

CRITERI GENERALI PER LA TARATURA DELLE PROTEZIONI DELLE RETI A TENSIONE UGUALE O SUPERIORE A 110 kV

Storia delle revisioni		
Rev.00	03/07/2000	Prima emissione
Rev.01	25/07/2018	Revisione generale con aggiunta di nuovi capitoli. Modifiche editoriali varie

1. OGGETTO E SCOPO	7
2. CAMPO DI APPLICAZIONE.....	7
3. RIFERIMENTI	7
4. ABBREVIAZIONI E CODICI NUMERICI.....	7
5. GENERALITÀ	9
6. AZIONI DELLE PROTEZIONI: SCATTO, BLOCCO E ALLARME	9
6.1. AZIONI DI COMANDO DELLE PROTEZIONI.....	9
6.1.1. Comandi delle protezioni nelle stazioni elettriche	10
6.1.2. Comandi delle protezioni nelle centrali di produzione di tipo convenzionale	10
6.1.3. Comandi delle protezioni nelle centrali di produzione eoliche e fotovoltaiche	11
6.2. AZIONI DI SEGNALAZIONE DELLE PROTEZIONI	11
7. PROTEZIONI DEI GRUPPI GENERATORI CONVENZIONALI CONTRO LE PERTURBAZIONI ESTERNE	12
7.1. PROTEZIONI DEI GRUPPI GENERATORI CONVENZIONALI (IDROELETTRICI, TERMoeLETTRICI, GEOTERMoeLETTRICI, ECC...)	12
7.1.1. Protezioni contro i guasti esterni (21T, 51, 27, 59N).....	12
7.1.1.1. Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale superiore a 200 MVA.....	12
7.1.1.2. Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale inferiore a 200 MVA.....	20
7.1.2. Protezione contro i carichi squilibrati (46).....	25
7.1.3. Protezioni contro le variazioni di frequenza (81).....	25
7.2. PROTEZIONI DELLE CENTRALI EOLICHE	28
7.2.1. Protezioni di rete (27, 59, 59N, 81).....	29
7.2.1.1. Caso A: Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente	29
7.2.1.2. Caso B: Centrale eolica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT ..	32
7.2.2. Caratteristica Fault Ride Through e protezioni degli aerogeneratori	33
7.2.2.1. Caratteristica di FRT (Fault Ride Through) per gli aerogeneratori	33
7.2.2.2. Protezioni degli aerogeneratori	34
7.3. PROTEZIONI DELLE CENTRALI FOTOVOLTAICHE	37
7.3.1. Protezioni di rete (27, 59, 59N, 81).....	38
7.3.1.1. Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente.....	38
7.3.1.2. Caso B: Centrale fotovoltaica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT	40
7.3.2. Caratteristica di Fault Ride Through e protezioni a bordo degli inverter.....	42
7.3.2.1. Caratteristica di FRT (Fault Ride Through) per generatori fotovoltaici.....	42
7.3.2.2. Protezioni a bordo degli inverter	43
7.4. PROTEZIONI DEGLI IMPIANTI MISTI DI PRODUZIONE E CONSUMO	45

7.4.1.	<i>Protezioni lato AT</i>	46
7.4.2.	<i>Protezioni dei generatori</i>	49
8.	PROTEZIONI DEI SISTEMI DI SBARRA E DEGLI INTERRUTTORI DI STAZIONE	50
8.1.	PROTEZIONE DIFFERENZIALE DI SBARRA (87SB)	50
8.2.	PROTEZIONE CONTRO LA MANCATA APERTURA DELL'INTERRUTTORE (MAI).....	51
8.3.	PROTEZIONE DISCORDANZA POLI (DP)	51
8.4.	DISPOSITIVO DI CONTROLLO SINCRONISMO PER LA CHIUSURA DEGLI INTERRUTTORI (25)	52
9.	PROTEZIONI DELLE LINEE ELETTRICHE	53
9.1.	PROTEZIONI DI LINEE AEREE TIPICHE	53
9.1.1.	<i>Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)</i>	53
9.1.1.1.	Correnti di funzionamento	53
9.1.1.2.	Avviamento a minima impedenza	54
9.1.1.3.	Avviamento a massima corrente	60
9.1.1.4.	Zone di misura	61
9.1.1.5.	Regole di taratura in caso di presenza di mutui accoppiamenti	64
9.1.1.6.	Delimitazione della direzione delle zone di misura	65
9.1.2.	<i>Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)</i>	66
9.1.3.	<i>Linee aeree tipiche con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)</i> 69	
9.1.4.	<i>Linee aeree tipiche con protezione GAR (67N)</i>	70
9.2.	PROTEZIONI DI LINEE AEREE CORTE	72
9.2.1.	<i>Linee aeree corte con protezioni distanziometriche (21)</i>	72
9.2.1.1.	Linee aeree corte con protezioni distanziometriche (21) ai due estremi e schema di teleprotezione Permissive Overreaching (PO) con eco	72
9.2.1.2.	Linee aeree corte con con interruttore e protezione ad distanziometrica a un solo estremo 74	
9.2.2.	<i>Linee aeree corte con protezione differenziale (87L)</i>	75
9.2.3.	<i>Linee aeree corte con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)</i> 76	
9.2.4.	<i>Linee aeree corte con protezione GAR (67N)</i>	76
9.3.	PROTEZIONI DI LINEE AEREE A TRE ESTREMI (LINEE A T).....	77
9.3.1.	<i>Linee aeree a tre estremi con protezioni distanziometriche (21)</i>	77
9.3.1.1.	Linee aeree a tre estremi attivi.....	77
9.3.1.2.	Linee aeree a tre estremi con uno dei tre estremi passivo	81
9.3.2.	<i>Linee aeree a tre estremi con protezione differenziale (87L)</i>	83
9.3.3.	<i>Linee aeree a tre estremi con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)</i> 83	
9.3.4.	<i>Linee aeree a tre estremi con protezione GAR (67N)</i>	83
9.4.	PROTEZIONI DI LINEE AEREE IN ANTENNA	84

9.4.1.	<i>Linee aeree in antenna con centrali convenzionali di potenza superiore a 20 MVA</i>	84
9.4.2.	<i>Linee aeree in antenna con centrali convenzionali di potenza inferiore a 20 MVA</i>	84
9.4.3.	<i>Linee aeree in antenna con centrali eoliche o fotovoltaiche</i>	87
9.4.4.	<i>Linee aeree in antenna con utenti passivi</i>	89
9.5.	PROTEZIONE DI LINEE AEREE IN REGIME SPECIALE	90
9.6.	PROTEZIONI DI LINEE TIPICHE IN CAVO	91
9.6.1.	<i>Linee in cavo con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)</i>	91
9.6.2.	<i>Linee in cavo con protezioni distanziometriche (21) e schema di teleprotezione Permissive Overreaching (PO) con eco</i>	91
9.6.3.	<i>Linee in cavo contigue nelle reti 132-150 kV con protezione differenziale agli estremi (87L) e protezioni distanziometriche nei terminali lontani (21L) con e senza teleprotezione</i>	92
9.7.	PROTEZIONI DI LINEE IN CAVO IN ANTENNA	94
9.7.1.	<i>Linee in cavo in antenna con centrali convenzionali di potenza superiore a 20 MVA</i>	94
9.7.2.	<i>Linee in cavo in antenna con centrali convenzionali di potenza inferiore a 20 MVA</i>	94
9.7.3.	<i>Linee in cavo in antenna con impianti eolici o fotovoltaici</i>	94
9.7.4.	<i>Linee in cavo in antenna con utenti passivi</i>	94
9.8.	FUNZIONI ACCESSORIE DELLE PROTEZIONI DI LINEA	95
9.8.1.	<i>Broken conductor</i>	95
9.8.2.	<i>Supervisione circuiti voltmetrici VTS</i>	95
9.8.3.	<i>Massima corrente di riserva</i>	97
9.8.4.	<i>Massima corrente di emergenza</i>	97
9.8.5.	<i>Scatto su comando di chiusura interruttore in presenza di guasto (SOTF)</i>	98
10.	DISPOSITIVI ASSOCIATI ALLE PROTEZIONI DI LINEA	100
10.1.	DISPOSITIVO ANTIPENDOLAZIONE (68) E DISPOSITIVO PERDITA DI PASSO (78)	100
10.2.	DISPOSITIVO DI RICHIUSURA RAPIDA AUTOMATICA (79R)	100
10.3.	DISPOSITIVO DI RICHIUSURA LENTA AUTOMATICA (79L)	102
11.	PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI DI INTERCONNESSIONE	106
11.1.	PROTEZIONE DIFFERENZIALE DEI TRASFORMATORI DI INTERCONNESSIONE (87T)	107
11.2.	PROTEZIONE DISTANZIOMETRICA NEL LATO PRIMARIO DEI TRASFORMATORI DI INTERCONNESSIONE (21T)	109
11.3.	PROTEZIONE DI MASSIMA CORRENTE NEL LATO PRIMARIO DEI TRASFORMATORI DI INTERCONNESSIONE (51T)	111
11.4.	PROTEZIONE DISTANZIOMETRICA NEL LATO SECONDARIO DEI TRASFORMATORI DI INTERCONNESSIONE (21T)	111
11.5.	PROTEZIONE DI MASSIMA CORRENTE COMMUTATORE SOTTO CARICO (50CSC)	114
12.	PROTEZIONI DEI PHASE SHIFTING TRANSFORMERS (PST)	115
12.1.	PROTEZIONI DIFFERENZIALI (87P, 87S1, 87S2, 87AB E 87BY)	116
12.2.	PROTEZIONI DISTANZIOMETRICHE (21.1 E 21.2) A MONTE ED A VALLE DEI PST	119

12.3. PROTEZIONI DI MASSIMA CORRENTE DI FASE E DI TERRA.....	124
12.3.1. <i>Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato), lato centro stella (50/51-TDP).....</i>	124
12.3.2. <i>Protezione di massima corrente di terra dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato), lato centro stella (50N/51N-TDP).....</i>	125
12.3.3. <i>Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione) , lato centro stella (50/51-TDS).....</i>	125
12.3.4. <i>Protezione di massima corrente di terra dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione), lato centro stella (50N/51N - TDS).....</i>	126
12.3.5. <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC/ARS)</i>	127
13. PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI DI DISTRIBUZIONE AT/MT	128
13.1. PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI A DUE AVVOLGIMENTI INSTALLATI IN CABINE PRIMARIE DI SOCIETÀ DI DISTRIBUZIONE.....	128
13.1.1. <i>Protezione di massima corrente nel lato AT del trasformatore (50/51T)</i>	129
13.1.2. <i>Protezione di massima corrente nel lato MT del trasformatore (51T).....</i>	130
13.1.3. <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC).....</i>	130
13.1.4. <i>Protezione di massima tensione omopolare nelle sbarre MT (59N).....</i>	131
13.1.5. <i>Protezione di massima tensione nelle sbarre MT (59).....</i>	131
13.1.6. <i>Protezione di minima tensione corrente continua (80).....</i>	131
13.2. PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI A DUE AVVOLGIMENTI INSTALLATI IN STAZIONI ELETTRICHE DI SOCIETÀ DI TRASMISSIONE O DI PRODUZIONE.....	133
13.2.1. <i>Soluzione A.....</i>	133
13.2.2. <i>Soluzione B.....</i>	134
13.2.2.1. <i>Protezione di massima corrente nel lato AT del trasformatore (50/51T).....</i>	135
13.2.2.2. <i>Protezione di massima corrente nel lato MT del trasformatore (51T)</i>	136
13.2.2.3. <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)</i>	136
13.2.2.4. <i>Protezione di massima tensione omopolare lato MT del trasformatore (59N)</i>	136
13.2.2.5. <i>Protezione di massima tensione omopolare nelle sbarre MT(59N)</i>	137
13.2.2.6. <i>Protezione di massima tensione nelle sbarre MT (59)</i>	137
13.2.2.7. <i>Protezioni di minima tensione corrente continua nella sezione MT (80).....</i>	137
14. PROTEZIONI DELLE BATTERIE DI CONDENSATORI.....	138
14.1. PROTEZIONI CONTRO LE ANOMALIE O I GUASTI INTERNI.....	139
14.1.1. <i>Massima corrente di fase (50/51)</i>	139
14.1.2. <i>Minima corrente ritardata (37)</i>	139
14.1.3. <i>Squilibrio di corrente (60)</i>	140
14.2. PROTEZIONI CONTRO I GUASTI ESTERNI E CONDIZIONI DI RETE ANOMALE	141
14.2.1. <i>Minima tensione ritardata (27).....</i>	141
14.2.2. <i>Massima tensione ritardata (59).....</i>	141

15. PROTEZIONI DEI REATTORI SHUNT	142
15.1. REATTORI SHUNT CON TRE TA DI FASE LATO AT E TRE TA DI FASE LATO CENTRO STELLA (CASO A).	143
15.1.1. <i>Protezione differenziale (87)</i>	143
15.1.2. <i>Protezione di massima corrente di fase lato AT (50/51)</i>	145
15.1.3. <i>Protezione di massima corrente di terra lato AT (50N/51N)</i>	145
15.1.4. <i>Protezione di massima corrente di fase lato centro stella (50/51)</i>	146
15.1.5. <i>Protezione di massima corrente di terra lato centro stella (50N/51N)</i>	146
15.1.6. <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)</i>	146
15.2. REATTORI SHUNT CON TRE TA DI FASE LATO AT ED UN TA DI NEUTRO SUL COLLEGAMENTO TRA CENTRO STELLA E LA TERRA (CASO B)	146
15.2.1. <i>Protezione di minima impedenza (21)</i>	146
15.2.2. <i>Protezione differenziale di terra (87N)</i>	148
15.2.3. <i>Protezione di massima corrente di fase lato AT (50/51)</i>	148
15.2.4. <i>Protezione di massima corrente di terra lato AT (50N/51N)</i>	148
15.2.5. <i>Protezione di massima corrente di terra sul collegamento tra centro stella e la terra (50N/51N)</i>	148
15.2.6. <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)</i>	148
16. PROTEZIONI DEGLI STALLI ARRIVO UTENTE	149
16.1. UTENTE ATTIVO	149
16.1.1. <i>Protezione differenziale con funzione distanziometrica integrata (87L/21)</i>	150
16.1.2. <i>Protezione distanziometrica (21)</i>	151
16.1.3. <i>Protezione di massima corrente di fase (50/51)</i>	151
16.2. UTENTE PASSIVO	152
17. APPENDICE 1 - QUADRO RIASSUNTIVO DEI TEMPI DI TARATURA DELLE PROTEZIONI DI RETE	154

1. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento contiene le prescrizioni tecniche che definiscono i criteri generali per la taratura delle protezioni e degli automatismi ad esse associati (principalmente rappresentate dalle funzioni di richiusura automatica rapida e lenta degli interruttori di linea) delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV del Sistema Elettrico Italiano.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Le seguenti prescrizioni si applicano:

- agli impianti (stazioni e linee) costituenti la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- agli impianti delle reti diverse dalla RTN con essa interoperanti
- agli impianti di produzione e consumo direttamente connessi alla RTN o indirettamente connessi alla RTN per il tramite di una porzione di rete a tensione uguale o superiore a 110 kV.

3. RIFERIMENTI

- [CR] Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete
- [A.2] Guida agli schemi di connessione
- [A.4] Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV
- [A.5] Criteri di automazione delle stazioni a tensione uguale o superiore a 120 kV
- [A.9] Piani di difesa del sistema elettrico
- [A.17] Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche
- [A.68] Sistemi di controllo e protezione delle centrali fotovoltaiche
- [1] CEI 11-32 Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria
- [2] Enel DK4452 Taratura dei dispositivi per la rete MT - Ed. VII ottobre 2009

4. ABBREVIAZIONI E CODICI NUMERICI

Abbreviazioni

- AT: Alta Tensione (di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV)
- AU Accelerated Underreach (schema di teleprotezione)
- BO Blocking Overreach (schema di teleprotezione)
- AAT: Altissima Tensione (di valore superiore a 220 kV)
- GAR Guasti Altamente Resistivi (Protezione contro i)

MAI: Mancata Apertura Interruttore
MT: Media Tensione
PO Permissive Overreach (schema di teleprotezione)
RRA: Richiusura Rapida Automatica
RLA: Richiusura Lenta Automatica
VTP: Voltage Transformer Protection
VTS: Voltage Transformer Supervision

Codici numerici

21: protezione distanziometrica
26: protezione di massima temperatura
27: protezione di minima tensione
37: protezione di minima corrente
46: protezione contro i carichi squilibrati
50: protezione di massima corrente ad azione rapida
51: protezione di massima corrente ad azione ritardata
52: interruttore
59: protezione di massima tensione
59N: protezione di massima tensione omopolare
60: protezione a squilibrio di corrente
63: protezione di minima e massima pressione fluidi
67N protezione di massima corrente omopolare direzionale
68: dispositivo anti-pendolazione
78: dispositivo perdita di passo
79: dispositivo di richiusura automatica
81: protezione di minima e massima frequenza
87: protezione differenziale
89: sezionatore
97: protezione Buchholz
99: protezione di minimo livello olio

Suffissi ai codici numerici

Si riporta di seguito la lista dei suffissi utilizzati per specificare in maniera univoca il dispositivo nei casi in cui ci possa essere ambiguità. Nei casi in cui la trattazione si riferisca in maniera chiara ad un solo elemento si omettono per brevità di notazione.

AU	Arrivo Utente
BC	Banco Condensatori
C	Congiunture sbarre
CSC	Commutatore Sotto Carico
G	Generatore
K	Parallelo sbarre
L	Linea
PS	Phase Shifter transformer
RS	Reattore Shunt
SB	Sbarra
T	Autotrasformatore o trasformatore

5. GENERALITÀ

Vengono prese in esame le protezioni installate, nell'ordine, nei seguenti elementi di rete:

- Gruppi generatori;
- Sistemi di Sbarre;
- Linee elettriche;
- Trasformatori di interconnessione;
- Phase Shifting Transformers
- Trasformatori di distribuzione;
- Batterie di condensatori;
- Reattori Shunt;
- Collegamenti Arrivo Utente.

Relativamente ai gruppi generatori sono prese in esame le sole protezioni contro le perturbazioni esterne.

Oltre alle protezioni vengono considerate anche le richiuse automatiche rapide e lente delle linee.

Nei casi in cui non è possibile seguire integralmente le prescrizioni della presente guida, i valori di taratura andranno stabiliti tenendo conto dei concetti generali enunciati e della specificità degli elementi di rete in esame.

6. AZIONI DELLE PROTEZIONI: SCATTO, BLOCCO E ALLARME

6.1. Azioni di comando delle protezioni

Nel presente documento vengono considerati i comandi dei sistemi di protezione di seguito specificati distinguendo due diversi ambienti di applicazione: le stazioni elettriche (stalli linea, stalli parallelo sbarre e congiuntore, stalli arrivo utente, stalli trasformatori, stalli batterie condensatori, stalli reattori shunt...) e le centrali di produzione (gruppi generatori e trasformatori elevatori di gruppo).

6.1.1. Comandi delle protezioni nelle stazioni elettriche

Scatto: comando di apertura tripolare o unipolare di un interruttore senza inibizione del successivo comando di chiusura, manuale o automatico.

Se non diversamente specificato, il comando di apertura si intende di tipo tripolare; solo per gli interruttori di linea l'apertura può essere di tipo unipolare qualora sia associata al funzionamento di dispositivi automatici di richiusura rapida.

Il termine scatto può anche essere applicato, per brevità espositiva, al componente di rete a cui l'interruttore si riferisce (es. Scatto Linea, Scatto ATR, Scatto TR, Scatto Batteria Condensatori, Scatto Reattore Shunt, ecc....) ricorrendo, se necessario, a specificazioni aggiuntive per una corretta individuazione dell'interruttore comandato (es. Scatto ATR lato 150 kV).

Nel caso dei sistemi di sbarra, lo Scatto Sbarra indica il comando di apertura tripolare impartito agli interruttori di tutti gli elementi afferenti alla sbarra stessa. Tale comando è tipicamente associato all'intervento della protezione differenziale di sbarra e della protezione contro la mancata apertura interruttori di stazione.

