo dispositivo, come già accennato, viene inibito una volta che una delle protezioni di massima corrente a soglie adattabili va ad aprire un guasto. Inoltre questo elemento è progettato in modo tale da svolgere un'azione di backup rispetto ai dispositivi di sovracorrente;
  - Il differenziale di sbarra è l'elemento preposto all'estinzione dei guasti in sbarra di distribuzione e la cui presenza si è dimostrata necessaria dalle simulazioni presentate in precedenza;
  - I dispositivi di protezione il controllo è presentato in Fig. 6.59 ed il cui scopo è quello di aprire il ramo nel caso venga attivata la protezione di massima corrente installata al loro interno e inviare all'unità centrale il valore della corrente passante per il ramo in cui sono installati.
3. Dispositivi di massima corrente a soglie adattabili. Sono i dispositivi installati lungo la MG e riprendono fedelmente la struttura presentata in 5.1 con la sola differenza data dalla presenza di un canale di comunicazione che va a segnalare all'unità centrale l'avvenuta apertura della protezione.

## ANALISI DEI RISULTATI

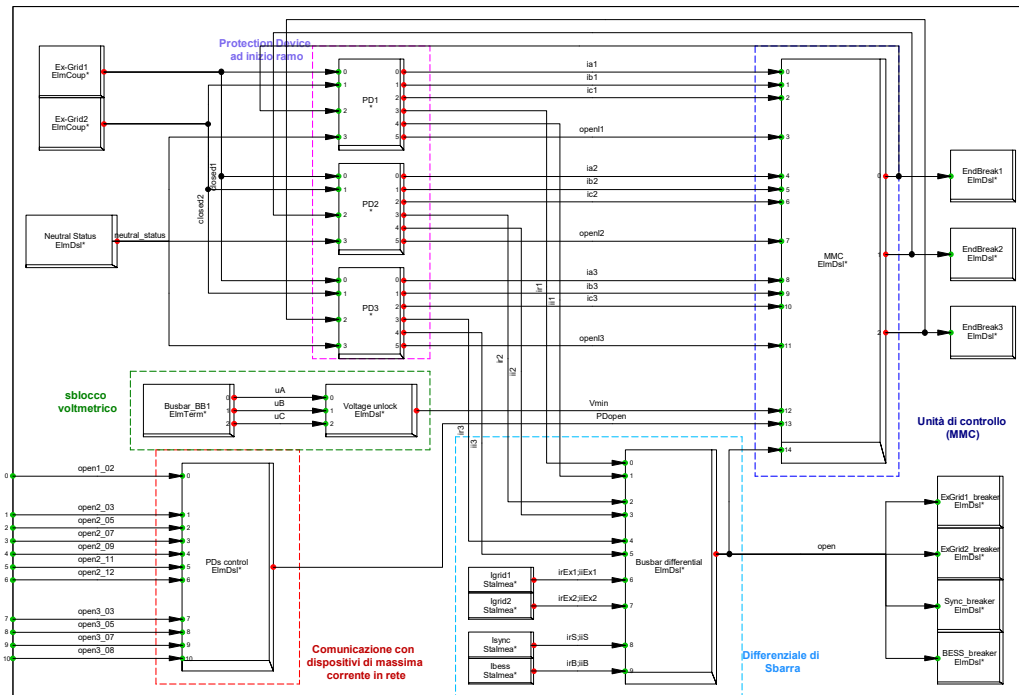


Fig. 6.58 - Composite model dell'unità centrale

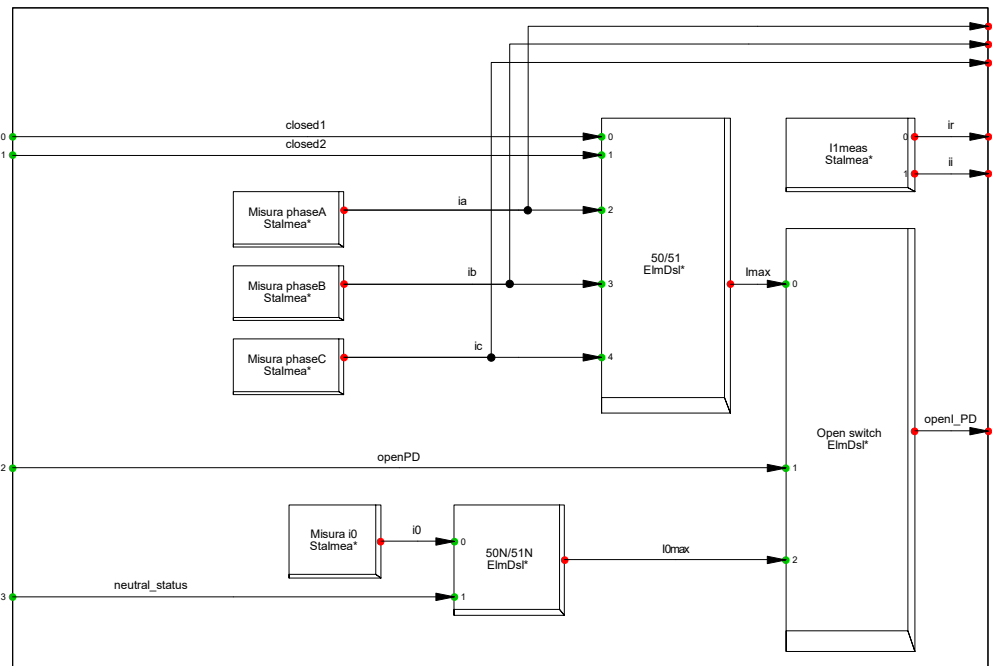


Fig. 6.59 - Composite model del dispositivo di protezione di ramo

Infine sono state fatte delle simulazioni (limitatamente agli eventi in cui si assisteva ad una perdita di affidabilità da parte dei dispositivi di massima corrente) per verificarne il comportamento in esercizio. Da queste si è constatato