Blocco: comando di apertura tripolare di un interruttore e inibizione della successiva chiusura dell'interruttore fino allo sblocco intenzionale dello stesso. Il blocco è tipicamente realizzato tramite un dispositivo esterno al sistema di protezione.

Qualora il comando di blocco venga applicato ad uno o più interruttori di uno stesso componente di rete, il termine blocco viene riferito, in modo sintetico al componente stesso (es. Blocco ATR, Blocco TR, Blocco Batteria Condensatori, Blocco Reattore Shunt, Blocco Phase Shifter Transformer, ecc...).

6.1.2. Comandi delle protezioni nelle centrali di produzione di tipo convenzionale

Scatto generatore: comando di apertura dell'interruttore di generatore, con o senza diseccitazione della macchina e senza inibizione del successivo comando di chiusura dell'interruttore.

Blocco generatore: comando di apertura dell'interruttore di generatore con o senza diseccitazione della macchina e inibizione del successivo comando di chiusura dell'interruttore aperto fino allo sblocco intenzionale dello stesso. Il blocco è realizzato tipicamente tramite un dispositivo esterno al sistema di protezione. Con questo tipo di comando il motore primo (turbina a vapore, turbina a gas, motore diesel...) resta in rotazione alla velocità nominale.

Blocco gruppo: blocco generatore + arresto motore primo (turbina a vapore, turbina a gas, motore diesel...).

Scatto interruttore AT o AAT del trasformatore elevatore di gruppo: comando di apertura del solo interruttore AT o AAT del trasformatore elevatore di gruppo senza inibizione del successivo comando di chiusura dell'interruttore con mantenimento del generatore in funzione sui propri servizi ausiliari (azione denominata "Load-Rejection" o anche "Scatto a giri").

Blocco trasformatore elevatore di gruppo: comando di apertura degli interruttori lato AT o AAT e lato MT del trasformatore elevatore di gruppo e inibizione del successivo comando di chiusura degli interruttori aperti fino allo sblocco intenzionale degli stessi. Il blocco è realizzato tramite un dispositivo esterno al sistema di protezione. In caso di unità di produzione prive di interruttore MT, il blocco trasformatore comporta tipicamente il blocco generatore (oppure il blocco gruppo).

6.1.3. Comandi delle protezioni nelle centrali di produzione eoliche e fotovoltaiche

Scatto interruttore AT o AAT del trasformatore elevatore di centrale: comando di apertura del solo interruttore AT o AAT del trasformatore elevatore di impianto senza inibizione del successivo comando di chiusura dell'interruttore. Per il tipo di fonte energetica di queste centrali, a tale scatto è associato l'arresto dell'impianto.

Blocco trasformatore elevatore di centrale: comando di apertura degli interruttori lato AT o AAT e lato MT del trasformatore elevatore di impianto e inibizione del successivo comando di chiusura degli interruttori aperti fino allo sblocco intenzionale degli stessi. Il blocco è realizzato tramite un dispositivo esterno al sistema di protezione.

Arresto aerogeneratori centrale eolica: comando di apertura dell'interruttore BT dell'aerogeneratore e arresto della rotazione meccanica delle pale.

Arresto inverter centrale fotovoltaica: spegnimento elettronico dell'inverter con o senza apertura del contattore interno.

6.2. Azioni di segnalazione delle protezioni

Alle azioni di comando si aggiungono quelle di allarme

Allarme: segnalazione di intervento di una protezione senza emissione di comandi di apertura degli organi di manovra e/o di interruzione.

7. PROTEZIONI DEI GRUPPI GENERATORI CONVENZIONALI CONTRO LE PERTURBAZIONI ESTERNE

In questo capitolo vengono indicati i criteri generali per la taratura delle protezioni contro le perturbazioni esterne dei gruppi generatori rotanti e dei trasformatori elevatori di gruppo.

Convenzionalmente sono considerate esterne le perturbazioni (cortocircuiti, squilibri di carico, variazioni di frequenza e di tensione) che hanno origine nella rete di connessione AT o AAT, oltre i TA posti nel lato alta tensione dei trasformatori elevatori di gruppo. Non vengono prese in esame le protezioni d'impianto (dei gruppi generatori, dei trasformatori elevatori, delle sbarre MT) nei confronti dei guasti e delle anomalie interni. La taratura di queste ultime, in ogni caso, deve essere fatta in modo da non interferire con quella delle protezioni contro le perturbazioni esterne.

Le tarature fanno riferimento a schemi di connessione classici definiti in A.2, A.17, A.68, CEI 11-32.

I comandi relativi a gruppi generatori di grossa taglia presuppongono la capacità degli stessi di rimanere in funzione sui propri Servizi Ausiliari in caso di separazione dalla rete di connessione.

7.1. Protezioni dei gruppi generatori convenzionali (idroelettrici, termoelettrici, geotermoelettrici, ecc...)

Vengono di seguito prese in esame le protezioni elettriche dei generatori convenzionali sensibili ai guasti in rete, trasversali (cortocircuiti) e longitudinali (interruzioni di fase) nonché alle variazioni di tensione e frequenza. La Mancata Apertura degli Interruttori di Gruppo (MAIG) pur essendo essenzialmente una protezione contro un'anomalia interna della centrale è qui richiamata per considerare i casi di MAIG associati a telescatti di interruttori remoti.

7.1.1. Protezioni contro i guasti esterni (21T, 51, 27, 59N)

La protezione dei gruppi generatori convenzionali nei confronti dei cortocircuiti esterni è realizzata mediante sistemi di protezione diversi a seconda della tipologia e della taglia delle unità stesse.

7.1.1.1. Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale superiore a 200 MVA

Gruppi generatori di taglia superiore a 200 MVA sono connessi alle reti di livello di tensione 380 kV, più limitatamente alle reti di livello di tensione 220 kV, solo eccezionalmente alle reti di livello di tensione 132-150 kV.

Per questi gruppi è obbligatoria l'utilizzazione di protezioni distanziometriche installate nel lato AT o AAT dei trasformatori elevatori di gruppo. Esse costituiscono una riserva alle protezioni di rete e pertanto non operano con autorichiusura e sistemi di teleprotezione.

Per quanto riguarda le particolarità di inserzione e di intervento, si distinguono i tre casi illustrati nelle Fig. 1, 2 e 3 dove le protezioni in questione sono indicate con 21T.

Le protezioni distanziometriche di linea (21L) sono tarate secondo i criteri illustrati nel capitolo 9.1 "Protezioni di linee aeree tipiche".

Caso A: Gruppi generatori convenzionali con stazione annessa

Si fa riferimento allo schema riportato in Fig. 1.

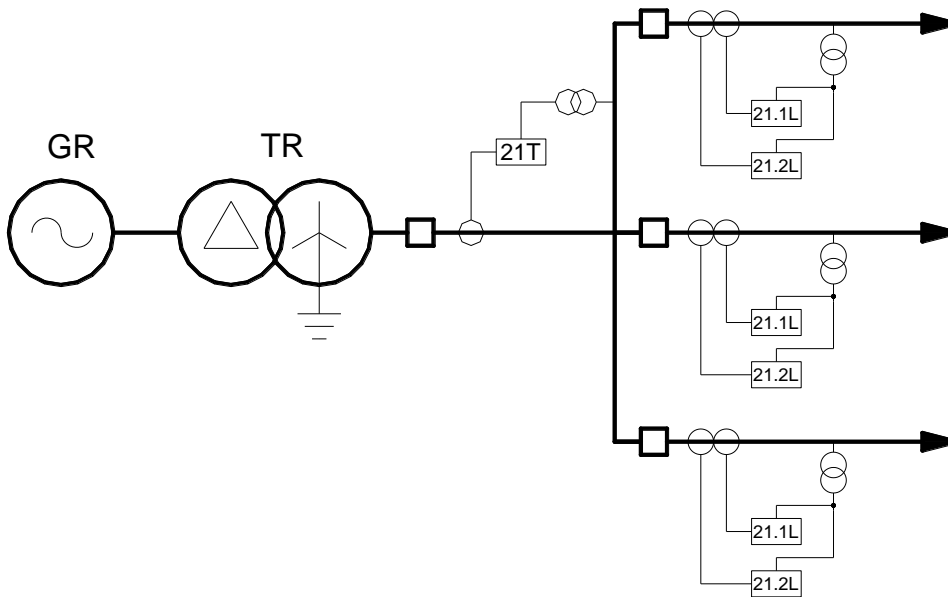


Fig. 1 – Caso A: Assetto delle protezioni in caso di centrale convenzionale con stazione annessa

La protezione distanziometrica 21T installata nel lato AT o AAT del trasformatore elevatore di gruppo avrà i seguenti valori di taratura:

Caso A – Gruppi generatori convenzionali di taglia superiore a 200 MVA con stazione annessa	
Protezione distanziometrica (21T)	
Avviamento a minima impedenza (Nelle protezioni numeriche coincidente con 4 ^a e 5 ^a zona)	Valore di impedenza che soddisfa le seguenti condizioni: 1) maggiore o uguale al 125% della massima impedenza tarata nelle prime tre zone di misura; 2) inferiore o uguale al 70% della minima impedenza di carico del gruppo generatore; 3) inferiore alla minima impedenza vista sulle fasi sane in seguito a cortocircuito monofase nell'area di funzionamento della protezione; 4) in grado di compensare una resistenza di guasto R_G su guasti monofase mai inferiore a 20 ohm (considerando nella taratura un coefficiente di infeed pari a 2).
Avviamento a massima corrente (ove presente)	Massimo valore di corrente che soddisfa le seguenti condizioni: 1) superiore o uguale al 130% della corrente di massimo carico del gruppo generatore; 2) superiore alla massima corrente circolante sulle fasi sane in seguito a cortocircuito monofase nell'area di funzionamento della protezione.

Caso A – Gruppi generatori convenzionali di taglia superiore a 200 MVA con stazione annessa

Protezione distanziometrica (21T)

Zone di misura	1 ^a zona (verso generatore) ⁽¹⁾	Reattanza pari al 10 ÷ 40% di X_T dove X_T è la reattanza di cortocircuito del trasformatore elevatore di gruppo; Ritardo: 0,10 s.
	2 ^a zona (verso rete) ⁽¹⁾	Reattanza pari al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione che presenta la reattanza di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione); Ritardo: 0,3 s.
	3 ^a zona (verso rete) ⁽¹⁾	Reattanza pari all'80% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione che presenta la reattanza di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione); Ritardo: 0,8 s. oppure Reattanza pari al 120% della reattanza della linea afferente alla stazione che presenta la reattanza di valore maggiore; Ritardo: 1,2 s. La scelta tra i due criteri deve essere eseguita in base alla configurazione della rete da proteggere in modo da realizzare la più vantaggiosa combinazione tra grado di copertura selettiva della rete e tempo di eliminazione dei guasti.
	4 ^a zona (adirezionale)	Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona Ritardo: 2 s per gruppi connessi alle reti 132-150 kV; 2,8 s per gruppi connessi alla rete 220 kV; 4 s per gruppi connessi alla rete 380 kV.
	5 ^a zona (ove presente)	come 4 ^a zona.
<p>I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo 0,5 ÷ 4; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche di tipo full-scheme (tre misure fase-terra ΦN e tre misure fase-fase $\Phi\Phi$) a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati nel paragrafo 9.1.1.4 "Zone di misura" (Tab. 4 e 5) per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche.</p>		
<p>Nel caso in cui il sistema di protezione di impianto richieda l'impiego di una ulteriore zona di intervento orientata verso il generatore in grado di avvertire guasti polifasi nella sezione MT di centrale e la protezione disponga di n° 5 zone di intervento, la 4^a zona può essere utilizzata per questa funzione (reattanza di taratura pari al 120% di X_T; ritardo: 0,6 s) mentre la 5^o zona deve essere regolata come la 4^a zona del modo di taratura base.</p>		

Caso A – Gruppi generatori convenzionali di taglia superiore a 200 MVA con stazione annessa

Protezione distanziometrica (21T)

Azioni:

Blocco trasformatore elevatore di gruppo (con o senza blocco generatore /gruppo) per intervento delle zone orientate verso il generatore (di norma la sola 1^a zona) ed apertura dell'interruttore AT o AAT del trasformatore elevatore per intervento delle zone orientate verso la rete (Load Rejection).

È ammesso l'arresto del gruppo di produzione anche per intervento delle zone orientate verso rete nei casi in cui, dopo la perdita del parallelo con la rete esterna, l'unità di generazione non sia in grado di mantenersi in giri.

Il comando di blocco per intervento delle zone orientate verso rete viene adottato anche nel caso dei turbo-vapori (TV) delle centrali a ciclo combinato dopo il distacco dalla rete del turbogas (TG) associato come conseguenza della perdita del vapore di alimentazione al TV.

(1) L'orientamento delle zone di misura verso il generatore e verso la rete è convenzionale; in funzione del modello di protezione l'orientamento delle zone può essere diverso da quello indicato.

Caso B: Gruppi generatori convenzionali su linea in antenna

Si fa riferimento allo schema riportato nella **Fig. 2**. In tale caso la protezione distanziometrica di gruppo contro i cortocircuiti esterni (21T) fa da riserva alla protezione principale della linea in antenna (21L).

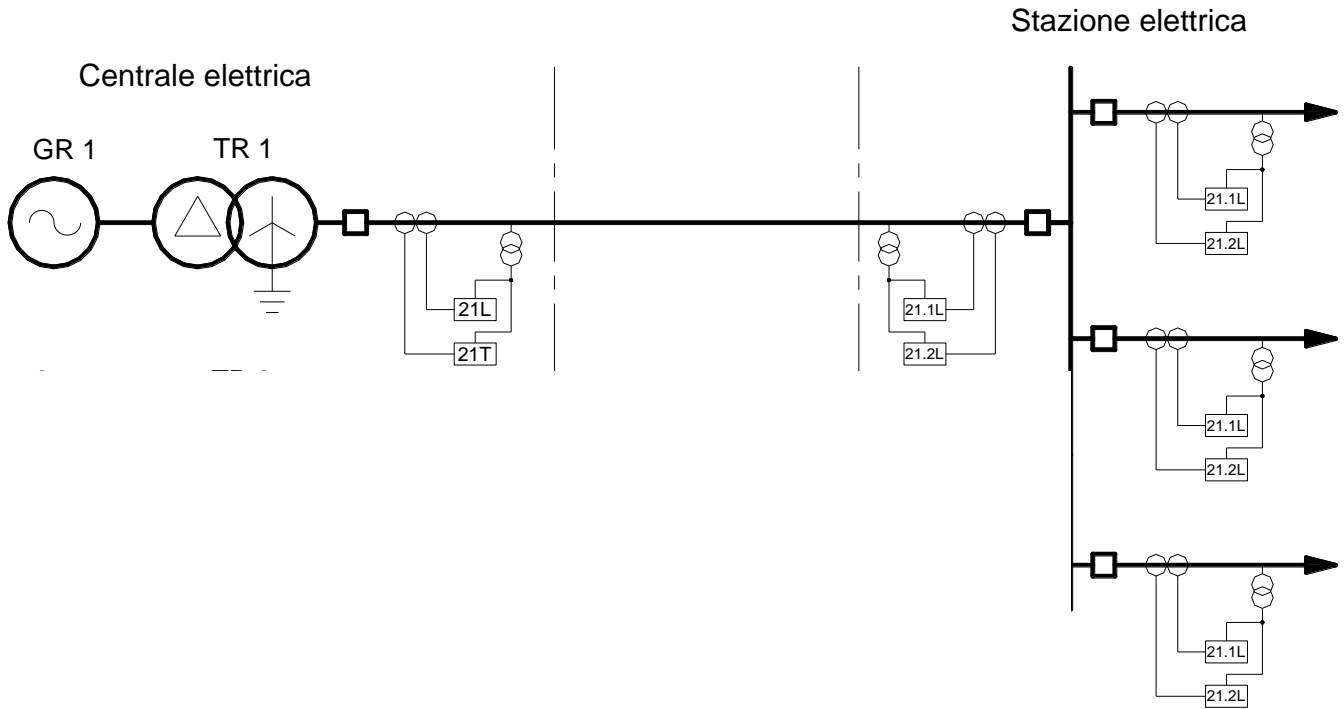


Fig. 2 – Caso B: Assetto delle protezioni in caso di gruppi in antenna

Le tarature devono rispondere ai criteri riportati nella pagina seguente:

Caso B: Gruppi generatori convenzionali di taglia superiore a 200 MVA su linea in antenna		
<i>Protezione distanziometrica (21T)</i>		
Avviamento a minima impedenza	come Caso A.	
Avviamento a massima corrente (ove presente)	come Caso A.	
Zone di misura	1 ^a zona (verso generatore): (1)	come Caso A.
	2 ^a zona (verso rete): (1)	Reattanza pari al 80% di X_L , dove X_L rappresenta la reattanza di linea; Ritardo: 0,3 s.
	3 ^a zona (verso rete): (1)	Reattanza pari al 120% di X_L ; Ritardo: 0,8 s.
	4 ^a zona (adirezionale):	come Caso A.
	5 ^a zona (ove presente)	come Caso A.
Azione:	come Caso A.	

(1) L'orientamento delle zone di misura verso il generatore e verso la rete è convenzionale; in funzione del modello di protezione l'orientamento delle zone può essere diverso da quello indicato.

Caso C: Gruppi generatori convenzionali a Y in antenna

Si fa riferimento allo schema riportato nella **Fig. 3**.

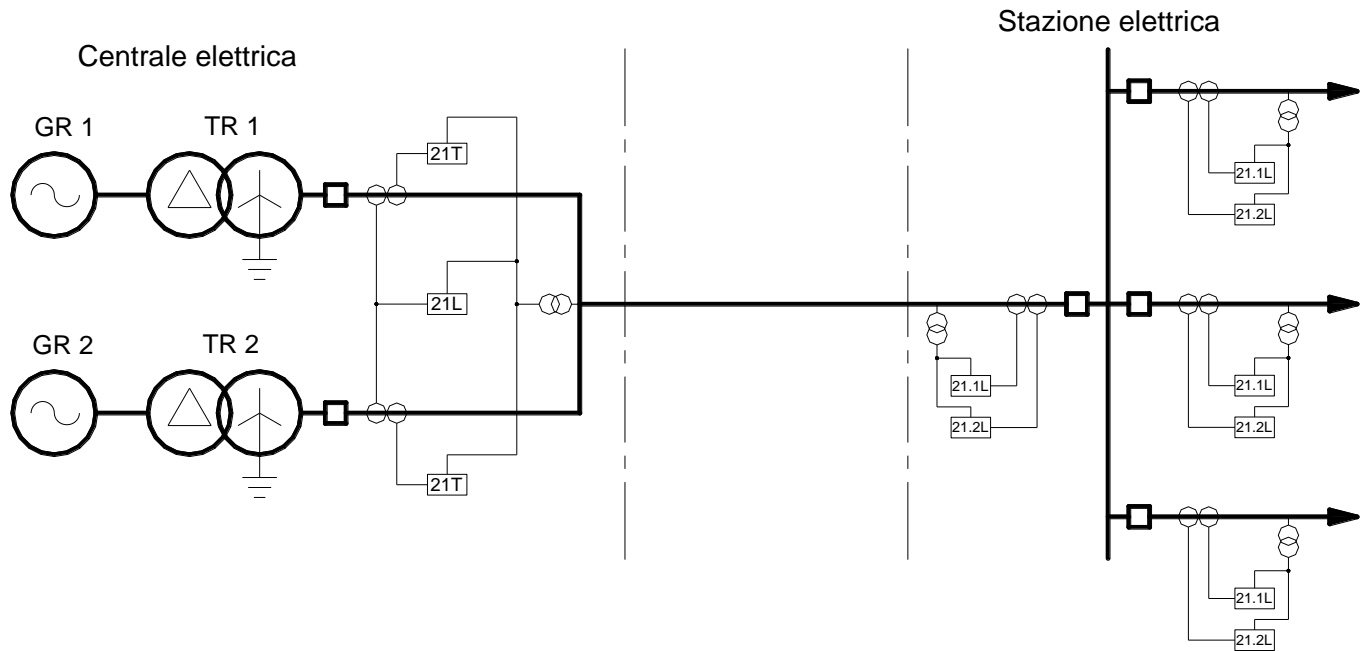


Fig. 3 – Caso C: Assetto delle protezioni in caso di Gruppi a “Y”

“

Le tarature devono rispondere ai criteri riportati nella pagina seguente:

Caso C: Gruppi generatori convenzionali di taglia superiore a 200 MVA a Y su linea in antenna		
<i>Protezione distanziometrica (21T)</i>		
Avviamento a minima impedenza	come Caso A.	
Avviamento a massima corrente (ove presente)	come Caso A.	
Zone di misura	1 ^a zona (verso il generatore): (1)	come Caso A.
	2 ^a zona (verso rete): (1)	Reattanza pari all'80% di $2X_L$, dove X_L rappresenta la reattanza di linea; Ritardo: 0,3 s.
	3 ^a zona (verso rete): (1)	Reattanza pari al 120% di $2X_L$; Ritardo: 0,8 s.
	4 ^a zona (adirezionale):	come Caso A.
	5 ^a zona (ove presente)	come Caso A.
	<p>I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche di tipo full-scheme (tre misure fase-terra ΦN e tre misure fase-fase $\Phi\Phi$) a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati nel paragrafo 9.1.1.4 "Zone di misura" (Tab. 4 e 5) per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche.</p> <p>Per la taratura della 2^a e 3^a zona, in caso di insufficiente selettività con le protezioni di rete a valle, si possono adottare valori di reattanza più bassi o tempi di intervento più alti di quelli indicati.</p>	
Azione:	come Caso A.	

(1) L'orientamento delle zone di misura verso il generatore e verso la rete è convenzionale; in funzione del modello di protezione l'orientamento delle zone può essere diverso da quella indicato.

In tutti e tre i casi esaminati (A, B, C), per assicurare la continuità di funzionamento dei motori di centrale, nella sezione MT può essere presente un relè di minima tensione (27SA) alimentato dalle tensioni concatenate al quale è affidato il compito di distaccare i gruppi dalla rete in caso di tensione degradata (con azione di load rejection o scatto a i giri) in modo da prevenire l'arresto dei Servizi Ausiliari ed il conseguente blocco del generatore.

Generatori convenzionali di taglia superiore a 200 MVA <i>Protezione minima tensione Servizi Ausiliari (27SA)</i>	
Soglia di intervento	Tensione pari all' $80 \div 85\% V_{nSA}$, dove V_{nSA} è la tensione nominale dei Servizi Ausiliari di centrale; Il valore si intervento è indipendente dal livello di tensione di connessione della centrale. Ritardo: $5 \div 7$ s I tempi di ritardo più elevati sono di norma associati alle soglie di intervento di valore maggiore
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore di gruppo lato AT o AAT.

7.1.1.2. Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale inferiore a 200 MVA

Gruppi generatori di taglia inferiore a 200 MVA sono di norma connessi alle reti di livello di tensione 132-150 e 220 kV, più raramente a quelle di livello di tensione 380 kV.

La protezione standard di questi gruppi nei confronti dei cortocircuiti esterni è rappresentata da un relè a massima corrente e da un relè a minima tensione concatenata ad una soglia di intervento installati nel montante MT di gruppo.

Specialmente per i gruppi generatori di taglia più elevata è frequente l'impiego di protezioni distanziometriche (per quanto non obbligatorie secondo la norma CEI 11-32) per le quali valgono le regole di taratura indicate al paragrafo 7.1.1.1. "Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale superiore a 200 MVA". Per taglie al di sotto di 20 MVA, invece, la soluzione con protezioni a massima corrente e minima tensione rappresenta la norma.

Nel caso di generatori con trasformatore elevatore a neutro isolato, talora presenti nelle reti di livello 132, 150 ne 220 kV, è prevista anche una protezione a massima tensione omopolare (59N) a due soglie di intervento, installata nel lato AT del trasformatore di gruppo al fine di rilevare i cortocircuiti monofase a terra.

Caso A: Gruppi generatori convenzionali con stazione annessa

<p>Caso A: Gruppi generatori convenzionali di taglia inferiore a 200 MVA con stazione annessa</p> <p><i>Protezione di massima corrente (51G):</i></p>	
<p>Soglia di intervento</p>	<p>Corrente pari a $1,3 \div 1,5 I_{nG}$, dove I_{nG} è la corrente nominale del generatore;</p> <p>Ritardo:</p> <p>2,0 s per gruppi connessi alle reti 132 - 150 kV; 2,8 s per gruppi connessi alla rete 220 kV; 4 s per gruppi connessi alla rete 380 kV.</p>
<p>Azione:</p>	<p>Scatto trasformatore elevatore di gruppo lato AT o AAT in caso di generatori con trasformatore elevatore dedicato, oppure scatto generatore in caso di più generatori in parallelo su uno stesso trasformatore elevatore.</p> <p>L'arresto dei gruppi sarà adottato nei casi in cui le unità di generazione non siano in grado di mantenersi in giri senza l'ausilio della rete esterna e nel caso dei turbo vapori delle centrali a ciclo combinato.</p>

<p>Caso A: Gruppi generatori convenzionali di taglia inferiore a 200 MVA con stazione annessa</p> <p><i>Protezione di minima tensione (27G):</i></p>	
<p>Soglia di intervento</p>	<p>Tensione pari al $75 \div 80\% V_{nG}$, dove V_{nG} è la tensione nominale del generatore;</p> <p>Ritardo: Stesse temporizzazioni indicate per il relè di massima corrente.</p> <p>2,0 s per gruppi connessi alle reti 132 - 150 kV; 2,8 s per gruppi connessi alla rete 220 kV; 4 s per gruppi connessi alla rete 380 kV.</p>
<p>Azione:</p>	<p>Stessi comandi indicati per la protezione a massima corrente (51G)</p>

Caso A: Gruppi generatori convenzionali di taglia inferiore a 200 MVA con stazione annessa. Caso con trasformatore elevatore a neutro isolato lato AT.

Protezione di massima tensione omopolare (59N)

1 ^a soglia	<p>Tensione di intervento V_{RES} pari a $10\% \pm 15\% V_{RES\ MAX}$</p> <p>dove $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT nel funzionamento a neutro isolato per cortocircuito monofase a terra; al massimo la tensione V_{RES} può assumere un valore pari a 3 volte la tensione di fase</p> <p>Ritardo:</p> <p>2,0 s per gruppi connessi alle reti 132 - 150 kV;</p> <p>2,8 s per gruppi connessi alla rete 220 kV;</p>
2 ^a soglia	<p>Tensione di intervento pari a 70% di $V_{RES\ MAX}$;</p> <p>Ritardo: 0,1 s.</p>
Azione:	<p>Stessi comandi indicati per la protezione a massima corrente (51G)</p>

Caso B: Gruppi generatori convenzionali su linea in antenna

In questo caso il sistema di protezione dei gruppi contro i guasti esterni è condizionato dall'equipaggiamento del sistema protettivo della linea (vedi paragrafo 9.4 "Protezioni di linee aeree in antenna"). Se questa è equipaggiata con protezioni distanziometriche (21) o differenziali di linea con distanziometrica integrata (87L/21), in grado di consentire anche il funzionamento della richiusura automatica rapida unipolare, l'assetto delle protezioni dei gruppi sarà assimilabile a quella del Caso A precedente e le regole di taratura saranno le stesse previste per i gruppi con stazione annessa. Il caso delineato presuppone che il neutro del trasformatore elevatore di gruppo sia connesso francamente a terra.

Diversamente, se lato centrale l'elettrodotto non è dotato di specifiche protezioni di linea, il montante MT dei generatori dovrà essere equipaggiato con protezioni a massima corrente (51G) ed a minima tensione (27G); in questo caso, le suddette protezioni avranno funzione di protezioni principali di linea. Detta soluzione protettiva è quella ordinaria per gruppi in antenna di potenza $P \leq 20$ MVA. In presenza di generatori con trasformatore elevatore a neutro isolato è prevista anche una protezione a massima tensione omopolare (59N) a due soglie di intervento, installata nel lato AT del trasformatore di gruppo al fine di rilevare i cortocircuiti monofase a terra.

Caso B. Gruppi convenzionali di potenza inferiore a 200 MVA su linea in antenna non dotata di protezioni 21 o 87L/21

Protezione di massima corrente (51G)

Soglia di intervento	Corrente pari a $1,3 \div 1,5 I_{nG}$; dove I_{nG} è la corrente nominale del generatore Ritardo: 0,6 s.
Azione	Scatto trasformatore elevatore di gruppo lato AT o AAT in caso di generatori con trasformatore elevatore dedicato, oppure scatto generatore in caso di più generatori in parallelo su uno stesso trasformatore elevatore. L'arresto del gruppo sarà adottato nei casi in cui l'unità di generazione non sia in grado di mantenersi in giri senza l'ausilio della rete esterna.

Caso B. Gruppi convenzionali di potenza inferiore a 200 MVA su linea in antenna non dotata di protezioni 21 o 87L/21

Protezione di minima tensione (27G)

Soglia di intervento	Tensione pari al $75 \div 80\%$ di V_{nG} , dove V_{nG} è la tensione nominale concatenata del generatore Ritardo: 0,6 s.
Azione	Stessi comandi indicati per la protezione a massima corrente (51G)

Caso B. Gruppi convenzionali di potenza inferiore a 200 MVA su linea in antenna non dotata di protezioni 21 o 87L/21. Caso con trasformatore elevatore a neutro isolato lato AT.

Protezione di massima tensione omopolare (59N)

1 ^a soglia	Tensione di intervento V_{RES} pari a 10% ÷ 15% $V_{RES MAX}$ dove $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT nel funzionamento a neutro isolato per cortocircuito monofase a terra; al massimo la tensione V_{RES} può assumere un valore pari a 3 volte la tensione di fase Ritardo: 1,2 s
2 ^a soglia	Tensione di intervento pari a 70% di $V_{RES MAX}$; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Stessi comandi indicati per la protezione a massima corrente (51G)

Caso C: Gruppi generatori convenzionali in derivazione rigida su linea AT

L'inserimento in derivazione rigida su linea AT è consentito dal Codice di Rete solo per i gruppi generatori di potenza ≤ 20 MVA che immettono potenza sui livelli di tensione 132-150 kV. In questo caso le protezioni dei generatori contro le perturbazioni esterne sono le stesse previste al precedente Caso B.

In tutti e tre i casi esaminati (A, B, C), per assicurare la continuità di funzionamento dei motori di centrale, nella sezione MT può essere presente un relè di minima tensione (27SA) alimentato dalle tensioni concatenate al quale è affidato il compito di distaccare i gruppi dalla rete in caso di tensione degradata (con azione di load rejection o scatto a i giri) in modo da prevenire l'arresto dei Servizi Ausiliari ed il conseguente blocco dei generatori.

Generatori convenzionali di taglia inferiore a 200 MVA

Protezione minima tensione Servizi Ausiliari (27SA)

Soglia di intervento	Tensione pari all' 80 ÷ 85% V_{NSA} , dove V_{NSA} è la tensione nominale dei Servizi Ausiliari di centrale; Il valore si intervento è indipendente dal livello di tensione di connessione della centrale. Ritardo: 5 ÷ 7 s I tempi di ritardo più elevati sono di norma associati alle soglie di intervento di valore maggiore
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore di gruppo lato AT in caso di generatori con trasformatore elevatore dedicato, oppure scatto generatore in caso di più generatori in parallelo su uno stesso trasformatore elevatore.

7.1.2. Protezione contro i carichi squilibrati (46)

La protezione dei gruppi generatori convenzionali contro le interruzioni di fase nella rete di connessione e, più in generale, contro lo squilibrio delle correnti di carico, è realizzata a mezzo di relè a *massima corrente di sequenza inversa* con due soglie di intervento temporizzate, una di allarme ed una di scatto. I relè sono di norma alimentati dai TA dei generatori lato centro stella.

I valori di taratura raccomandati sono i seguenti:

Gruppi generatori convenzionali	
<i>Protezione contro i carichi squilibrati (46)</i>	
1 ^a soglia	Corrente di intervento I_2 inferiore o uguale a $0,8 I_{2\infty}$ dove $I_{2\infty}$ è la corrente inversa ammessa in permanenza dal generatore. Il valore di $I_{2\infty}$ è fornito dal costruttore del generatore e normalmente è compreso nell'intervallo: $5 \div 8 \% I_{nG}$, Ritardo: 5,0 s.
2 ^a soglia	Corrente di intervento pari a $0,9 I_{2\infty}$; Ritardo: secondo una curva di intervento a tempo inverso $t = K' / I_2^2$ (p.u.) con $K' = 0,8 K$ dove K rappresenta il tempo per il quale il generatore può sopportare una corrente inversa I_2 pari alla corrente nominale del generatore. Il valore di K è fornito dal costruttore del generatore e normalmente è compreso nell'intervallo: $10 \div 20$ s
Azione:	Allarme per intervento della 1 ^a soglia della protezione. Scatto per intervento della 2 ^a soglia: scatto del trasformatore elevatore di gruppo lato AT o AAT in caso di generatori con trasformatore elevatore dedicato, oppure scatto generatore in caso di più generatori in parallelo su uno stesso trasformatore elevatore. L'arresto del/i gruppo/i di produzione sarà adottato nei casi in cui l'unità di generazione non sia in grado di mantenersi in giri senza l'ausilio della rete esterna e nel caso dei turbo vapori delle centrali a ciclo combinato

7.1.3. Protezioni contro le variazioni di frequenza (81)

Per tutti i gruppi generatori connessi alle reti AT ed AAT sono prescritte protezioni di minima e massima frequenza.

I relè di *minima frequenza* (81<) hanno il compito di distaccare i gruppi dalla rete in caso di discesa lenta o rapida della frequenza, mentre ai relè di *massima frequenza* (81>) è affidato il compito di anticipare il blocco delle macchine per massima velocità a seguito di perdita parziale o totale del carico.

I relè sono di norma alimentati dai TV posti sul montante MT dei generatori.

Se oltre a quelli previsti nella presente sezione sono presenti ulteriori relè di massima e minima tensione con azione di blocco gruppo, questi dovranno essere regolati secondo criteri di selettività scalare e cronometrica in modo da comandare l'azione di arresto gruppo solo se la frequenza non rientra nel range $47,5 \div 51,5$ Hz dopo la separazione dalla rete

Gruppi generatori convenzionali <i>Protezione di minima frequenza (81<)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 47,5 Hz; Tensione operativa: 0,2 V _{nG} dove V _{nG} è la tensione nominale del generatore Ritardo: 4,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 46,5 Hz; Tensione operativa: 0,2 V _n . Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Scatto dell'interruttore AT o AAT del trasformatore elevatore di gruppo in caso di generatori con trasformatore elevatore dedicato oppure scatto generatore in caso di più generatori in parallelo su uno stesso trasformatore elevatore. L'arresto gruppo sarà adottato nei casi in cui l'unità di generazione non sia in grado di mantenersi in giri senza l'ausilio della rete esterna e, di norma, nel caso dei turbo vapori delle centrali a ciclo combinato

Gruppi generatori convenzionali <i>Protezione di massima frequenza (81>)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 51,5 Hz; Tensione operativa: 0,8 V _n . Ritardo: 1 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 52,5 Hz; Tensione operativa: 0,8 V _{nG} dove V _{nG} è la tensione nominale del generatore Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Come caso 81<

Nel caso siano presenti protezioni di massima e minima frequenza ad una sola soglia, si regolerà le tarature come segue:

- *Protezione di minima frequenza (81<)*
 - Frequenza pari a 46,5 Hz;
 - Tensione operativa: 0,2 V_n.
 - Ritardo: 0,1 s.

- *Protezione di massima frequenza (81>)*
 - Frequenza pari a 52,5 Hz;
 - Tensione operativa: 0,8 V_n.
 - Ritardo: 0,1 s.

Protezione contro la mancata apertura dell'interruttore di gruppo (MAIG)

La protezione contro la Mancata Apertura dell'Interruttore di Gruppo prescritta è del tipo a massima corrente ed è attivata dallo scatto di tutte le protezioni che agiscono sull'interruttore considerato.

Protezione contro la Mancata Apertura interruttore di Gruppo (MAIG)

Soglia di intervento	Corrente pari al 10 ÷ 20% di I_{nG} , dove I_{nG} è la corrente nominale del generatore; Ritardo: 0,15 s. Se il tempo di apertura dell'interruttore è maggiore di 80 ms, la temporizzazione della protezione MAI va aumentata corrispondentemente.
Azione:	Blocco gruppo e apertura di tutti gli interruttori al contorno locali e, ove necessario, remoti.

7.2. Protezioni delle centrali eoliche

Le centrali eoliche sono considerate nella loro configurazione tipica rappresentata da un insieme di aerogeneratori raccolti in più sotto-campi con concentrazione della potenza prodotta in una stazione MT/AT. Dalla sezione MT di detta stazione la potenza viene immessa nella rete AT attraverso un trasformatore elevatore.

Le protezioni prese in esame sono quelle sensibili ai guasti nella rete AT. Esse sono presenti sia nella sezione AT della stazione di trasformazione sia a bordo dei singoli aerogeneratori come indicato nello schema di principio di **Fig. 4**. Le reti di connessione considerate sono quelle con livello di tensione 132 - 150 kV e 220 kV; per ragioni relative alla taglia delle centrali eoliche non sono previste connessioni delle stesse sul livello 380 kV.

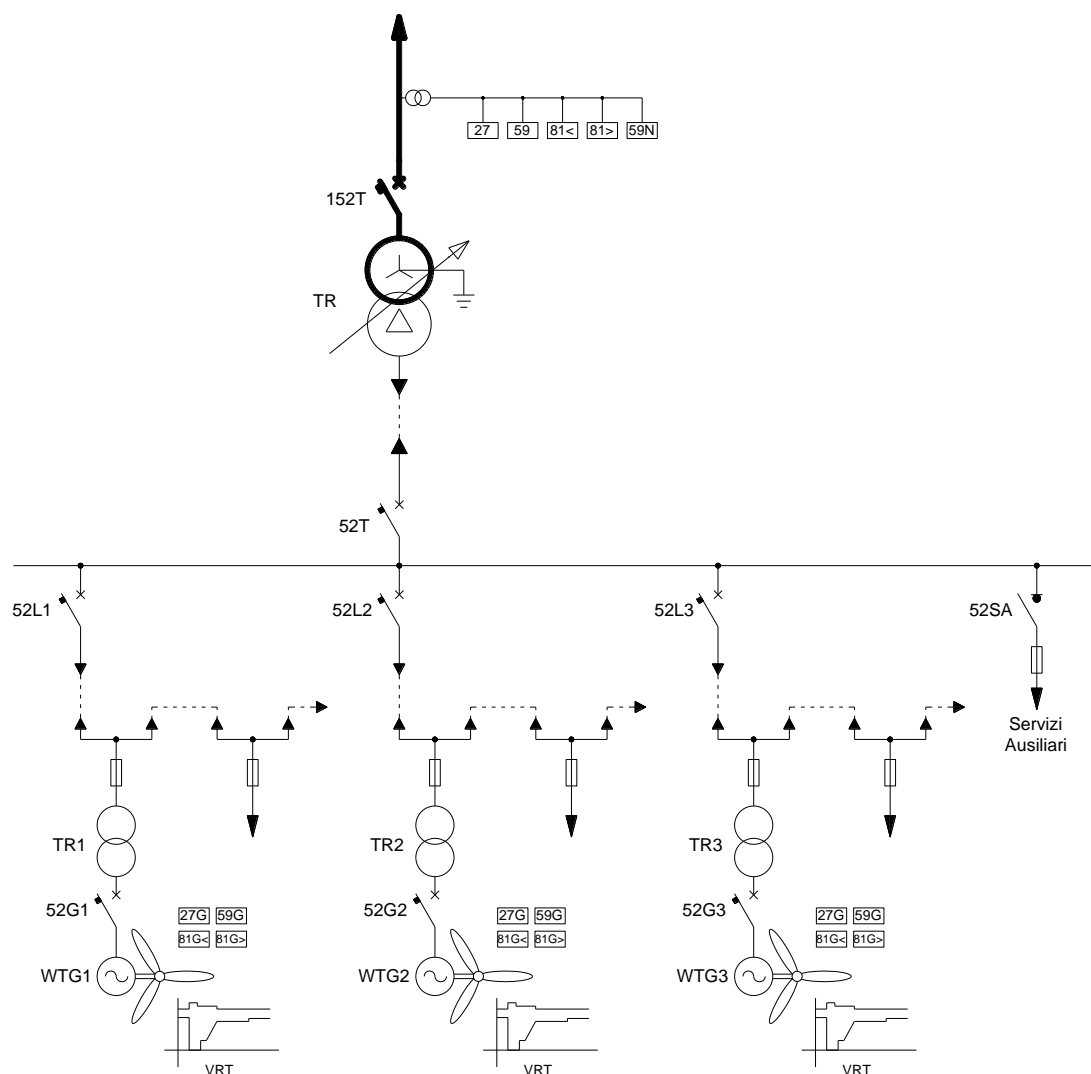


Fig. 4 – Assetto delle protezioni sensibili ai guasti ed alle perturbazioni nella rete di connessione di una centrale eolica

I valori di taratura di seguito indicati tengono conto sia delle normative in vigore che dei vincoli derivanti dalla tecnologia costruttiva della maggior parte degli aerogeneratori oggi presenti nel mercato; tali vincoli riguardano soprattutto la tenuta alle variazioni di tensione.