come questo sistema integrato sia in grado di compensare tali deficit andando ad isolare i guasti in maniera affidabile e selettiva (nei limiti delle capacità della protezione di sbarra). I risultati di tali test sono riassunti nelle tabelle seguenti in cui sono state assegnate delle valutazioni, con riferimento ai valori descritti in 5, agli interventi del sistema nella modalità di estinzione del guasto.

<b>Line 1-02</b>						
	<b>Z1</b>	<b>Z2</b>	<b>Z3</b>	<b>Z4</b>	<b>Z5</b>	<b>Z6</b>
Grid-connected	-	-	-	-	-	-
Island	-	-	-	-	-	-
Island no-sync	-	1	-	-	1	1

Tab. 6.5 – Comportamento con guasti su linea 1-02

<b>Line 2-08</b>						
	<b>Z1</b>	<b>Z2</b>	<b>Z3</b>	<b>Z4</b>	<b>Z5</b>	<b>Z6</b>
Grid-connected	-	-	-	-	-	-
Island	-	-	-	-	-	-
Island no-sync	-	-	-	-	-	-

Tab. 6.6 - Comportamento con guasti su linea 2-08

<b>Busbar</b>						
	<b>Z1</b>	<b>Z2</b>	<b>Z3</b>	<b>Z4</b>	<b>Z5</b>	<b>Z6</b>
Grid-connected	1	1	1	1	1	1
Island	1	1	1	1	1	1
Island no-sync	1	1	1	1	1	1

Tab. 6.7 - Comportamento con guasti alla sbarra

<b>Term 3-06</b>						
	<b>Z1</b>	<b>Z2</b>	<b>Z3</b>	<b>Z4</b>	<b>Z5</b>	<b>Z6</b>
Grid-connected	-	-	-	-	-	-
Island	-	-	-	-	-	-
Island no-sync	-	0,6	-	-	0,6	0,6

Tab. 6.8 - Comportamento con guasti al nodo 3-06

Da questi dati preliminari si può notare come tale sistema possa risultare efficace nella sua azione di protezione della MG in esame. Nonostante questo però, per poter validare lo schema proposto, sarebbero necessari test più approfonditi che potranno essere oggetto di studi futuri.