7.2.1. Protezioni di rete (27, 59, 59N, 81)

7.2.1.1. Caso A: Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della stazione di trasformazione sono indicati i seguenti valori:

Protezione di minima tensione rete (27)

La protezione è alimentata dalle tensioni concatenate di rete ed è dedicata al rilievo dei guasti polifase

Caso A – Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di minima tensione rete (27)

Soglia di intervento	Tensione pari all' 80 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 2,0 s per le centrali connesse alle reti a 132 - 150 kV, 2,8 s per le centrali connesse alla rete a 220 kV;
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima tensione rete (59)

La protezione è alimentata dalle tensioni concatenate ed è dedicata al rilievo delle situazioni di sovratensione.

Caso A- Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di massima tensione rete (59)

Soglia	Tensione pari al 115 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 1,0 s
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

La protezione è alimentata dalla tensione residua di rete ed è dedicata al rilievo dei guasti monofase.

Caso A- Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

1 ^a soglia	<p>Tensione di intervento V_{RES} pari a $10 \div 20\% V_{RES MAX}$</p> <p>$10 \div 15\% V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro isolato lato AT $15 \div 20\% V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro a terra lato AT¹</p> <p>dove $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per cortocircuito monofase a terra.</p> <p>Ritardo:</p> <p>2,0 s per le centrali connesse alle reti a 132 -150 kV 2,8 s per le centrali connesse alla rete a 220 kV</p>
2 ^a soglia	<p>Prevista solo per centrali eoliche dotate di trasformatore MT/AT con neutro isolato lato AT.</p> <p>Tensione di intervento V_{RES} pari a $70\% V_{RES MAX}$</p> <p>Ritardo: 0,1 s.</p>
Azione:	<p>Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.</p>

¹ I valori di regolazione più bassi sono associati ai casi di centrali con trasformatore elevatore MT/AT a neutro isolato lato AT; in tali casi infatti la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) può raggiungere fino a 3 volte la tensione nominale di fase.

I valori di regolazione più elevati sono invece associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT; in tali casi, su guasto monofase a terra e con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) assume valori intorno alla tensione di fase. Le indicazioni di taratura fornite mirano ad evitare interventi intempestivi delle protezioni 59N per effetto di squilibri naturali di rete.

Protezione di minima frequenza rete (81<)

Caso A- Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di minima frequenza rete (81<)

1 ^a soglia	<p>Frequenza pari a 47,5 Hz; Tensione operativa: $0,2V_{nR}$ dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 4,0 s.</p>
2 ^a soglia (ove presente)	<p>Frequenza pari a 46,5 Hz; Tensione operativa: $0,2 V_{nR}$; Ritardo: 0,1 s.</p>
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima frequenza rete (81>)

Caso A- Centrale eolica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Relè di massima frequenza rete (81>)

1 ^a soglia	<p>Frequenza pari a 51,5 Hz; Tensione operativa: $0,8 V_{nR}$ dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 1,0 s.</p>
2 ^a soglia (ove presente)	<p>Frequenza pari a 52,5 Hz; Tensione operativa: $0,8 V_{nR}$; Ritardo: 0,1 s.</p>
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

7.2.1.2. Caso B: Centrale eolica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT dei trasformatori elevatori sono indicati i seguenti valori:

Protezione di minima tensione rete (27)

Caso B: Centrale eolica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT <i>Protezione di minima tensione rete (27)</i>	
Soglia di intervento	Tensione pari all' 80 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 0,6 s.
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima tensione rete (59): Come caso A

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Caso B: Centrale eolica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT <i>Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)</i>	
1 ^a soglia	Tensione di intervento V_{RES} pari a 10 ÷ 20% $V_{RES MAX}$ 10 ÷ 15% $V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro isolato lato AT 15 ÷ 20% $V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro a terra lato AT ² dove $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per cortocircuito monofase a terra. Ritardo: 1,2 s
2 ^a soglia	Prevista solo per centrali eoliche dotate di trasformatore MT/AT con neutro isolato lato AT. Tensione di intervento V_{RES} pari a 70% $V_{RES MAX}$; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore di centrale MT/AT lato AT.

² I valori di regolazione più bassi sono associati ai casi di centrali con trasformatore elevatore MT/AT a neutro isolato lato AT; in tali casi infatti la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) può raggiungere fino a 3 volte la tensione nominale di fase.
I valori di regolazione più elevati sono invece associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT; in tali casi, su guasto monofase a terra e con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) assume valori intorno alla tensione di fase. Le indicazioni di taratura fornite mirano ad evitare interventi intempestivi delle protezioni 59N per effetto di squilibri naturali di rete.

Protezione di minima frequenza rete (81<):

Come Caso A

Protezione di massima frequenza rete (81>):

Come Caso A

7.2.2. Caratteristica Fault Ride Through e protezioni degli aerogeneratori

Per gli aerogeneratori vengono richieste caratteristiche e tarature identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della centrale.

7.2.2.1. Caratteristica di FRT (Fault Ride Through) per gli aerogeneratori

È richiesto che gli aerogeneratori siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione definiti nell'Allegato A.17 al CdR e riprodotti in Fig. 5.

Le tensioni controllate sono di norma quelle concatenate. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa si attiva quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

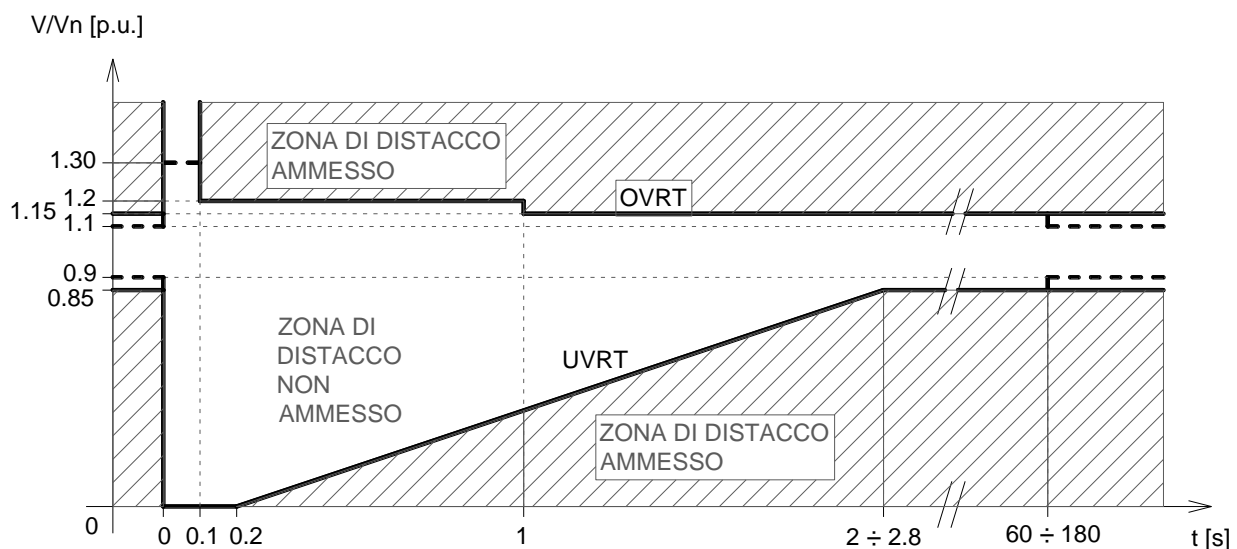


Fig. 5 – Caratteristica FRT per generatori eolici

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati dai cortocircuiti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione conseguenti alla rimozione dei cortocircuiti stessi (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale dell'aerogeneratore V_{NG} .

Nel caso di centrali eoliche con TR MT/AT dotato di Commutatore Sotto Carico (CSC) e Regolatore Automatico di Tensione (RAT), i profili possono essere ristretti al range 90 ÷ 110 % V_{NG} dopo 60 ÷ 180 s,

tale tempo deve risultare superiore a quello richiesto dal RAT del CSC per riportare la tensione nella sezione MT in tale fascia.

Le due caratteristiche FRT, quando presenti, sono realizzate via software all'interno degli inverter interposti tra gli aerogeneratori e la rete interna di centrale.

Relativamente agli aerogeneratori che non dispongono di una specifica funzione FRT e che sopperiscono a tale assenza attraverso soglie temporizzate di minima e massima tensione (protezioni) è richiesto di utilizzare valori di regolazione coordinati con le curve FRT ed in particolare di sostituire il tratto obliquo della caratteristica UVRT con un profilo a gradini senza restringere in alcun punto l'area di non intervento di **Fig. 5**.

7.2.2.2. Protezioni degli aerogeneratori

Le regolazioni da impostare nelle protezioni di massima e minima tensione degli aerogeneratori sono riportate nelle tabelle seguenti.

Protezione di minima tensione aerogeneratore (27G)

Centrale eolica connessa alla rete AT	
<i>Protezione di minima tensione aerogeneratore (27G)</i>	
1 ^a soglia	Tensione pari all' 85 % di V_{nG} dove V_{nG} è la tensione nominale dell'aerogeneratore Ritardo: 2,0 s per le centrali connesse alle reti a 132 - 150 kV, 2,8 s per le centrali connesse alla rete a 220 kV,
2 ^a soglia (ove presente)	Tensione e tempo coincidenti con un punto del tratto inclinato della caratteristica di LVRT con $V < 0,7 V_{nG}$ (ad esempio per generatori connessi alla rete a 132-150 kV: $0,3 V_{nG}$ ritardo 0,85s)
Azione:	Arresto aerogeneratore con apertura interruttore 52G.

Protezione di massima tensione aerogeneratore (59G)

Centrale eolica connessa alla rete AT <i>Protezione di massima tensione aerogeneratore (59G)</i>	
1 ^a soglia	Tensione pari al 115% di V_{nG} dove V_{nG} è la tensione nominale dell'aerogeneratore Ritardo: 1,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Tensione pari al 120% di V_{nG} dove V_{nG} è la tensione nominale dell'aerogeneratore Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Arresto aerogeneratore con apertura interruttore 52G

Di seguito sono indicati i valori di regolazione delle protezioni di massima e minima frequenza degli aerogeneratori

Protezione di minima frequenza aerogeneratore (81G<)

Centrale eolica connessa alla rete AT <i>Protezione di minima frequenza aerogeneratore (81G<)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 47,5 Hz; Tensione operativa: $0,2 V_{nG}$ dove V_{nG} è la tensione nominale dell'aerogeneratore; Ritardo: 4,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 46,5 Hz; Tensione operativa: $0,2 V_{nG}$; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Arresto aerogeneratore con apertura interruttore 52G

Protezione di massima frequenza aerogeneratore (81G>)

Centrale eolica connessa alla rete AT <i>Protezione di massima frequenza aerogeneratore (81G>)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 51,5 Hz; Tensione operativa: $0,8 V_{nG}$ dove V_{nG} è la tensione nominale dell'aerogeneratore; Ritardo: 1,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 52,5 Hz; Tensione operativa: $0,8 V_{nG}$ Ritardo: 0,1 s
Azione:	Arresto aerogeneratore con apertura interruttore 52G

7.3. Protezioni delle centrali fotovoltaiche

Le centrali fotovoltaiche, al pari delle centrali eoliche, sono considerate nella loro configurazione tipica rappresentata da un insieme di pannelli organizzati in stringhe e raccolti in più sottocampi con concentrazione della potenza prodotta in una stazione di raccolta e trasformazione MT/AT. Dalla sezione MT di detta stazione la potenza viene immessa nella rete AT attraverso un trasformatore elevatore.

Le protezioni prese in esame sono quelle sensibili ai guasti nella rete AT. Esse sono presenti sia nella sezione AT della stazione di trasformazione sia a bordo degli inverter cc/ca come indicato nello schema di principio di Fig. 6. Le reti di connessione considerate sono quelle con livello di tensione 132 - 150 kV e 220 kV; per ragioni relative alla taglia delle centrali fotovoltaiche non sono previste connessioni delle stesse sul livello 380 kV.

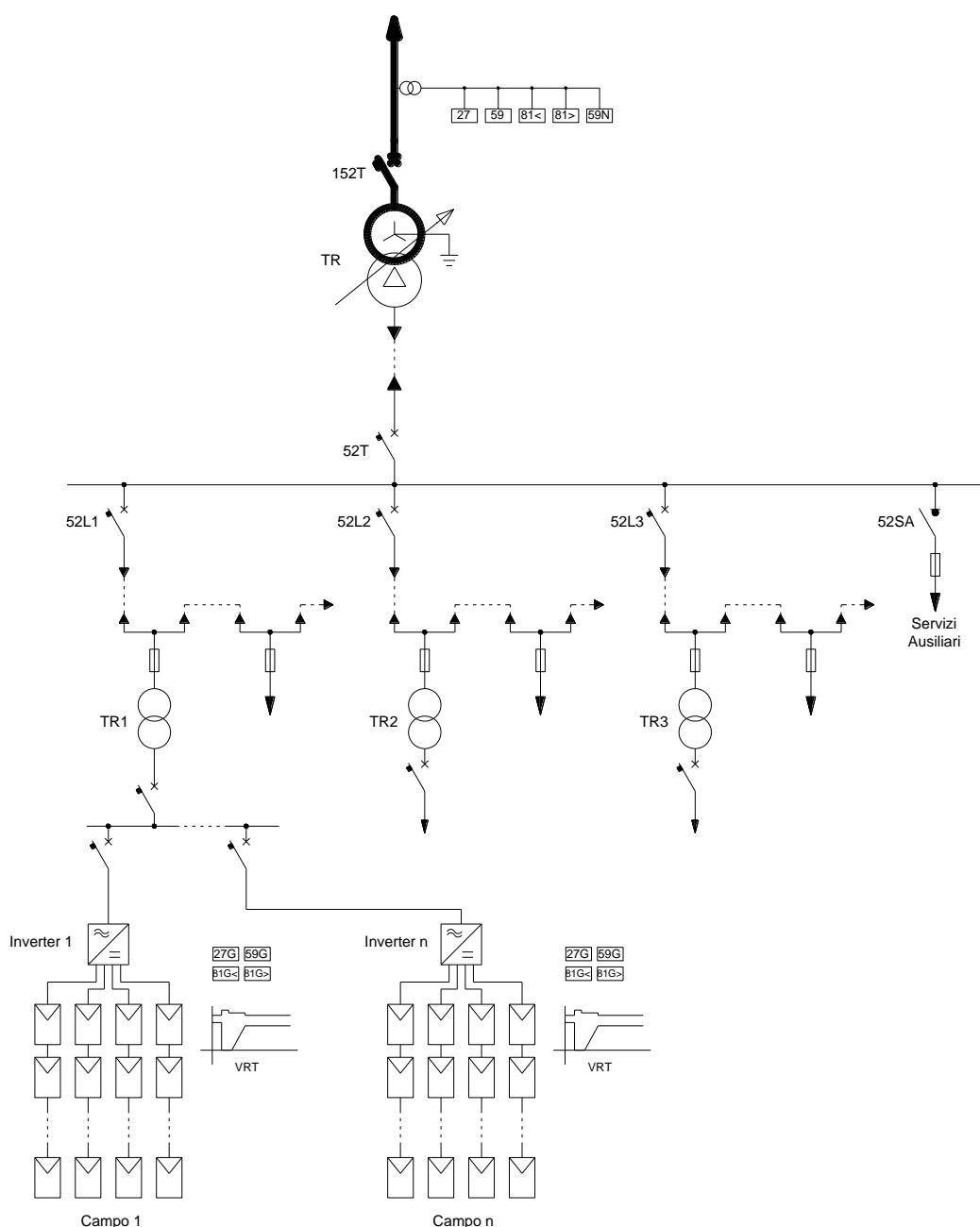


Fig. 6 - Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione di una centrale fotovoltaica

I valori di taratura di seguito indicati tengono conto sia delle normative in vigore che delle caratteristiche costruttive degli inverter installati negli shelter MT/BT.

7.3.1. Protezioni di rete (27, 59, 59N, 81)

7.3.1.1. Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della stazione di trasformazione sono indicati i seguenti valori:

Protezione di minima tensione rete (27)

La protezione è alimentata dalle tensioni concatenate di rete ed è dedicata al rilievo dei guasti polifase.

Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di minima tensione rete (27)

Soglia di intervento	Tensione pari all' 80 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 2,0 s per le centrali connesse alle reti a 132 - 150 kV, 2,8 s per le centrali connesse alla rete a 220 kV;
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima tensione rete (59)

La protezione è alimentata dalle tensioni concatenate ed è dedicata al rilievo delle situazioni di sovratensione.

Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di massima tensione rete (59)

Soglia	Tensione pari al 115 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 1,0 s.
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

La protezione è alimentata dalla tensione residua di rete ed è dedicata al rilievo dei guasti monofase.

Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

<p>1^a soglia</p>	<p>Tensione di intervento V_{RES} pari a $10 \div 20\% V_{RES\ MAX}$</p> <p>$10 \div 15\% V_{RES\ MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro isolato lato AT; $15 \div 20\% V_{RES\ MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro a terra lato AT³</p> <p>dove $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per cortocircuito monofase a terra.</p> <p>Ritardo:</p> <p>2,0 s per le centrali connesse alle reti a 132 -150 kV; 2,8 s per le centrali connesse alla rete a 220 kV;</p>
<p>2^a soglia</p>	<p>Previsto solo per centrali fotovoltaiche dotate di trasformatore MT/AT con neutro isolato lato AT).</p> <p>Tensione di intervento V_{RES} pari a $70\% V_{RES\ MAX}$</p> <p>Ritardo: 0,1 s.</p>
<p>Azione:</p>	<p>Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.</p>

³ I valori di regolazione più bassi sono associati ai casi di centrali con trasformatore elevatore MT/AT a neutro isolato lato AT; in tali casi infatti la tensione residua massima ($V_{RES\ MAX}$) può raggiungere fino a 3 volte la tensione nominale di fase.

I valori di regolazione più elevati sono invece associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT; in tali casi, su guasto monofase a terra e con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, la tensione residua massima ($V_{RES\ MAX}$) assume valori intorno alla tensione di fase. Le indicazioni di taratura fornite mirano ad evitare interventi intempestivi delle protezioni 59N per effetto di squilibri naturali di rete.

Protezione di minima frequenza rete (81<)

<p>Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente</p> <p><i>Protezione di minima frequenza rete (81<):</i></p>	
1 ^a soglia	<p>Frequenza pari a 47,5 Hz</p> <p>Tensione operativa: $0,2V_{nR}$</p> <p>dove V_{nR} è la tensione nominale della rete;</p> <p>Ritardo: 4,0 s.</p>
2 ^a soglia (ove presente)	<p>Frequenza pari a 46,5 Hz</p> <p>Tensione operativa: $0,2 V_{nR}$</p> <p>dove V_{nR} è la tensione nominale della rete;</p> <p>Ritardo: 0,1 s.</p>
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.

Protezione di massima frequenza rete (81>)

<p>Caso A: Centrale fotovoltaica connessa ad Impianto di Consegna in entra-esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente</p> <p><i>Protezione di massima frequenza rete (81>):</i></p>	
1 ^a soglia	<p>Frequenza pari a 51,5 Hz</p> <p>Tensione operativa: $0,8 V_{nR}$</p> <p>dove V_{nR} è la tensione nominale della rete</p> <p>Ritardo: 1,0 s.</p>
2 ^a soglia (ove presente)	<p>Frequenza pari a 52,5 Hz</p> <p>Tensione operativa: $0,8 V_{nR}$</p> <p>dove V_{nR} è la tensione nominale della rete;</p> <p>Ritardo: 0,1 s.</p>
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

7.3.1.2. Caso B: Centrale fotovoltaica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT dei trasformatori elevatori sono indicati i seguenti valori:

Protezione di minima tensione rete (27)

Caso B: Centrale fotovoltaica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT <i>Protezione di minima tensione di rete (27)</i>	
Soglia di intervento	Tensione pari all' 80 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 0,6 s.
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di massima tensione rete (59) Come caso A

Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Caso B: Centrale fotovoltaica su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT <i>Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)</i>	
1 ^a soglia	Tensione di intervento V_{RES} pari a $10 \div 20\% V_{RES MAX}$ $10 \div 15\% V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro isolato lato AT $15 \div 20\% V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro a terra lato AT ⁴ dove $V_{RES} = 3V_O$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per cortocircuito monofase a terra. Ritardo: 1,2 s
2 ^a soglia	Prevista solamente per centrali fotovoltaiche dotate di trasformatori MT/AT con neutro isolato lato AT Tensione di intervento V_{RES} pari a $70\% V_{RES MAX}$ Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT

Protezione di minima frequenza rete (81<) Come Caso A

⁴ I valori di regolazione più bassi sono associati ai casi di centrali con trasformatore elevatore MT/AT a neutro isolato lato AT; in tali casi infatti la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) può raggiungere fino a 3 volte la tensione nominale di fase.
I valori di regolazione più elevati sono invece associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT; in tali casi, su guasto monofase a terra e con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) assume valori intorno alla tensione di fase. Le indicazioni di taratura fornite mirano ad evitare interventi intempestivi delle protezioni 59N per effetto di squilibri naturali di rete.

Protezione di massima frequenza rete (81>)

Come Caso A

7.3.2. Caratteristica di Fault Ride Through e protezioni a bordo degli inverter

Per le centrali fotovoltaiche vengono richieste caratteristiche e tarature identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della centrale.

7.3.2.1. Caratteristica di FRT (Fault Ride Through) per generatori fotovoltaici

E' richiesto che gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione definiti nell'allegato A.68 al CdR e riprodotti in Fig. 7

Le tensioni controllate sono di norma quelle concatenate. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa si attiva quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

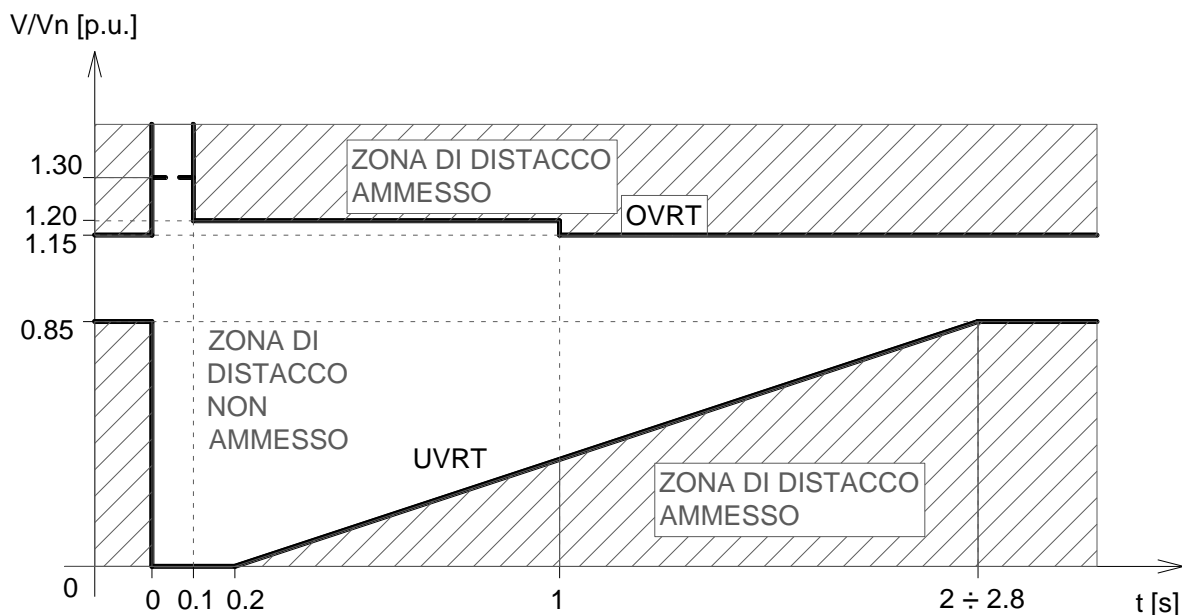


Fig. 7 - Caratteristica FRT per generatori fotovoltaici

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati dai cortocircuiti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione conseguenti alla rimozione dei cortocircuiti stessi (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale dell'inverter V_{nl}

Le due caratteristiche FRT, quando presenti, sono realizzate via software all'interno degli inverter installati negli shelter BT/MT.

Sono ammesse curve caratteristiche diverse da quelle rappresentate a condizione che venga garantita la copertura dell'intera area di non distacco indicata.

Relativamente agli inverter che non dispongono di una specifica funzione FRT si può sopperire a tale assenza attraverso soglie temporizzate di minima e massima tensione (protezioni). È richiesto di utilizzare valori di regolazione coordinati con le curve FRT ed in particolare di sostituire il tratto obliquo della caratteristica LVRT con un profilo a gradini senza restringere in alcun punto l'area di non intervento di Fig. 7.

7.3.2.2. Protezioni a bordo degli inverter

Le regolazioni da impostare nelle protezioni di massima e minima tensione degli inverter sono riportate nelle tabelle seguenti.

Protezione di minima tensione inverter (27G)

Centrale fotovoltaica connessa alla rete AT <i>Protezione di minima tensione inverter (27G)</i>	
1 ^a soglia	Tensione pari all' 80 % di V_{nl} , dove V_{nl} è la tensione nominale all'uscita in ca dell'inverter Ritardo: 2,0 s per le centrali connesse alle reti a 132 - 150 kV 2,8 s per le centrali connesse alla rete a 220 kV
2 ^a soglia (ove presente)	Tensione e tempo coincidenti con un punto del tratto inclinato della caratteristica di LVRT con $V < 0,7 V_{nG}$ (ad esempio per generatori connessi alla rete a 132-150 kV: $0,3 V_{nG}$ ritardo 0,85s).
Azione:	Arresto inverter (spegnimento elettronico) con o senza apertura del contattore interno.

Protezione di massima tensione inverter (59G)

Centrale fotovoltaica connessa alla rete AT <i>Protezione di massima tensione inverter (59G)</i>	
1 ^a soglia	Tensione pari al 115% di V_{nl} dove V_{nl} è la tensione nominale all'uscita in ca dell'inverter; Ritardo: 1,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Tensione pari al 120% di V_{nl} dove V_{nl} è la tensione nominale all'uscita in ca dell'inverter; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Arresto inverter (spegnimento elettronico) con o senza apertura del contattore interno.

Protezione di minima frequenza inverter (81G<)

Centrale fotovoltaica connessa alla rete AT <i>Protezione di minima frequenza inverter (81<)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 47,5 Hz; Tensione operativa: $0,2V_{nl}$ dove V_{nl} è la tensione nominale all'uscita in ca dell'inverter; Ritardo: 4,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 46,5 Hz; Tensione operativa: $0,2V_{nl}$; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Arresto inverter (spegnimento elettronico) con o senza apertura del contattore interno.

Protezione di massima frequenza inverter (81G>)

Centrale fotovoltaica connessa alla rete AT <i>Protezione di massima frequenza inverter (81>)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 51,5 Hz; Tensione operativa: $0,8 V_{nl}$ dove V_{nl} è la tensione nominale all'uscita in ca dell'inverter; Ritardo: 1,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 52,5 Hz; Tensione operativa: $0,8 V_{nl}$ Ritardo: 0,1 s
Azione:	Arresto inverter (spegnimento elettronico) con o senza apertura del contattore interno.

7.4. Protezioni degli impianti misti di produzione e consumo

Negli impianti di autoproduzione⁵ è fortemente avvertita l'esigenza di garantire la continuità di funzionamento in isola separata in caso di disturbi nella rete di connessione (cortocircuito, degrado di tensione, degrado di frequenza, ecc...).

Nella **Fig. 8** è esemplificato un impianto di autoproduzione di media taglia connesso alla rete AT (132-150 kV) con le tipiche protezioni previste per impianti di questa classe.

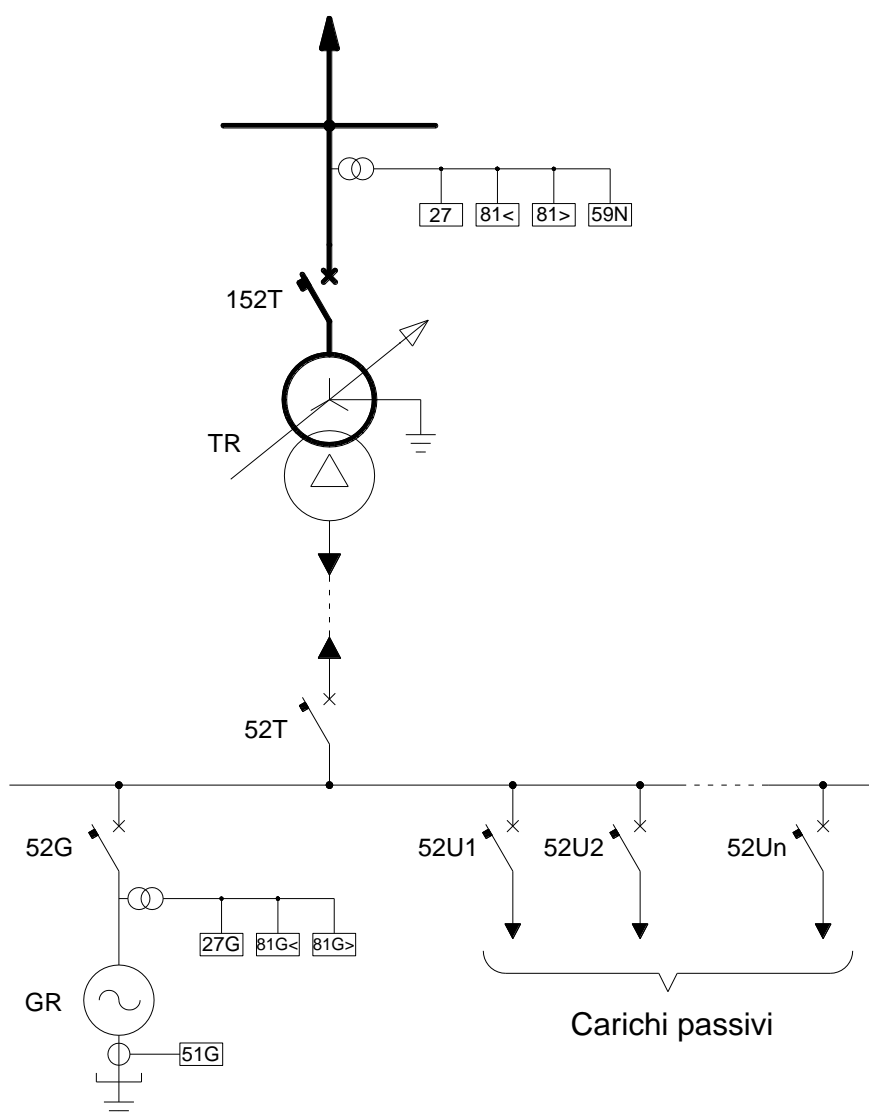


Fig. 8 – Assetto tipico delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni esterne di un tipico impianto misto di produzione e consumo connesso alla rete AT

⁵ Impianti misti di produzione e consumo che producono energia elettrica e la utilizzano totalmente o in parte.

7.4.1. Protezioni lato AT

Le protezioni contro i disturbi nella rete esterna sono collocate nella sezione AT dell'impianto con comando di apertura del trasformatore MT/AT di connessione alla rete. In cascata viene attivata una Logica di Funzionamento in Isola (LFI) in base alla quale possono essere distaccati carichi in eccesso.

Le diverse protezioni sono individuate sulla base del tipo di connessione dell'impianto alla rete, dello schema realizzato, della potenza dei gruppi generatori e dello stato del neutro dei trasformatori di connessione. Esse possono essere dei tipi seguenti:

- Protezione di minima tensione (27)
- Protezione di massima tensione omopolare (59N)
- Protezione di minima frequenza (81<)
- Protezione di massima frequenza (81>)

In alcuni casi può essere presente anche protezione distanziometrica (21)

Protezione di minima tensione (27)

Può essere applicata a tutti gli impianti indipendentemente dalla potenza di generazione installata. È alimentata dalle tensioni concatenate di rete.

Negli impianti con protezione distanziometrica sul lato AT del trasformatore di connessione alla rete (di norma quelli con potenza di generazione elevata) essa ha funzione di difesa contro le situazioni di degrado della tensione.

Negli impianti privi di protezione distanziometrica (di norma quelli con potenza di generazione più bassa) la protezione di minima tensione ha la duplice funzione di rilievo dei guasti polifase in rete e di difesa contro le situazioni di degrado della tensione.

La seconda soglia (opzionale) ha il compito di distaccare l'impianto dalla rete in caso di transitori molto violenti di tensione in tempi brevi.

Impianti di misti di produzione e consumo	
<i>Protezione di minima tensione di rete (27)</i>	
1 ^a soglia	Tensione pari al 80 % di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 2,0 s per gli impianti connessi in entra/esce nella rete a 132 - 150 kV; 2,8 s per gli impianti connessi in entra/esce nella rete a 220 kV; 4,0 s per le centrali connesse in entra/esce nella rete a 380 kV; 0,6 s per gli impianti connessi in antenna oppure in derivazione rigida nelle reti a 132 - 150 e 220 kV.
2 ^a soglia (solo per gli impianti in entra/esce)	Tensione pari al 40% di V_{nR} , dove V_{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 0,6 s

Impianti di misti di produzione e consumo <i>Protezione di minima tensione di rete (27)</i>	
Azione:	Scatto del trasformatore di connessione alla rete AT/MT, sul lato dotato di dispositivo syncho-check per la chiusura dell'interruttore (di norma sul lato AT)

Protezione di massima tensione omopolare (59N)

Si applica a tutti gli impianti con trasformatore di connessione alla rete esercito a neutro isolato nonché agli impianti con il centro stella dello stesso trasformatore collegato francamente a terra ma privi di protezione distanziometrica nel lato AT. Casi di questo tipo trovano applicazione solo nelle reti AT a 132-150 kV e 220 kV.

È protezione dedicata al rilievo dei guasti monofase in rete.

Impianti di misti di produzione e consumo <i>Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)</i>	
1 ^a soglia	Tensione di intervento V_{RES} pari a $10 \div 20\% V_{RES MAX}$ $10 \div 15\% V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro isolato lato AT; $15 \div 20\% V_{RES MAX}$ per centrali con trasformatori MT/AT con neutro a terra lato AT ⁶ dove $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per cortocircuito monofase a terra. Ritardo: 2,0 s per gli impianti connessi in entra/esce nelle reti a 132 - 150 kV; 2,8 s per gli impianti connessi in entra/esce nella rete a 220kV; 1,2 s per gli impianti connessi in antenna oppure in derivazione rigida nelle reti a 132 - 150 e 220 kV;
2 ^a soglia	Prevista solo in impianti dotati di trasformatori MT/AT con neutro isolato sul lato AT Tensione di intervento V_{RES} pari a $70\% V_{RES MAX}$; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Scatto del trasformatore di connessione alla rete AT/MT, sul lato dotato di dispositivo syncho-check per la chiusura dell'interruttore (di norma sul lato AT)

Protezione di minima frequenza (81<)

Si applica a tutti gli impianti indipendentemente dalla potenza di generazione installata. Le tarature di seguito indicate sono le stesse previste per le unità di sola produzione

⁶ I valori di regolazione più bassi sono associati ai casi di centrali con trasformatore elevatore MT/AT a neutro isolato lato AT; in tali casi infatti la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) può raggiungere fino a 3 volte la tensione nominale di fase.
I valori di regolazione più elevati sono invece associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT; in tali casi, su guasto monofase a terra e con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) assume valori intorno alla tensione di fase. Le indicazioni di taratura fornite mirano ad evitare interventi intempestivi delle protezioni 59N per effetto di squilibri naturali di rete.

Impianti di misti di produzione e consumo <i>Protezione di minima frequenza (81<)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a: 47,5 Hz Tensione operativa: 0,2 V _{nR} dove V _{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 4,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 46,5 Hz; Tensione operativa: 0,2 V _{nR} dove V _{nR} è la tensione nominale della rete Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Scatto del trasformatore di connessione alla rete AT/MT, sul lato dotato di dispositivo syncho-check per la chiusura dell'interruttore (di norma sul lato AT)

Protezione di massima frequenza (81>)

Impianti di misti di produzione e consumo <i>Protezione di massima frequenza (81>)</i>	
1 ^a soglia	Frequenza pari a 51,5 Hz; Tensione operativa: 0,8 V _{nR} dove V _{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 1,0 s.
2 ^a soglia (ove presente)	Frequenza pari a 52,5 Hz; Tensione operativa: 0,8 V _{nR} dove V _{nR} è la tensione nominale della rete; Ritardo: 0,1 s.
Azione:	Scatto del trasformatore di connessione alla rete AT/MT, sul lato dotato di dispositivo syncho-check per la chiusura dell'interruttore (di norma sul lato AT).

Protezione distanziometrica (21)

Tale protezione è raramente presente. Se installata, i criteri di taratura sono gli stessi indicati nel paragrafo 7.1.1.1. "Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale superiore a 200 MVA".

7.4.2. Protezioni dei generatori

Le *protezioni dei gruppi generatori* sensibili ai guasti ed ai disturbi di rete devono essere regolate secondo criteri di selettività scalare e cronometrica con le protezioni omologhe previste nella sezione AT o AAT d'impianto. In particolare, per quanto riguarda il tempo di intervento, deve essere assicurato un intervallo di selettività Δt di $0,4 \div 0,5$ s. Esse agiscono con comando di scatto o di blocco dei generatori. Le protezioni soggette all'applicazione di tali regole sono le seguenti:

- protezione di minima impedenza (21G);
- protezione di massima corrente (51G);
- protezione di minima tensione (27G);
- protezione di massima e minima frequenza (81G).

8. PROTEZIONI DEI SISTEMI DI SBARRA E DEGLI INTERRUTTORI DI STAZIONE

8.1. Protezione differenziale di sbarra (87SB)

La protezione differenziale di sbarra viene installata per eliminare rapidamente e selettivamente i guasti nei nodi in cui la perdita contemporanea dei sistemi di sbarre o un ritardo nell'eliminazione di un cortocircuito può provocare un vasto disservizio o una intollerabile perdita di generazione.

È richiesta in tutte le stazioni di tipo A delle reti a 380 kV e 220 kV [A.4].

La protezione differenziale di sbarra può essere ad alta impedenza oppure di tipo compensato con corrente differenziale d'intervento $I_D = \sum I$ crescente all'aumentare della corrente di stabilizzazione (o di ritenuta) I_S .