## CONCLUSIONI

Negli ultimi anni l'introduzione e lo sviluppo degli impianti di produzione da fonte rinnovabile ha comportato un cambiamento strutturale nei sistemi di distribuzione con un passaggio da reti prettamente passive ad attive. Infatti la maggiore efficienza del processo di produzione richiesta dagli accordi internazionali per la riduzione dell'impatto ambientale e la liberalizzazione del mercato elettrico avviata negli anni '90 hanno incentivato l'espansione di questi centri di produzione distribuita. Infine i recenti sviluppi dell'elettronica di potenza e la necessità di diversificazione delle fonti energetiche hanno permesso l'implementazione di tali sistemi. Però, se da un lato la maggiore penetrazione di generazione distribuita all'interno del sistema elettrico ha portato numerosi benefici in termini di efficienza energetica ed ambientale, questa ha introdotto anche numerose sfide dal punto di vista della gestione ed esercizio della rete. L'introduzione delle microgrid (MG) va verso questa direzione. La capacità di porzioni di rete di lavorare sia connesse che disconnesse dal sistema elettrico nazionale infatti risulta necessario al fine di incrementare la qualità del servizio fornito e l'integrazione di fonti di produzione rinnovabile. I sistemi di protezione utilizzati nelle tradizionali reti di distribuzione però non sono concepite per funzionare in questo tipo di regimi con flussi di potenza bidirezionali e correnti di guasto di valore molto diverso in funzione della configurazione d'esercizio della MG. Con la crescente attenzione rivolta a questo problema (la gestione delle MG ed i sistemi di protezione delle reti di distribuzione attive sono infatti tra i temi principali delle più recenti conferenze internazionali del settore [128]), i sistemi proposti per far fronte alle difficoltà riscontrate dalle tecniche di protezione tradizionali sono innumerevoli. Questo lavoro si è sviluppato con lo scopo di analizzare il funzionamento di alcune di queste proposte.

Dopo aver presentato le problematiche a cui sono soggetti i tradizionali dispositivi di protezione delle reti di distribuzione e descritto i principali sistemi proposti in letteratura al fine di far fronte a tali complicazioni, si è andati a modellizzare una microgrid in grado di lavorare sia in isola che connessa alla rete esterna. Nell'ottica di poter simulare la più ampia varietà di configurazioni di rete, questa è provvista di centri distribuiti di produzione sia da fonti rinnovabili che tradizionali. Inoltre la MG in esame è sostenuta da un sistema di accumulo in grado di controllarne i parametri di esercizio. Questa particolare struttura le permette di essere presa a modello di un moderno sistema di distribuzione, in quanto presenta tutti gli elementi essenziali descritti in precedenza con le relative differenziazioni da una rete tradizionale: dalla presenza di flussi di potenza bidirezionali attraverso le linee alle differenti condizioni che si hanno a seguito di un guasto nelle diverse configurazioni d'esercizio della rete (grid-connected, in isola ed in isola senza generazione tradizionale). Durante lo studio si sono innanzitutto osservati i problemi a cui i dispositivi di protezione tradizionali vanno incontro.