Per la taratura dei parametri principali valgono i seguenti criteri:

<i>Protezione differenziale di sbarra (87SB)</i>	
Corrente differenziale di avviamento	<p>Per l'avviamento della protezione deve essere scelto un valore di corrente $I_D >$ che soddisfi le seguenti condizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) inferiore alla minima corrente di cortocircuito per guasto nelle sbarre; 2) superiore alla massima corrente di carico che interessa i singoli collegamenti afferenti al sistema di sbarre. <p>Dall'applicazione dei criteri suddetti derivano i seguenti valori tipici:</p> <p>sbarre 380 kV $I_D \geq 3200$ A</p> <p>sbarre 220 kV $I_D \geq 1600$ A</p> <p>sbarre 132-150 kV $I_D \geq 1200$ A</p> <p>In caso di nodi caratterizzati da debole corrente di cortocircuito devono essere adottati valori più bassi.</p>
Stabilizzazione	<p>Il rapporto tra la corrente differenziale e la corrente di stabilizzazione (pendenza della caratteristica di intervento) deve essere scelto in modo da evitare con sicurezza lo scatto del relè in caso di guasto esterno al sistema di sbarre con saturazione anche parziale dei TA.</p> <p>La taratura dovrà considerare tutti i fattori che influenzano la risposta al secondario dei TA in presenza di saturazione: corrente di cortocircuito e costante di tempo della componente continua; prestazioni dei riduttori di corrente e carico totale applicato al secondario dei TA.</p> <p>Con corrente di stabilizzazione uguale alla somma scalare delle correnti di nodo ($I_S = \sum I$), la pendenza della caratteristica dovrà essere compresa nell'intervallo 50÷70%.</p>
Azione:	Apertura di tutti gli interruttori riferiti alla sbarra protetta.

8.2. Protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI)

La protezione contro la mancata apertura degli interruttori della stazione è installata, ove prevista, singolarmente o unitamente alla protezione di sbarra. Può anche trovarsi all'interno di uno degli apparati di protezione di stallo (distanziometrica, differenziale di linea o di trasformatore, massima corrente). Essa è del tipo a massima corrente e viene attivata dal comando di apertura delle protezioni che agiscono sugli interruttori considerati; non viene, invece, attivata se il comando di apertura è impartito manualmente.

Negli stalli ove è previsto l'impiego della richiusura rapida unipolare (stalli linea e parallelo sbarre K) la protezione di mancata apertura dell'interruttore è di tipo unipolare, in tutti gli altri stalli (trasformatori, congiuntori, condensatori, reattori shunt, ecc.) è di tipo tripolare.

L'intervento della protezione MAI deve essere temporizzato in modo da tener conto, con un certo margine, del tempo di manovra in apertura dell'interruttore.

<i>Protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI)</i>	
Soglia di intervento	<p>Corrente pari al $10 \div 20\%$ di I_n dove I_n è:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la corrente nominale del TA per gli stalli linea, arrivo utente, parallelo e congiuntore sbarre - la corrente nominale dell'elemento a cui lo stallo si riferisce (trasformatore, condensatore, reattore shunt, ecc...) negli altri casi; <p>Ritardo: 0,12 s.</p> <p>Se il tempo di apertura dell'interruttore è maggiore di 50 ms la temporizzazione della protezione MAI va aumentata corrispondentemente.</p>
Azione:	Apertura di tutti gli interruttori riferiti alla stessa sbarra cui fa capo l'interruttore che non si è aperto.

8.3. Protezione discordanza poli (DP)

È richiesto che la protezione discordanza poli intervenga con i tempi di seguito indicati ad aprire i poli di un interruttore rimasti in posizione difforme da quella richiesta a seguito di un comando di apertura o di chiusura, automatico oppure manuale:

<i>Protezione discordanza poli (DP)</i>	
Tempo di intervento	<p>a) Interruttore di stallo linea o stallo parallelo sbarre in cui è prevista la richiusura automatica rapida di tipo unipolare: $t_{DP} = \text{Tempo di attesa della RRA unipolare} + 0,5 \text{ s}^7$;</p> <p>b) Interruttore di stallo linea o stallo parallelo sbarre in cui è prevista la sola richiusura automatica rapida di tipo tripolare, <i>oppure</i> interruttore di stallo linea, stallo parallelo sbarre o stallo congiuntore privo di richiusura automatica rapida, <i>oppure</i> interruttore di stallo macchina (trasformatore, reattore shunt, condensatore, ecc...): $t_{DP} = 0,1 \text{ s}$.</p>
Azione:	Apertura tripolare dell'interruttore.

8.4. Dispositivo di controllo sincronismo per la chiusura degli interruttori (25)

Per la chiusura degli interruttori destinati ad unire in parallelo punti diversi della rete sono previsti dispositivi synchro-check in grado di impedire l'esecuzione della manovra quando la differenza di tensione in modulo ed in fase dei punti uniti oppure lo scorrimento tra le reti superano i livelli di soglia impostati.

Per la loro taratura valgono i seguenti valori:

<i>Dispositivo di controllo sincronismo per la chiusura degli interruttori (25)</i>	
Differenza di tensione (modulo):	$15 \div 20\% V_n$;
Differenza di fase:	$30^\circ \div 45^\circ$ ⁸ I valori più alti si applicano agli interruttori degli impianti a 380 kV ed a quelli degli impianti a 220 kV con funzione di trasmissione;
Scorrimento (per reti sincrone):	$0,02 \div 0,05\%$;
Scorrimento (per reti asincrone):	$0,4 \div 0,6\%$ I valori più bassi si applicano agli interruttori degli impianti dell'Italia settentrionale e quelli più alti agli interruttori degli impianti dell'Italia meridionale ed insulare;
Tempo di verifica:	30 s;

⁷ Il tempo di 0,5 s può essere innalzato fino ad 1 s negli interruttori più vecchi in cui il dispositivo discordanza poli è di tipo elettropneumatico o elettromeccanico.

⁸ In casi particolari 60°

Azione:	Chiusura dell'interruttore
---------	----------------------------

9. PROTEZIONI DELLE LINEE ELETTRICHE

Nel seguente capitolo sono descritte le protezioni delle linee elettriche aeree e in cavo. Per le linee miste si rimanda ai due casi precedenti in funzione della prevalenza del tratto aereo o del tratto in cavo rispettivamente. Tuttavia, data la innumerevole possibilità di casi presenti, può essere necessario ricorrere a tarature ad-hoc.

9.1. Protezioni di linee aeree tipiche

Per linea aerea tipica si intende una linea a due estremi con lunghezza superiore a 3 km se di livello di tensione inferiore o uguale a 220 kV e superiore a 5 km se di livello di tensione 380 kV.

9.1.1. Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)

Ciascun estremo di una linea aerea tipica può essere protetto con una o due *protezioni distanziometriche (21)* in accordo a quanto previsto nell'Allegato A.4 al CdR. Di seguito vengono indicati i criteri di carattere generale da adottare per la taratura di tali protezioni. I criteri indicati sono validi per ambedue le protezioni di linea nei casi in cui sia prevista la doppia protezione distanziometrica.

9.1.1.1. Correnti di funzionamento

Le tarature indicate fanno riferimento a rapporti tipici dei TA:

- 132 - 150 kV: 800/5
- 220 kV: 1600/5
- 380 kV: 1600/5 oppure 3200/5

Si riportano nel prospetto successivo i valori assoluti di corrente minima di funzionamento I_{min} , corrente di riconoscimento di guasto a terra $I_E=3I_0$, e la corrente di riconoscimento di linea aperta I_{AP} relativi ai diversi livelli di tensione di impiego delle protezioni distanziometriche

	380 kV	220 kV	150-132 kV
Corrente minima di funzionamento (I_{min})	320 A	320 A	160 A
Corrente di riconoscimento di guasto a terra (I_E)	320 A	320 A	160 A
Corrente di riconoscimento di linea aperta (I_{AP})	160 A	80 A	40 A

9.1.1.2. Avviamento a minima impedenza

Devono essere adottati valori di impedenza in grado di soddisfare le condizioni di seguito elencate tenendo conto che nelle protezioni numeriche di norma la zona di avviamento coincide con la 4^a e 5^a zona di misura.

- 1) coprire in direzione avanti un'area di impedenza superiore a quella della 3° zona di misura regolata nella protezione: $Z_{AVV} \geq 1,25 \cdot Z_{III}$;
- 2) coprire in direzione avanti una zona comprensiva della linea in partenza dalla stazione affacciata tenendo conto degli effetti di infeed. La regola da applicare è la seguente:
 $X_{AVV} \geq 120\% \cdot (X_L + nX_{LL})$ dove X_L è la reattanza della linea protetta, X_{LL} la reattanza della linea più lunga a valle della linea protetta ed n è il numero delle linee afferenti alla stazione affacciata che, in caso di guasto, alimentano la linea lunga LL . Tale criterio viene applicato in modo sistematico alle linee dei livelli di tensione 380 e 220 kV nelle quali, tuttavia, il valore massimo della reattanza di avviamento è comunque limitato a 125 ohm (eccezionalmente 140 ohm). Negli stalli dotati di doppia protezione è richiesto che una sola protezione rispetti questa regola. Per i livelli di tensione inferiore non sono previste regole codificate e la scelta dell'impedenza di avviamento va eseguita in modo da assicurare la funzione di riserva a distanza della protezione in esame tenendo conto degli effetti di infeed presenti nelle normali condizioni di esercizio e facendo affidamento sugli scatti in sequenza delle protezioni;
- 3) compensare una resistenza di guasto R_G su guasti monofase in linea mai inferiore a 20 ohm tenendo conto dell'effetto di infeed della corrente che fluisce nel guasto dall'estremo opposto. Su guasti bifase e trifase può essere accettato un valore minore della R_G compensata, comunque mai inferiore a 15 ohm. Il coefficiente di infeed da considerare deve essere di valore uguale a 2;
- 4) in assenza di guasto evitare avviamenti delle protezioni regolandole in direzione resistiva su valori inferiori alla minima resistenza di carico ipotizzabile $R_{C\ MIN}$. Il calcolo va eseguito in situazione di basso livello della tensione di esercizio adottando un margine di sicurezza del 20% rispetto a $R_{C\ MIN}$ (Z_{AVV} a $\varphi = 0^\circ \leq 80\% R_{C\ MIN}$). Il margine del 20% è scelto per tenere conto anche della presenza dei dispositivi antipendolanti la cui regolazione va collocata in questa fascia di impedenza.

Per le linee del livello di tensione 380 kV il limite di potenza transitabile senza avviamento delle protezioni è fissato in circa 1700 MW con tensione $V \square 380$ kV. Tale valore è coerente con la portata massima in corrente (3000 A) del conduttore tipico degli elettrodotti a 380 kV (3AA585). Esso rappresenta un requisito *minimo* stabilito con riferimento alle più antiche protezioni elettromeccaniche in corso di superamento nella rete primaria, anche se ancora presenti. Con le protezioni statiche analogiche, ed ancor più con quelle numeriche, il limite di potenza transitabile senza avviamento delle protezioni e dei dispositivi antipendolanti viene aumentato fino ad un valore di 3300 MW. Nella Tab. 1 sono riassunti i valori di riferimento per la taratura della componente resistiva degli avviatori a minima impedenza (Z_{AVV} a $\varphi = 0^\circ$) con associato il corrispondente valore della corrente I_{AVV} (a $\varphi = 0^\circ$).

Tab1: Potenze di transito e valori di taratura di riferimento per gli avviatori delle protezioni distanziometriche delle linee a 380 kV

	Protezioni elettromeccaniche	Protezioni statiche	Protezioni numeriche
Potenza transitabile senza avviamento delle protezioni	1700 MW	2500 MW	3300 MW
Z_{AVV} a $\varphi = 0^\circ$	$\leq 68 \Omega/\text{fase}$	$\leq 46 \Omega/\text{fase}$	$\leq 35 \Omega/\text{fase}$

I_{AVV} a $\varphi = 0^\circ$	≥ 3200 A	≥ 4800 A	≥ 6400 A
---------------------------------	---------------	---------------	---------------

Nota: valori di potenza validi per transiti a $V= 380$ kV. Margine di sicurezza tra impedenze di carico e valori di avviamento delle protezioni = 20%

- 5) essere inferiore alla minima impedenza vista sulle fasi sane a seguito di cortocircuito monofase in linea in modo da operare una corretta selezione di fase e consentire, quando prevista, la riuscita della richiusura automatica rapida unipolare.
Nelle linee della rete a 380 kV deve essere garantita una corretta selezione di fase con correnti di circolazione sulle fasi sane (correnti di guasto + correnti di carico) fino a 3200 A. Questo valore di corrente rappresenta un requisito *minimo* stabilito con riferimento alle protezioni elettromeccaniche; con le protezioni statiche analogiche, ed ancor più con quelle numeriche, la selezione di fase deve essere garantita anche con correnti di circolazione sulle fasi sane sicuramente fino a 4800 A;
- 6) coprire in direzione indietro una zona limitata, sufficiente a garantire il funzionamento della Prova Forchetta negli impianti in cui è presente. Sono raccomandati valori di reattanza di $7,5 \div 15$ ohm dove il valore più basso va di norma associato alle caratteristiche di intervento più ristrette in direzione avanti;
- 7) coprire in direzione indietro la linea più lunga a monte se essa non è coperta dall'avviamento in direzione avanti (4° zona) della protezione installata all'estremo opposto della linea in esame. Tale necessità si presenta solo in caso di linee molto lunghe nelle quali la protezione affacciata può incontrare difficoltà nello svolgere la funzione di riserva a distanza. L'esigenza è più stringente nelle linee delle reti a 132-150 kV equipaggiate con singola protezione e senza MAI;
- 8) avvertire in direzione indietro guasti monofase con resistenza di guasto R_G fino a 20 ohm. Per i guasti bifase e trifase può essere accettato un valore minore e comunque non inferiore a 15 ohm.

Nelle Tab. 2 e 3 che seguono sono riportati i valori di avviamento in direzione avanti di impiego raccomandato per le protezioni distanziometriche di tipo full-scheme (tre misure fase-terra ΦN e tre misure fase-fase $\Phi\Phi$) a caratteristica di intervento poligonale con possibilità, in alcuni casi, di ridurre la zona di intervento in direzione resistiva nello spazio angolare $\pm \psi$.

I valori di taratura descritti nelle due tabelle fanno riferimento a tre forme diverse di caratteristiche di avviamento indicate nella

Fig. 9 e denominate A, B e C.

Tab. 2 Valori di avviamento tipici per protezioni distanziometriche delle linee 132 - 150 kV e delle linee 220 kV con funzione di sub-trasmissione e distribuzione

X_{AVV} (Ω /fase)	R_{AVV} fase-terra (ΦN)				R_{AVV} fase-fase ($\Phi\Phi$)			
	Tipo A	Tipo B e C			Tipo A	Tipo B e C		
	$R_{AVV \Phi N}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 1 \Phi N}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 2 \Phi N}$ (Ω /fase)	$\Psi_{AVV \Phi N}$ ($^\circ$)	$R_{AVV \Phi\Phi}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 1 \Phi\Phi}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 2 \Phi\Phi}$ (Ω /fase)	$\Psi_{AVV \Phi\Phi}$ ($^\circ$)
20	25÷35	25÷35	25÷35	0°	20÷30	20÷30	20÷30	0°
35			25÷35	0°			20÷30	0°
50			30÷45	45°			25÷40	45°
65 (*)			30÷45	45°			25÷40	45°

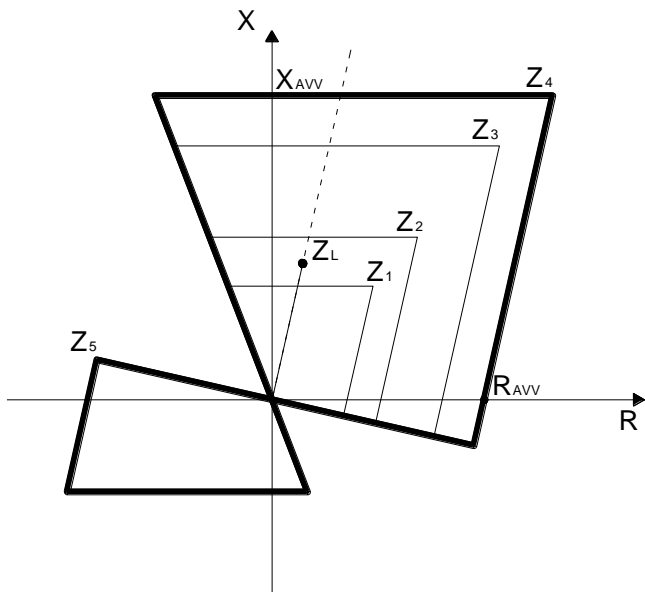
(*) in casi particolari e limitati possono essere adottati valori superiori fino ad un massimo di 100 Ω

Tab. 3 Valori di avviamento tipici per protezioni distanziometriche delle linee 380 kV e delle linee 220 kV con funzione di trasmissione

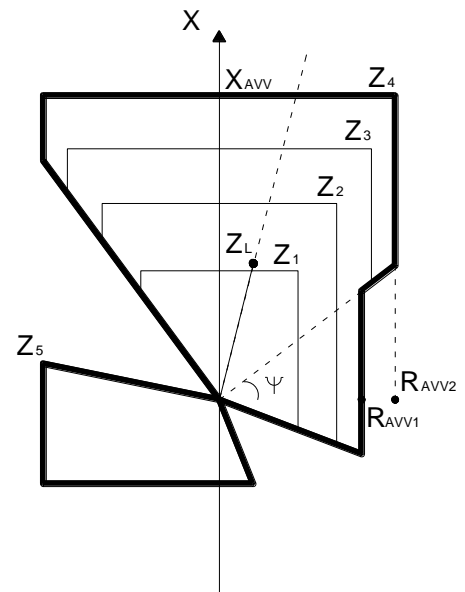
X_{AVV} (Ω /fase)	R_{AVV} fase-terra (ΦN)				R_{AVV} fase-fase ($\Phi\Phi$)			
	Tipo A	Tipo B e C			Tipo A	Tipo B e C		
	$R_{AVV \Phi N}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 1 \Phi N}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 2 \Phi N}$ (Ω /fase)	$\Psi_{AVV \Phi N}$ ($^\circ$)	$R_{AVV \Phi\Phi}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 1 \Phi\Phi}$ (Ω /fase)	$R_{AVV 2 \Phi\Phi}$ (Ω /fase)	$\Psi_{AVV \Phi\Phi}$ ($^\circ$)
40	25÷35	20÷25	35÷45	45°	20÷30	15÷20	25÷35	45°
50								
60								
75								
100								
125 (*)								

(*) in casi particolari e limitati possono essere adottati valori superiori fino ad un massimo di 140 Ω

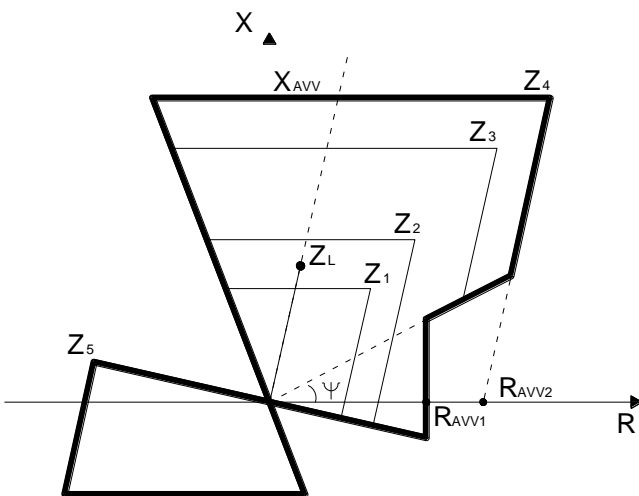
Nota: i valori di resistenza di avviamento fase-terra $R_{AVV-\Phi N}$ indicati nella Tab.2 sono validi per coefficienti di terra $K_T = \frac{Z_0 - Z_D}{3 \cdot Z_D}$ di valore compreso nell'intervallo $0,85 \div 1$, e quelli indicati nella Tab.3 per valori di K_T prossimi a 1. Per valori più bassi di K_T , essi vanno adeguatamente aumentati



TIPO A



TIPO B



TIPO C

Fig. 9 - Caratteristiche poligonali di avviamento fase-terra (ΦN) e fase-fase ($\Phi\Phi$) delle protezioni distanziometriche di uso corrente nelle reti italiane AT ed AAT: Tipi A, B e C

Nota sul rapporto esistente tra resistenze di guasto espresse in ohm/fase e resistenze di guasto espresse in ohm loop di una classica protezione full-scheme.