Successivamente si sono scelti alcuni sistemi di protezione proposti in letteratura per poterne testare il funzionamento. In particolare, non potendo analizzare il funzionamento di tutti i sistemi presentati, sono stati individuati quei dispositivi che potessero rappresentare diversi approcci alla risoluzione del problema (protezioni di corrente, tensione o impedenza) e avessero strutture differenti (dispositivi di sbarra, di nodo o differenziali di linea). Dall'analisi fatta è emerso come le protezioni di massima corrente siano sensibili alle diverse configurazioni della MG a causa delle diverse correnti di cortocircuito; i dispositivi di tensione invece risultano poco selettivi e insensibili ai guasti ad alta impedenza in particolare quando la MG lavora grid-connected; anche i dispositivi direzionali e le protezioni distanziometriche infine sono soggette a malfunzionamenti, in questo caso dovuti in particolar modo alla presenza di sistemi di produzione distribuiti (DG). Inoltre, dopo aver studiato il comportamento dei sistemi proposti nell'azione di estinzione dei guasti, è emerso come nessuno degli schemi sia stato in grado di proteggere in maniera affidabile e selettiva la rete in esame in tutte le configurazioni di esercizio e di guasto. Perciò risulta chiaro come si renda necessario un sistema integrato che vada a combinare diversi schemi di protezione il cui funzionamento combinato sia in grado

di svolgere un'azione di protezione adeguata in tutte le modalità d'esercizio. In particolare se ne propone uno che va ad utilizzare dispositivi di massima corrente con soglie adattabili in funzione della configurazione di rete ed una protezione di sbarra, con funzionamento di backup, per l'estinzione di guasti a bassa corrente di cortocircuito non individuati dai relè di massima corrente. Inoltre questa unità installata in sbarra dovrà prevedere la presenza di un differenziale di sbarra, atto ad individuare ed isolare i guasti localizzati in quel punto della MG.

In questo lavoro non viene preso in considerazione in maniera sistematica l'impatto che potrebbero avere malfunzionamenti nel sistema di comunicazione adottato nei seguenti schemi di protezione. Sebbene queste criticità vengano spesso prese in considerazione nella fase di progettazione dei diversi sistemi proposti, questo tipo di problematiche potrebbe essere oggetto di future analisi più accurate al fine di individuare ulteriori problematiche non emerse durante questo lavoro.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] W. L. R. H. X. H. B. W. A. M. A. ALi, Overview of Current Microgrid Policies, Incentives and Barriers in the European Union, United States and China, Sustainability, 2017.
- [2] E. Commission, EUR 22040 - European SmartGrids Technology Platform, 2006.
- [3] IEA, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, 2002.
- [4] A. C. M. C. A. S. R. T. F. Bignucolo, Effects of Energy Storage Systems Grid Code Requirements on Interface Protection Performances in Low Voltage Networks, Energies 2017,10,387, 2017.
- [5] W. K. J.G. Sloopweg, Impacts of Wind Power on Power System Dynamics, John Wiley & Sons, 2005.
- [6] M. B. R.L. Ruji, Synthetic inertia to improve frequency and how often it is needed, EnergiForsk report2015, 2015.
- [7] A. C. M. C. A. S. R. T. F. Bignucolo, Impact of Distributed Generation Grid Code Requirements on Islanding Detection in LV Networks, energies, 2016.
- [8] J. D. D. H. R. B. W. D. G. Pepermans, Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy 33, 2005.
- [9] D. B. C. H. D. J. M. S. P. Dondi, Network Integration of Distributed Power Generation, Journal of Power Sources, 2002.
- [10] DEA, La Cogenerazione ad Alto Rendimento.
- [11] U. Khan, Distributed Generation and Power Quality.
- [12] N. Hatziargyriou, MICROGRIDS - Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids, 2002.
- [13] L. T. C. Schwargerl, The Microgrid Concept, Microgrids: Architectures and Control, 2013.
- [14] S. Bossart, DOE Perspective on Microgrids. Advanced Microgrid Concepts and Technologies Workshop, 2012.
- [15] E. Hayden, Introduction to Microgrids, 2013.
- [16] A. S. M. C. R. T. A. C. R. C. F. Bignucolo, Reliable Protection Systems for Locally Supplied MV Distribution Networks, CIRED, 2017.
- [17] R. Lasseter, Microgrids and Distributed Generation, Journal of Energy Engineering, 2007.
- [18] TERNA, Codice di Rete, Sviluppo della rete, 2005.