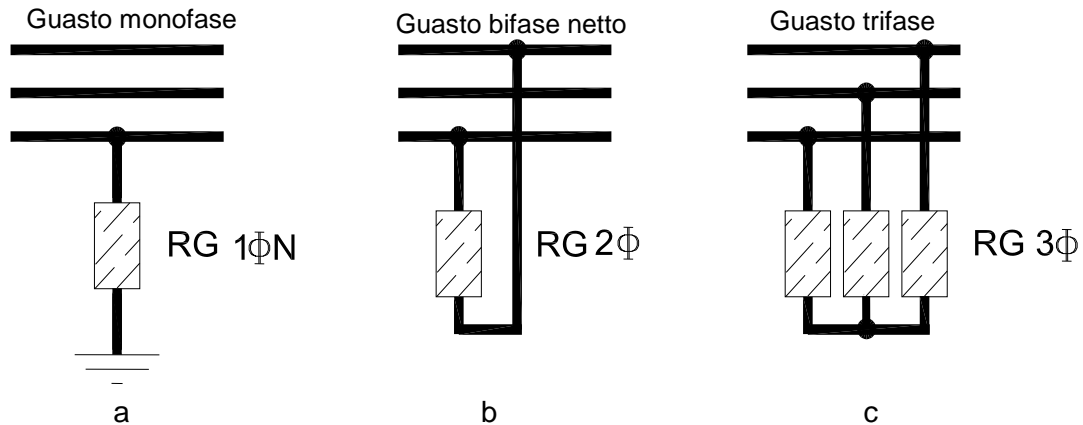


Fig. 10 - Resistenze di guasto

La *resistenza di guasto monofase* $R_{G\ 1\Phi N}$ di Fig. 10 (a) viene compensata nei tre loop di misura fase-terra ΦN :

$$\text{(misure eseguite: } \frac{V_{\Phi 4}}{I_{\Phi 4} + 3K_T \cdot I_0}; \frac{V_{\Phi 8}}{I_{\Phi 8} + 3K_T \cdot I_0}; \frac{V_{\Phi 12}}{I_{\Phi 12} + 3K_T \cdot I_0} \text{)}.$$

Nell'ipotesi di linea alimentata da un solo estremo, la resistenza da compensare va regolata nella protezione pari a:

- il valore reale $R_{G\ 1\Phi N}$ desiderato se la taratura delle resistenze di guasto è espressa in ohm/loop
- $R_{G\ 1\Phi N} / (1 + K_T)$ se la taratura delle resistenze di guasto è espressa in ohm/fase

dove K_T (coefficiente di terra) = $\frac{Z_0 - Z_d}{3 \cdot Z_d}$ ⁹

La *resistenza di guasto bifase netto* $R_{G\ 2\Phi}$ e *trifase* $R_{G\ 3\Phi}$ è invece compensata nei tre loop di misura fase-fase $\Phi\Phi$:

$$\text{(misure eseguite: } \frac{V_{\Phi 4} - V_{\Phi 8}}{I_{\Phi 4} - I_{\Phi 8}}; \frac{V_{\Phi 8} - V_{\Phi 12}}{I_{\Phi 8} - I_{\Phi 12}}; \frac{V_{\Phi 12} - V_{\Phi 4}}{I_{\Phi 12} - I_{\Phi 4}} \text{)}$$

Nel caso di guasto bifase netto, rappresentato in Fig. 10 (b), sempre con riferimento ad una linea alimentata da un solo estremo, la resistenza da compensare va regolata nella protezione pari a:

- il valore reale intero $R_{G\ 2\Phi}$ se la taratura è espressa in ohm/loop.
- il valore reale dimezzato ($R_{G\ 2\Phi} / 2$) se la taratura è espressa in ohm/fase

⁹ Nelle protezioni in cui la resistenza di guasto viene regolata in ohm/fase ed il coefficiente di terra viene regolato separatamente lungo l'asse resistivo e reattivo, il valore da impostare per compensare la resistenza di guasto $R_{G\ 1\Phi N}$ deve

essere pari a $\frac{R_{G\ 1\Phi}}{1 + K_R}$ con $K_R = \frac{R_0 - R_d}{3 \cdot R_d}$

Relativamente al guasto trifase, rappresentato in Fig. 10 (c), il valore impostato nella protezione coincide con:

- due volte il valore della resistenza reale di guasto ($2 R_{G\ 3\phi}$) se la taratura è espressa in ohm/loop
- il valore della resistenza reale di guasto $R_{G\ 3\phi}$ se la regolazione è espressa in ohm/fase

Nel caso generale di linea alimentata da entrambi gli estremi i valori suddetti vanno poi moltiplicati per un coefficiente di infeed in grado di tener conto della corrente che fluisce nel guasto dall'estremo opposto; per garantire il funzionamento del sistema protettivo in ogni situazione di rete, tale coefficiente viene sempre assunto pari a 2 facendo affidamento sugli scatti in sequenza delle protezioni agli estremi della linea.

9.1.1.3. Avviamento a massima corrente

Gli avviatori a massima corrente sono tipici di protezioni di tipo più antiquato (elettromeccaniche e statiche), sono invece pressoché nelle più moderne protezioni numeriche. La loro taratura deve essere di norma compresa negli intervalli di seguito indicati per i diversi livelli di tensione:

- 132 - 150 kV: 1200 ÷ 2400 A
- 220 kV: 2400 ÷ 3200 A
- 380 kV: 3200 ÷ 4800 A

verificando che il valore di taratura sia:

- 1) in grado di rilevare tutti i tipi di guasto (monofase, bifase netto, bifase con terra, trifase) ricadenti nella linea protetta anche in condizioni di rete debole con minima potenza di cortocircuito. Il requisito è valido soprattutto per le protezioni dotate di avviatori a massima corrente associati ad avviatori a minima impedenza di tipo semplificato.
- 2) superiore alla massima corrente di carico ipotizzabile in condizioni di bassa tensione di esercizio. Per le linee del livello di tensione 380 kV il valore di taratura *minimo* degli avviatori a massima corrente è fissato in 3200 A con riferimento alle protezioni elettromeccaniche in limitata misura ancora presenti nella rete. A tale valore corrisponde una potenza di trasmissione di 1600 MW con tensione $V = 380$ kV e $\cos\varphi = 0,95$ (fattore di sicurezza = 0,8).
- 3) superiore alla massima corrente circolante sulle fasi sane (corrente di guasto + corrente di carico) a seguito di cortocircuito monofase in linea.

9.1.1.4. Zone di misura

Linee Aeree Tipiche	
<i>Protezione distanziometrica (21) - Zone di misura</i>	
Zone di misura	<p>Nelle formule che seguono:</p> <p>X_L indica il valore della reattanza della linea da proteggere;</p> <p>X_{LC} indica il valore della reattanza della linea successiva a quella da proteggere a reattanza più bassa;</p> <p>X_{LL} indica il valore della reattanza della linea successiva a quella da proteggere a reattanza più alta;</p>
1 ^a zona	<p>Reattanza pari all'80% di X_L</p> <p>Ritardo: tempo base.</p>
1 ^a zona estesa	<p>Reattanza pari al 120% di X_L</p> <p>Ritardo: tempo base.</p>
2 ^a zona	<p>Reattanza pari all'80% di $(X_L + 80\% X_{LC})$, e in ogni caso non inferiore a 120% X_L</p> <p>Ritardo: 0,3 s.</p> <p>In alcuni casi il rispetto della selettività con la 2a zona delle protezioni a valle può richiedere di aumentare tempo di ritardo a 0,45 s.</p>
3 ^a zona	<p>Reattanza pari al 120% di $(X_L + X_{LL})$</p> <p>Il campo di intervento della terza zona non deve arrivare a coprire l'intera reattanza dei trasformatori di interconnessione tra reti a diverso livello di tensione;</p> <p>Ritardo: 0,8 s.</p> <p>In alcuni casi il rispetto della selettività con la 3^a zona delle protezioni a valle può richiedere di aumentare il tempo di ritardo a 1 s.</p>
4 ^a zona	<p>Direzione avanti oppure adirezionale a seconda del tipo di protezione e delle esigenze della porzione di rete protetta.</p> <p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,4 s ¹⁰ per le reti a 132 - 150 kV;</p> <p>2,2 s per la rete a 220 kV;</p> <p>3,5 s per la rete a 380 kV.</p>

¹⁰ Il tempo di 4^a zona viene rispettivamente elevato a 1,6 s in alcuni modelli di protezione più antiquati con passo di regolazione limitato.

Linee Aeree Tipiche	
<i>Protezione distanziometrica (21) - Zone di misura</i>	
5 ^a zona (ove presente)	<p>Direzione indietro oppure esclusa a seconda delle esigenze della rete protetta.</p> <p>È di norma utilizzata in direzione indietro nelle reti di livello di tensione 380 kV e 220 kV con valori di regolazione tipici della reattanza di 7,5÷15 Ω.</p> <p>Di solito è esclusa nelle reti di livello di tensione 132-150 kV eccezion fatta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • nei casi in cui la linea sia attestata a una sezione di impianto dotata della funzione di Prova Forchetta per la quale è indispensabile la segnalazione all'esterno dell'avviamento protezione in direzione sbarre. • per le linee di notevole lunghezza nelle quali la 5^a zona, orientata in direzione indietro, è chiamata a svolgere una funzione di riserva nei riguardi delle protezioni a monte non altrimenti conseguibile con la protezione affacciata. <p>Ritardo:</p> <p>1,8 s¹¹ per le reti a 132 - 150 kV; 2,6 s per la rete a 220 kV; 4 s per la rete a 380 kV.</p>
<p>I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo 0,5 ÷ 4; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Nelle Tab. 4 e 5 che seguono sono riportati i valori di resistenza da associare a zone di diversa ampiezza di impiego raccomandato per le protezioni distanziometriche utilizzate nelle reti AAT ed AT e dotate di caratteristica di intervento poligonale.</p> <p>Relativamente al rapporto esistente tra resistenze espresse in ohm/fase e resistenze espresse in ohm/loop vale quanto precisato al paragrafo 9.1.1.2 "Avviamento a minima impedenza", trattando la resistenza di guasto vista dalle tre misure fase-terra e dalle tre misure fase-fase a fronte di tipi di guasto diversi.</p>	
Azione	Scatto interruttore di linea

¹¹ Il tempo di 5^a zona viene rispettivamente elevato a 2,0 s in alcuni modelli di protezione più antiquati con passo di regolazione limitato.

Tab. 4 Valori di resistenza di impiego raccomandato nella taratura delle zone di intervento delle protezioni distanziometriche delle linee 132 - 150 kV e delle linee 220 kV con funzione di sub trasmissione e di distribuzione (R/X = range tipico; $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ = valori assoluti tipici)

X ZONE 1÷3 (Ω /fase)	Misure fase-terra (ΦN)		Misure fase-fase ($\Phi\Phi$)	
	R/X	$R_{\Phi N}$ (Ω /fase)	R/X	$R_{\Phi\Phi}$ (Ω /fase)
1,0 ÷ 2,0	6 ÷ 4	8	5 ÷ 3,5	7
2,0 ÷ 4,0	4 ÷ 3	10	3,5 ÷ 2,5	9
4,0 ÷ 6,0	3 ÷ 2,5	14	2,5 ÷ 2	10
6 ÷ 9	2,5 ÷ 2	17	2 ÷ 1,6	13
9 ÷ 12	2 ÷ 1,8	20	1,6 ÷ 1,4	16
12 ÷ 18	1,8 ÷ 1,6	25	1,4 ÷ 1,2	20
18 ÷ 24	1,6 ÷ 1,4	30	1,2 ÷ 1	23
24 ÷ 36	1,4 ÷ 1,2	35* oppure 40	1 ÷ 0,9	28
36 ÷ 48	1,2 ÷ 1	35* oppure 45	0,9 ÷ 0,8	30* oppure 35
48 ÷ 60	1 ÷ 0,7	35* oppure 45	0,8 ÷ 0,6	30* oppure 35

* I valori più bassi contrassegnati da asterisco si applicano a protezioni distanziometriche con caratteristica di avviamento di tipo A, i valori più elevati a protezioni con caratteristiche di avviamento di tipo B o C (ved. Fig. 9).

Nota: i valori di resistenza fase-terra $R_{AVV-\Phi N}$ indicati nella Tab.4 sono validi per coefficienti di terra $K_T = \frac{Z_0 - Z_D}{3 \cdot Z_D}$ di valore compreso fra 0,85 e 1. Per valori più bassi di K_T , essi vanno adeguatamente aumentati

Tab. 5 Valori di resistenza di impiego raccomandato nella taratura delle zone di intervento delle protezioni distanziometriche delle linee 380 kV e delle linee 220 kV con funzione di trasmissione R/X = range tipico; $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ = valori assoluti tipici)

X ZONE 1÷3 (Ω /fase)	Misure fase-terra (ΦN)		Misure fase-fase ($\Phi\Phi$)	
	R/X	$R_{\Phi N}$ (Ω /fase)	R/X	$R_{\Phi\Phi}$ (Ω /fase)
2 ÷ 4	4 ÷ 3	10	3 ÷ 2,5	8
4 ÷ 8	3 ÷ 2	14	2,5 ÷ 1,5	10
8 ÷ 12	2 ÷ 1,5	18	1,5 ÷ 1,2	14
12 ÷ 18	1,5 ÷ 1,3	20	1,2 ÷ 1	16
18 ÷ 24	1,3 ÷ 1,2	26	1 ÷ 0,9	20
24 ÷ 36	1,2 ÷ 1	34	0,9 ÷ 0,8	25
36 ÷ 48	1 ÷ 0,9	35* oppure 40	0,8 ÷ 0,7	30
48 ÷ 100	0,9 ÷ 0,5	35* oppure 45	0,7 ÷ 0,3	30* oppure 35

* I valori più bassi contrassegnati da asterisco si applicano a protezioni distanziometriche con caratteristica di avviamento di tipo A, i valori più elevati a protezioni con caratteristiche di avviamento di tipo B o C (ved. Fig. 9).

Nota: i valori di resistenza di avviamento fase-terra $R_{AVV-\Phi N}$ indicati nelle Tab.4 sono validi per coefficienti di terra $K_T = \frac{Z_0 - Z_D}{3 \cdot Z_D}$ di valore prossimo ad 1. Per valori più bassi di K_T , essi vanno adeguatamente aumentati

9.1.1.5. Regole di taratura in caso di presenza di mutui accoppiamenti

Le regole di taratura sopra indicate sono relative a linee senza relazioni di mutua impedenza con linee parallele.

Nel caso si presentino situazioni contraddistinte da mutui accoppiamenti tra linee vicine¹² si dovrà:

1. aumentare il valore dell'impedenza regolata della 1^a zona estesa e della 2^a zona se un cortocircuito monofase nel terminale opposto a quello considerato della linea oggetto di taratura provoca nella linea adiacente la circolazione di una corrente di cortocircuito di verso concorde a quello che sia ha nella linea guasta;

oppure

2. diminuire il valore dell'impedenza regolata della 1^a zona se, per cortocircuito monofase in fondo alla linea in esame la corrente nella linea adiacente assume un verso discorde a quello assunto dalla corrente nella linea considerata

¹² Si tenga presente che l'impedenza mutua tra linee adiacenti ha valori apprezzabili non solo in caso di linee in doppia tema sulla stessa palificazione ma anche tra linee a percorso parallelo con distanza reciproca fino a 400 m

La misura delle correzioni apportate (in aumento o in diminuzione) alla taratura delle zone 1^a, 1^a estesa e 2^a sarà commisurata alla lunghezza del tratto di parallelismo ed al rapporto fra le correnti di cortocircuito monofase circolanti nelle due linee, quella guasta e quella in tutto o in parte parallela alla prima.

Poiché l'errore di misura introdotto dall'impedenza mutua riguarda principalmente il circuito omopolare, nelle protezioni che consentono di effettuare una regolazione delle zone di misura fase-terra, separatamente dalle zone di misura fase-fase, le correzioni suddette potranno essere utilmente applicate alle sole misure fase-terra.

In aggiunta alle regole di taratura sopra indicate, una particolare attenzione deve essere riservata al caso di collegamenti:

- integralmente in doppia terna (con partenza ed arrivo dalle stesse stazioni)
- protetti con doppia protezione:
 - prima protezione distanziometrica 21.1 con schema di telepilotaggio AU
 - seconda protezione differenziale con funzione distanziometrica integrata 87L/21.2

in questo caso dovrà essere introdotto un piccolo ritardo (70ms) all'accelerazione di zona della protezione 21.1 su ricezione TP per assicurare al sistema migliori condizioni di selettività a fronte di guasti monofasi in prossimità degli estremi con coinvolgimento delle due linee su fasi diverse (ad esempio, guasto 4-0 su una linea e guasto 12-0 sulla seconda).

9.1.1.6. Delimitazione della direzione delle zone di misura

L'inclinazione delle rette che delimitano la direzione delle zone di misura nel piano (R,X) è un parametro regolabile solo in alcune protezioni distanziometriche di tipo numerico. Le indicazioni che seguono sono relative all'orientamento della protezione in direzione avanti. Per la direzione rovescia valgono gli stessi angoli ruotati di 180°

- Limite di direzione nel 2° quadrante :115° ÷ 120° (angolo misurato in senso antiorario partendo dall'asse positivo delle resistenze)
- Limite di direzione nel 4° quadrante :15° ÷ 25° (angolo misurato in senso orario partendo dall'asse positivo delle resistenze)

9.1.2. Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)

La protezione differenziale di linea considerata è del tipo compensato con corrente differenziale d'intervento $I_D = |\sum_j \vec{I}_j|$ crescente all'aumentare della corrente di stabilizzazione (o di ritenuta) $I_S = \frac{\sum_j |\vec{I}_j|}{2}$ dove j è l'indice del terminale della linea protetta.

La pendenza della caratteristica di intervento può essere singola o doppia: viene preso in esame il caso più complesso rappresentato da una caratteristica con un primo tratto orizzontale e due tratti successivi di pendenza crescente come indicato in Fig. 11

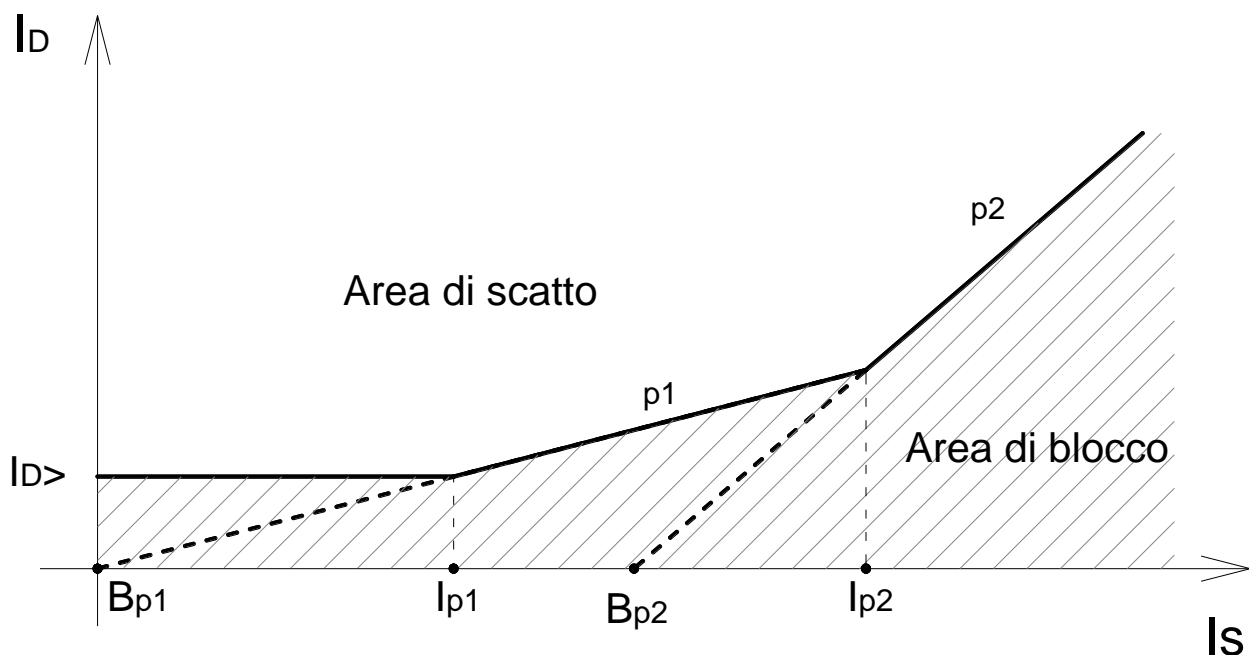


Fig. 11 - Caratteristica di intervento di una tipica protezione differenziale di linea

I blocchi di 2^a armonica e di 5^a armonica, se presenti, non sono di norma attivati; fanno eccezione le protezioni linee in prossimità di una elevata concentrazione di ATR di interconnessione e di reattori oppure di linee che alimentano in antenna TR di media e grossa taglia per le quali, prudenzialmente, la stabilizzazione è prevista.