- [19] R. L. H. Nikkhajoei, Microgrid Protection, IEEE, 2007.
- [20] M. B. M. C. L. Mariam, Microgrid: Architecture, policy and future trends, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016.
- [21] M. M. C. S.K. Khadem, UPQC for Power Quality Improvement in DG Integrated Smart Grid Network - A Review, International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2012.
- [22] M. S. S. Chakraborty, Experimental Evaluation of Active Filtering in a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid, IEEE, 2009.
- [23] R. Lasseter, Microgrids, IEEE, 2002.
- [24] L. F. R. Benato, Impianti Elettrici, Wolters Kluwer, 2014.
- [25] A. Paolucci, Lezioni di impianti elettrici, CLEUP Editrice, 1997.
- [26] B. Azzerboni, Appunti Corso di Sistemi Elettrici. Dispositivi di manovra e protezione, Università degli Studi di Messina, 2015-2016.
- [27] ScameOnline, «InfoTECH: Manuale Tecnico - 9.14 - INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI,» [Online]. Available: <http://www.scame.com/it/infotec/manuale/tecni09p.asp>. [Consultato il giorno 18 09 2017].
- [28] E. Pazzola, Apparecchi di Manovra e Protezione, Università degli Studi di Cagliari, 2005/2006.
- [29] P. M. A. Bossi, Trasformatori di Misura, Appunti di misure elettriche, Università degli studi di Cassino e del Lazio Meridionale.
- [30] ABB, Guida Tecnica: Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione, 2016.
- [31] R. Gobbo, Appunti di Misure e Collaudo di Macchine ed Impianti Elettrici, 2017.
- [32] a. elettronica, Data sheet MFC150, 2016.
- [33] K. B. T. L. D. T. E.O. Schweitzer, Digital Communications for Power System Protection: security, availability and speed, IEEE, 2001.
- [34] B. R. K. W. C.J. Kim, A Parameter-Based Process for Selecting High Impedance Fault Detection Techniques using decision making under Incomplete Knowledge, IEEE, 1990.
- [35] C. W. M. T. C. J. M. Adamiak, High impedance fault detection on distribution feeders, GE Industrial Solution, 2009.
- [36] M. Aucoin, Status of High Impedance Fault Detection, IEEE, 1985.
- [37] H. M. A. Ghaderi, High impedance fault detection: A review, Electric Power System Research, 2017.
- [38] S. V. J. M. E. Sortomme, Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays, IEEE, 2010.
- [39] R. Turri, Appunti del corso di Sistemi Elettrici per l'Industria e i Trasporti, 2016.



- [40] ABB, Quaderni di applicazione tecnica N.1: la selettività in bassa tensione con interruttori ABB, 2015.
- [41] G. Mazzucotelli, Gli allegati F ed H della guida CEI 11-35, Elettrificazione, editoriale Delfino, 2005.
- [42] M. Gerin, Dossier tecnico n°3: coordinamento delle protezioni MT/BT, 2005.
- [43] S. Electric, Easergy Sepam series 80: Protection, metering and control functions (User's manual), 2017.
- [44] C. E. Italiano, CEI 0-21, 2016.
- [45] Siemens, SIPROTEC Multifunctional machine protection (manual), 2013.
- [46] R. Sgarbossa, Tesi di Laurea Magistrale: "Modelli di sistemi di protezione e procedure di selezione automatica del tronco di guasto per reti di distribuzione attive", 2011/2012.
- [47] R. B. D. J. P. Gupta, Adaptive Protection Schemes for the Microgrid in a Smart Grid Scenario: Technical Challenges, IEEE, 2013.
- [48] M. Geidl, Protection of power systems with distributed generation, ETH zurich, 2005.
- [49] M. S. N.A. Mohamed, A Review on the Proposed Solutions to Microgrid Protection Problems, IEEE, 2016.
- [50] M. R. F. L. H. Al-Nasseri, A voltage based Protection fro Micro-grids containing Power Electronic Converters, IEEE, 2006.
- [51] P. N. K. Sarwagya, An Extensive Review on the State-of-Art on Microgrid Protection, IEEE, 2015.
- [52] S. M. R. S. N.K. Choudhary, A review on Microgrid Protection, IEEE, 2014.
- [53] A. M. H. S. H. Z. A.R. Haron, Analysis and Solutions of Overcurrent Protection Issues in a Microgrid, IEEE, 2012.
- [54] K. K. S. Voima, Using Distance Protection in Smart Grid Environment, IEEE, 2014.
- [55] R. I. A. Hooshyar, A New Directional Element for Microgrid Protection, IEEE, 2017.
- [56] H. Z. E. E.-S. H.M. Sharaf, Protection Coordination for Microgrids with Grid-Connected and Islanded Capabilities using Communication Assisted Dual Setting Directional Overcurrent Relays, IEEE, 2016.
- [57] N. T. K. L. X. Z. S. C. W. Huang, Protection Scheme for Active Distribution Networks Using Positive-sequence Components, IEEE, 2015.
- [58] H. G. R. Islam, Analysis of Microgrid Protection Strategies, IEEE, 2012.
- [59] P. J. H. Muda, Real Time Simulation of New Adaptive Overcurrent Technique for Microgrid Protection, IEEE, 2016.
- [60] M. Khederzadeh, Adaptive Setting of Protective Relays in Microgrids in Grid-connected and Autonomous Operation, IEEE, 2012.

- [61] D. V. S. S. E. Purwar, A Novel Constraints Reduction Based Optimal Relay Coordination Method Considering Variable Operational Status of Distribution System with DGs, IEEE, 2017.
- [62] S. P. N. T. N. Tummasit, Adaptive Overcurrent Protection Considering Critical Clearing Time for a Microgrid System, IEEE, 2015.
- [63] M. B. G. B. T. G. R.M. Tumilty, Approaches to Network Protection for Inverter Dominated Electrical Distribution Systems, IEEE, 2006.
- [64] X. H. D. B. C. F. K. Dang, An adaptive protection method for inverter dominated Microgrid, IEEE, 2013.
- [65] I. E. Commission, IEC TS 61850, 2003.
- [66] H. Laaksonen, Protection Principles for Future Microgrids, IEEE, 2010.
- [67] K. K. H. Laaksonen, Smart Protection Concept for LV Microgrid, IREE, 2010.
- [68] R. K. T.S. Ustun, Multiterminal Hybrid Protection of Microgrids Over Wireless Communications Network, IEEE, 2015.
- [69] C. O. A. Z. T.S. Ustun, A Microgrid Protection System with Central Protection Unit and Extensive Communication, IEEE, 2011.
- [70] C. O. A. Z. T.S. Ustun, A Central Microgrid Protection System for Networks with Fault Current Limiters, IEEE, 2011.
- [71] C. O. A. Z. T.S. Ustun, Fault Current Coefficient and Time Delay Assignment for Microgrid Protection System With Central Protection Unit, IEEE, 2013.
- [72] C. O. A. Z. T.S. Ustun, Implementation of Dijkstra's Algorithm in a Dynamic Microgrid for Relay Hierarchy Detection, IEEE, 2011.
- [73] C. O. A. Z. T.S. Ustun, Modeling of a Centralized Microgrid Protection System and Distributed Energy Resources According to IEC 61850-7-420, IEEE, 2012.
- [74] C. S. W. L. S. C. K. T. C. T. T.Y. Wong, Modeling and Co-simulation of IEC61850-Based Microgrid Protection, IEEE, 2016.
- [75] C. B. A. D. F. Coffele, An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks, IEEE, 2015.
- [76] D. I. A. O. H. Laaksonen, Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island, IEEE, 2014.
- [77] J. H. J. H. T. Y. Z.C. Li, A Protection Method for Microgrids based on Information Sharing, IEEE, 2014.
- [78] A. Y. T. S. M.A. Zamani, A Communication-Assisted Protection Strategy for Inverter-Based Medium-Voltage Microgrids, IEEE, 2012.
- [79] T. S. A. Y. M.A. Zamani, A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids, IEEE, 2011.

- [80] T. S. A. Y. A. Zamani, A Strategy for Protection Coordination in Radial Distribution Networks with Distributed Generators, IEEE, 2010.
- [81] M. I. M. H.-a. K. Lai, Comprehensive Protection Strategy for an Islanded Microgrid Using Intelligent Relays, IEEE, 2015.
- [82] X. P. L. P. Z. Chen, Harmonic Components Based Protection Strategy for Inverter-Interfaced AC Microgrid, IEEE, 2016.
- [83] A. D. G. B. X. Li, Traveling Wave-Based Protection Scheme for Inverter-Dominated Microgrid Using Mathematical Morphology, IEEE, 2014.
- [84] A. D. G. B. X. Li, Enhanced Protection for Inverter Dominated Microgrid using Transient Fault Information, IET, 2012.
- [85] R. A. M. A.-K. B. A. M. R. S.A. Saleh, Implementing and Testing d-q WPT-Based Digital Protection for Microgrid Systems, IEEE, 2014.
- [86] B. L. Q. W. Z. B. M. Z. X. M. X. Ma, Research on Microgrid Protection Based on Transient Polarity Comparison, CICED, 2016.
- [87] H. N. R.H. Lasseter, Microgrid Protection, IEEE, 2007.
- [88] H. N. R.H. Lasseter, Microgrid Fault Protection Based on Symmetrical and Differential Current Components, Public Interest Energy Research California Energy Commission, 2006.
- [89] J. R. S. V. E. Sortomme, A Differential Zone Protection Scheme for Microgrids, IEEE, 2013.
- [90] E. E.-S. M. S. H.H. Zeineldin, Distributed Generation Micro-Grid Operation: Control and Protection, IEEE, 2006.
- [91] M. P. S.F. Zarei, A Comprehensive Digital Protection Scheme for Low-Voltage Microgrids with Inverter-Based and Conventional Distributed Generations, IEEE Transactions on power delivery, 2017.
- [92] M. S. Z. L. X. L. Y. C. W. T. X. Liu, Protection Scheme for Loop-Based Microgrids, IEEE Transactions on smart grid, 2017.
- [93] A. G. G. L. M. Dewadasa, Protection of Microgrids Using Differential Relays, IEEE Power Engineering Conference (AUPEC), 2011.
- [94] W. W. H. Z. D. S. E. Casagrande, A Differential Sequence Component Protection Scheme for Microgrids With Inverter-Based Distributed Generators, IEEE Transactions on smart grid, 2014.
- [95] M. G.-G. J. B. J. V. N. El Halabi, Current phase comparison pilot scheme for distributed generation networks protection, Applied Energy 88, 2011.
- [96] S. S. M. Z. S. Kar, Data-Mining Model Based Intelligent Differential Microgrid Protection Scheme, IEEE System journal, 2017.
- [97] G. J. I. K. S.R. Samantaray, Differential Energy based Microgrid Protection against Fault conditions, IEEE, 2011.

- [98] S. S. S. Kar, Time-frequency transform-based differential scheme for microgrid protection, IET Generation, Transmission & Distribution, 2013.
- [99] S. M. J. M. A. Gururani, Microgrid protection using Hilbert-Huang transform based-differential scheme, IET Generation, Transmission & Distribution, 2016.
- [100] H. A.-N. M.A. Redfern, Protection of Micro-Grids Dominated by Distributed Generation using Solid State Converters, IEEE, 2008.
- [101] Y. L. Y. Y. X.P. Wang, Research on the Relay Protection System for a Small Laboratory-scale Microgrid System, IEEE, 2011.
- [102] H. A.-N. M.A. Redfern, Harmonics Content based Protection Scheme for Micro-Grids Dominated by Solid State Converters, IEEE, 2008.
- [103] T. W. G. D. T. Loix, Protection of Microgrids with a High Penetration of Inverter-Coupled Energy Sources, IEEE PES/CIGRE Symposium, 2009.
- [104] F. V. Overbeeke, Fault Current Source to Ensure the Fault Level in Inverter-Dominated Networks, CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009.
- [105] S. G. C. D. K.O. Oureilidis, Fault Clearing In A Converter-Dominated Microgrid With Traditional Protection Means, IEEE, 2014.
- [106] C. D. K.O. Oureilidis, A Fault Clearing Method in Converter-Dominated Microgrids With Conventional Protection Means, IEEE Transactions on power electronics, 2016.
- [107] S. G. K. M. C. D. K.O. Oureilidis, Fault detection and clearing control strategy in an islanded microgrid with converter-interfaced sources, IEEE Manchester, PowerTech, 2017.
- [108] M. Khederzadeh, Preservation of Overcurrent Relays Coordination in Microgrids by application of Static Series Compensators, IET: 11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection, 2012.
- [109] H. Z. W. W. W.K.A. Najy, Optimal Protection Coordination for Microgrids With Grid-Connected and Islanded Capability, IEEE Transactions on industrial electronics, 2013.
- [110] M. I. G. Tang, Application of a Fault Current Limiter To Minimize Distributed Generation Impact on Coordinated Relay Protection, International Conference on Power Systems Transients, 2005.
- [111] A. G. G. L. J.M. Dewadasa, Distance Protection Solution for a Converter Controlled Microgrid, 15th National Power System Conference, 2008.
- [112] R. M. A. G. G. L. J.M. Dewadasa, Control and Protection of a Microgrid with Converter Interfaced Micro Sources, 3rd International Conference on Power Systems, 2009.
- [113] CIGRE, TB566: Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks, 2014-02.
- [114] M. Technologies, BMOD0063 P125 B08 datasheet.
- [115] KOKAM Li-ion/Polymer Cell brochure.
- [116] A. R. R. C. F. Bignucolo, Coordinating active and reactive energy balances in islanded networks supported by renewables and BESS, IEEE, 2014.

- [117] A. R. R. C. F. Bignucolo, A Control Strategy for the Management of Islanded Networks with Renewables and Storage Systems, IEEE, 2014.
- [118] F. Mahmood, Degree project in Electric Power Systems: Improving the Photovoltaic Model in PowerFactory, 2012.
- [119] D. S. P. R. A. S. Jaganathan, Synchronous Generator Modelling and Analysis for a Microgrid in Autonomous and Grid Connected Mode, International Journal of Computer Applications, 2011.
- [120] N. S. Tools, Exciter Models.
- [121] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [122] N. S. Tools, Turbine-Governor Models.
- [123] C. E. Italiano, CEI 0-16, 2014.
- [124] C. E. Italiano, CEI 0-16, variante V3, 2017.
- [125] S. Electric, «Protezione Sepam (CEI 0-16 regolazione ANSI51 o I> a tempo dipendente)».
- [126] E. S. M. F. A.F. Elneweihi, Negative-sequence Overcurrent Element application and coordination in Distribution Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, 1993.
- [127] N. F. K. F. A. Z. B. Kasztenny, Communications and Data Synchronization for Line Current Differential Schemes, 2011.
- [128] I. I. E. Conference, «ENERGYCON 2018, Limassol, Cyprus,» [Online]. Available: [www.energycon2018.org](http://www.energycon2018.org). [Consultato il giorno Marzo 2018].