Le tarature indicate fanno riferimento a rapporti tipici dei TA:

- 132 - 150 kV: 800/5
- 220 kV: 1600/5
- 380 kV: 1600/5 oppure 3200/5

Linee Aeree Tipiche	
<i>Protezione differenziale di linea (87L)</i>	
Corrente differenziale minima $I_{D>}$	<p>a) Protezione senza utilizzazione della funzione di compensazione automatica della corrente capacitiva della linea I_C (criterio di funzionamento di norma adottato nelle protezioni delle linee 132-150, 220 kV e 380 kV aeree) oppure con compensazione inserita ma fuori servizio o inattiva:</p> <p>$I_{D>}: \max(I_{D\ min>}; 2,5 I_C)$</p> <p>b) Protezione con compensazione automatica della corrente capacitiva della linea inserita (criterio di funzionamento di norma adottato in caso di linee 380 kV in cavo di estensione superiore a 12 km). Devono essere rispettate le seguenti condizioni:</p> <p>$I_{D>}: \max(I_{D\ min>}; 1,2 I_C)$ se è attiva la compensazione;</p> <p>dove:</p> <p>I_C (corrente di carica della linea alla tensione normale di esercizio) = $\omega C_L V_{\Delta} / \sqrt{3}$.</p> <p>$I_{D\ min>}$ risulta pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: $I_{D\ min>} \geq 240$ A • 220 - 380 kV: $I_{D\ min>} \geq 480$ A
1 ^a e 2 ^a Pendenza	<p>1^a pendenza: 50% ed inizio della stessa nel punto $I_{p1} = 0,6 I_{n\ TA}$ (con $I_{D>}: 30\% I_{n\ TA}$ la base della 1^a pendenza è coincidente col punto $B_{p1} = 0 I_{n\ TA}$ come illustrato in Fig. 11);</p> <p>2^a pendenza: 100% con base della 2^a pendenza B_{p2} nel punto $1,25 I_{n\ TA}$ ed inizio della stessa nel punto $I_{p2} = 2,5 I_{n\ TA}$</p> <p>dove $I_{n\ TA}$ è la corrente nominale primaria del TA utilizzato.</p> <p>In caso di corrente di stabilizzazione (o di ritenuta) doppia di quella considerata $I_S = \sum_j \vec{I}_j$, il valore delle due pendenze va dimezzato ed i valori dei punti base (o di inizio) delle due pendenze vanno raddoppiati.</p> <p>In caso di corrente di stabilizzazione (o di ritenuta) come massimo dei valori agli estremi $I_S = \max(I_1; I_2)$, i valori delle due pendenze rimangono immutati ma i valori dei punti di inizio (o di base) delle due pendenze vanno raddoppiati.</p>
Corrente differenziale all'energizzazione $I_{D>>}$	<p>La soglia di intervento $I_{D>}$ viene temporaneamente aumentata, per 1,0 s, in modo da desensibilizzare la protezione nel transitorio di carica della linea. L'energizzazione viene di norma rilevata in modo automatico.</p> <p>Di regola il valore di $I_{D>>}$ viene posto pari a:</p> <p>$I_{D>>}: 2,0 I_{D>}$</p> <p>Si precisa che il raddoppio rispetto alla soglia di sensibilità $I_{D>}$ può anche essere disatteso se la corrente di carica della linea I_C è inferiore a 1/5 del valore $I_{D>}$. In questo caso è sufficiente porre $I_{D>>}$ uguale a $I_{D>}$. Ad esempio per il livello di tensione 380 kV, in presenza delle tarature indicate, l'uguaglianza dei due parametri è applicabile alle linee di lunghezza inferiore a 6 km se in cavo e 100 km se aeree.</p>

Linee Aeree Tipiche	
<i>Protezione differenziale di linea (87L)</i>	
Blocchi di 2 ^a e 5 ^a armonica	<p>Nei casi in cui siano attivati, i blocchi relativi alle correnti di 2^a e 5^a armonica dovranno essere regolati nel seguente modo:</p> <p>Blocco 2^a armonica: $I_{D2fN} = 10 \% I_{DfN}$; Tempo cross block 2^a armonica: 0 ms</p> <p>Blocco 5^a armonica: $I_{D5fN} = 35\div40\% I_{DfN}$; Tempo cross block 5^a armonica: 0 ms</p> <p>dove I_{DfN} individua la corrente differenziale alla frequenza fondamentale mentre I_{D2fN} e I_{D5fN} identificano, rispettivamente, la corrente differenziale di 2^a e 5^a armonica.</p>
Corrente differenziale alta $I_{D>>>}$	<p>$I_{D>>>}$ pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: 4000 A • 380 - 220 kV: 8000 A <p>Al di sopra di questo valore non vengono applicate le restrizioni legate alla corrente di stabilizzazione I_s e neppure quelle legate ai blocchi di 2^a e 5^a armonica, se previsti.</p>
Intertrip	<p>La funzione di intertrip (comando di apertura dell'apparato posto ad un estremo della linea impartito all'interruttore dello stesso terminale e trasferito anche agli interruttori degli altri terminali) è di norma assente o esclusa.</p> <p>La sua presenza o inclusione può trovare giustificazione o nelle caratteristiche costruttive dell'apparato o in comprovate esigenze funzionali.</p>
Ritardo di intervento	0 s
Azione	Scatto dell'interruttore di linea.

9.1.3. Linee aeree tipiche con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)

La protezione considerata in questo paragrafo è costituita in parte da una funzione differenziale in grado di eliminare in tempo base tutti i tipi di guasto nella linea protetta ed in parte da una funzione distanziometrica con tre o più zone di intervento sensibile ai guasti nella stazione affacciata e nelle linee da essa in partenza.

La taratura della protezione differenziale sarà eseguita con gli stessi criteri esposti nel paragrafo 9.1.2

Alla funzione distanziometrica saranno, invece, applicate le seguenti regole di taratura:

Linee Aeree Tipiche con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata		
<i>Protezione distanziometrica (21L)</i>		
Zone di misura	1 ^a zona	Reattanza inferiore o uguale all'80% di X_L Ritardo: tempo base. Ha funzione di riserva e non è normalmente attiva. Viene attivata solo in caso di indisponibilità della protezione differenziale per mancanza di comunicazione con il terminale remoto.
	2 ^a e 3 ^a zona	Sempre richieste e sempre attive. Si applicano gli stessi criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1
	4 ^a e 5 ^a zona	Zone normalmente presenti. Vengono utilizzate applicando ad esse gli stessi criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1
Azione	Scatto dell'interruttore di linea.	

9.1.4. Linee aeree tipiche con protezione GAR (67N)

La protezione GAR trova applicazione su un numero limitato di linee dei livelli di tensione 220 kV e 150/132 kV caratterizzate dalla presenza contemporanea di più di una delle condizioni di seguito indicati:

1. Resistività del terreno molto alta (superiore a 3000 Ω m)
2. Resistenza di messa a terra dei sostegni elevata (maggiore di 20÷30 Ω)
3. Assenza della fune di guardia

Nella protezione GAR prevista per la RTN sono previste due modalità di intervento:

1^a Modalità: GAR Principale (selettiva)

Protezione basata sul confronto della direzione delle correnti omopolari alle estremità della linea protetta con schema di teleprotezione a mutuo consenso (Permissive Overreach PO) tra le protezioni ai due terminali. L'emissione dei segnali di consenso avviene alla fine del tempo di intervento regolato. Lo schema è corredato di logiche di rilevazione di estremo aperto o debole con ritrasmissione del segnale in arrivo (Funzione Eco) di durata pari a 200ms (T_{ECO})

2^a Modalità: GAR Secondaria o di Riserva (non selettiva)

Protezione costituita da una massima corrente omopolare direzionale a tempo inverso attivata nei seguenti casi:

1. Anomalia o esclusione teleprotezione GAR principale
2. Superamento senza scatto del tempo di intervento GAR principale

Per le due modalità valgono i criteri di taratura di seguito indicati:

Linee Aeree Tipiche <i>Protezione GAR Principale (67N.1) con schema di teleprotezione a mutuo consenso direzionale PO</i>	
Corrente di terra I_E	Corrente di intervento I_E pari a: 40 A ¹³ dove $I_E = 3 I_0$
Tensione residua V_{RES}	Tensione residua di intervento (o di polarizzazione) V_{RES} pari a 5÷10% V_{RES_MAX} dove $V_{RES} = 3 V_0$ è la tensione misurata nel punto di installazione del relè ¹⁴ .
Settore angolare di intervento	Il guasto a terra in direzione avanti è individuato da una misura dell'angolo fra i vettori di tensione e corrente omopolari e deve risultare interno al settore angolare così definito: <ul style="list-style-type: none"> • Bisettrice del settore angolare 65°÷75° • Ampiezza del settore angolare $\pm 90^\circ$ rispetto alla bisettrice
Ritardo di intervento	Intervento a tempo definito $T_{67N.1}$ pari a: <ul style="list-style-type: none"> • 150-132 kV $\geq 2,5$ s • 220 kV: $\geq 3,5$ s
Azione	Scatto dell'interruttore di linea.

¹³ Se non possibile tarare tali valori sarà utilizzato il valore minimo regolabile permesso dalla protezione

¹⁴ Per guasti monofasi a terra su rete con neutro franco a terra la tensione residua V_{RES} assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

Linee Aeree Tipiche <i>Protezione GAR Secondaria o di Riserva (67N.2)</i>	
Corrente di terra $I_{N>}$	Come GAR Principale (67N-1)
Tensione residua V_{RES}	
Settore angolare di intervento	
Ritardo di intervento	<p>Intervento a tempo dipendente, tipo IEC Very Inverse (VI) operante con legge:</p> $t = TMS \cdot \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{N>}} - 1\right)}$ <p>con $T_{min} \geq T_{67N.1}$ dove</p> <p>I_N : valore della corrente di terra $I_{N>}$: valore della corrente di terra di intervento TMS: moltiplicatore di tempo. Valore standard TMS=1 t_{min}: tempo minimo di intervento impostato</p>
Abilitazione per mancato intervento 67N.1	<p>Il tempo di abilitazione della 67N.2 per superamento del massimo tempo di avviamento senza scatto della protezione 67N.1 viene impostato, in maniera conservativa¹⁵, ad un valore pari a:</p> $T_{abil} \geq 2 T_{67N.1}$
Azione	Scatto dell'interruttore di linea.

¹⁵ Viene considerato un tempo di abilitazione doppio del tempo di intervento della GAR principale per tener conto del massimo possibile ritardo di avviamento di una protezione rispetto a quella dell'estremo opposto.

9.2. Protezioni di linee aeree corte

Per linea aerea corta si intende una linea a due estremi con lunghezza inferiore a 3 km se di livello di tensione inferiore o uguale a 220 kV e inferiore a 5 km se di livello di tensione 380 kV.

9.2.1. Linee aeree corte con protezioni distanziometriche (21)

La ridotta lunghezza di una linea rende problematica la regolazione delle protezioni distanziometriche con riferimento ai seguenti aspetti:

- difficoltà di taratura selettiva delle zone di impedenza;
- insufficiente compensazione della resistenza di guasto;

Vengono pertanto adottate soluzioni idonee impiegando protezioni distanziometriche con prestazioni adeguate (reattanza e resistenza tarabili separatamente in tutte le zone di misura con elevata risoluzione sui valori bassi, coefficiente di terra regolabile in modulo e fase, possibilità di impiego dello schema di teleprotezione PO, ecc...).

Si considerano i seguenti casi:

- linee corte con protezioni distanziometriche ai due estremi e schema di teleprotezione;
- linee corte con interruttore a protezione ad un solo estremo.

9.2.1.1. Linee aeree corte con protezioni distanziometriche (21) ai due estremi e schema di teleprotezione *Permissive Overreaching (PO)* con eco

L'impiego dello schema di teleprotezione *Permissive Overreaching* è prescritto per tutte le linee corte equipaggiate con protezioni distanziometriche: tale schema è del tipo a consenso con zona estesa e sistema eco. Esso richiede che la 1^a zona delle protezioni distanziometriche ai due estremi delle linee da proteggere sia tarata oltre il 100% dell'impedenza della linea e che il comando di scatto in 1^a zona di ciascuna protezione avvenga solo quando dall'estremo opposto giunge il segnale che la protezione affacciata ha rilevato il guasto in direzione avanti in una delle zone preselezionate: 1^a oppure 2^a oppure 3^a zona (è raccomandata la 3^a zona).

Affinché possa funzionare anche in caso di interruttore di linea aperto o estremo debole, lo schema deve essere dotato di logica eco in base alla quale un segnale di consenso in ricezione viene ritrasmesso al terminale che lo ha inviato se si verifica una delle seguenti condizioni:

- stato di aperto dell'interruttore di linea locale;
- mancato avviamento della protezione locale.

In caso di stato aperto dell'interruttore il segnale viene ritrasmesso immediatamente, mentre in caso di mancato avviamento della protezione locale, la riflessione del segnale avviene dopo un tempo breve $t_{ca} = 40$ ms per consentire il coordinamento degli avviamenti. Tipicamente al segnale di eco è assegnata una durata (T_{ECO}) pari a 200 ms.

La taratura delle *protezioni distanziometriche* sarà eseguita nel modo di seguito indicato:

Linee aeree corte con protezione distanziometriche ai due estremi (21) e schema di teleprotezione PO <i>Protezione distanziometrica (21)</i>	
Avviamento	Stessi criteri esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i>
Zone di misura	Nelle formule che seguono: X_L indica il valore della reattanza della linea corta da proteggere; X_{LC} indica il valore della reattanza della linea successiva a reattanza più bassa
	1 ^a zona Reattanza $\geq 150\%$ di X_L e comunque non inferiore a 2 ohm primari Resistenza pari a 4 volte la reattanza di taratura Ritardo: tempo base Tempo di sblocco schema PO: 0,17 s
	2 ^a zona Reattanza pari all'80% di $(X_L + 80\% X_{LC})$ e comunque non inferiore alla reattanza di taratura della 1 ^a zona Resistenza pari a 4 volte la reattanza di taratura Ritardo: 0,3 s.
	3 ^a zona Stessi criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> .
	4 ^a zona La regolazione della 4 ^a zona deve avvenire secondo i criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> . <i>Caso di assenza della 5^a zona:</i> per le esigenze della logica ECO basata sul mancato avviamento della protezione locale, la 4 ^a zona deve essere regolata in modo adirezionale con un campo di azione alle spalle più ampio di quello coperto dalla zona a consenso (1 ^a , 2 ^a o 3 ^a) della protezione affacciata. Qualora invece la logica eco sia realizzata sul solo stato di aperto dell'interruttore locale, saranno sufficienti i criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1
	5 ^a zona (ove presente) Per le esigenze della logica ECO basata sul mancato avviamento della protezione locale, la 5 ^a zona deve essere regolata in direzione “indietro” su un valore di impedenza tale da garantire alle spalle un campo di azione più ampio di quello coperto dalla zona a consenso (1 ^a , 2 ^a o 3 ^a) della protezione affacciata. Qualora invece la logica eco sia realizzata sul solo stato di aperto dell'interruttore locale possono essere applicati i criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1.
	I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> (Tab. 4 e 5).
Azione	Scatto dell'interruttore di linea

9.2.1.2. Linee aeree corte con con interruttore e protezione ad distanziometrica a un solo estremo

Tale caso, illustrato in Fig. 12, si presenta nelle reti a 132 - 150 kV quando una cabina primaria di distribuzione è connessa ad una stazione adiacente mediante un collegamento breve di lunghezza ≤ 300 m.

Si osserva in particolare che su tali collegamenti è presente un interruttore con protezione distanziometrica solo lato stazione (A), mentre lato cabina primaria (B) è presente, di norma, un sezionatore. La 1^a zona della protezione distanziometrica in A è regolata su un valore di impedenza superiore a quello del collegamento AB (X_L) e coopera con le protezioni della cabina primaria tramite un sistema di teleprotezione con schema di blocco.

Lo scatto in 1^a zona della protezione in A viene bloccato per ricezione del segnale di blocco emesso da una qualunque delle protezioni installate negli stalli AT della cabina primaria adiacente nel caso venga rilevato un guasto esterno al collegamento corto.

In particolare il segnale di blocco è emesso:

- dall'avviamento in direzione avanti della protezione distanziometrica di linea installata nella cabina primaria sulla linea BC;
- dall'avviamento della protezione a massima corrente lato AT dei trasformatori AT/MT della cabina primaria.

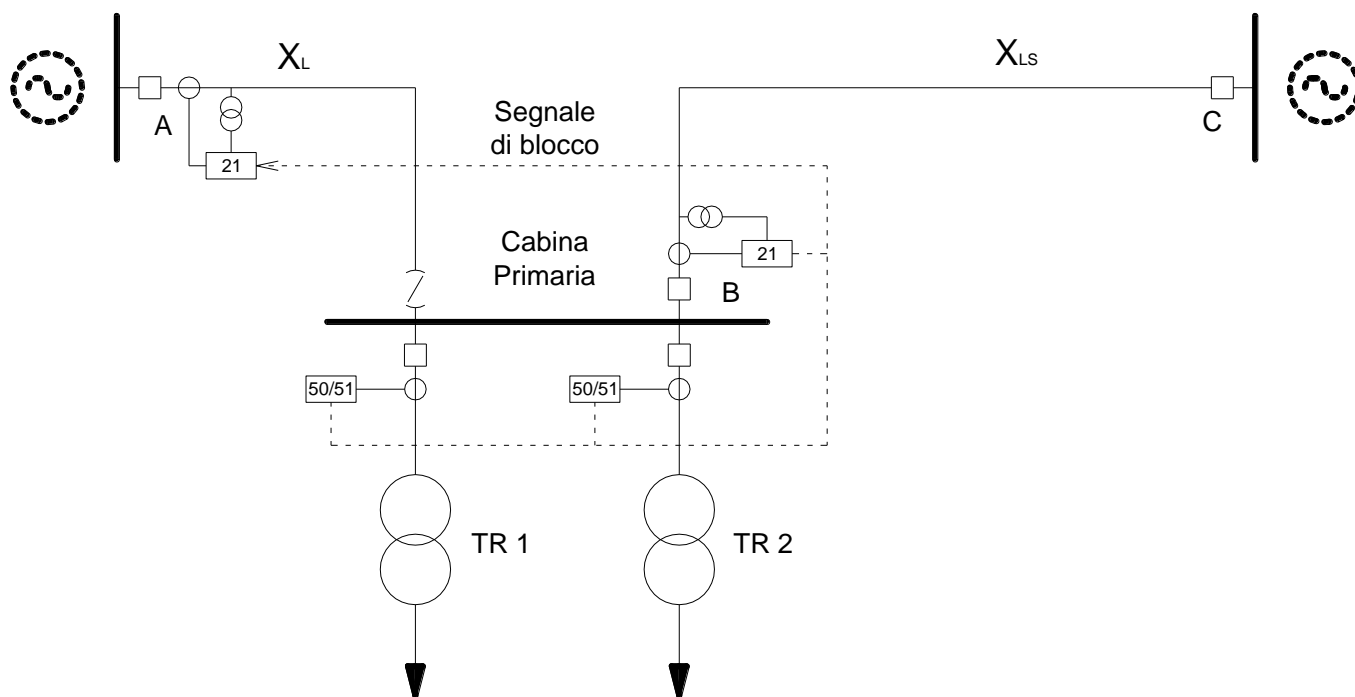


Fig. 12 - Linee corte a 150 – 132 kV che collegano cabine primarie a stazioni adiacenti

La taratura della *protezione distanziometrica* in A dovrà essere la seguente:

Linee aeree corte con interruttore di protezione ad un solo estremo <i>Protezione distanziometrica (21)</i>	
Avviamento	Stessi criteri esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i>
Zone di misura	Nelle formule che seguono: X_L indica il valore della reattanza della linea corta da proteggere; X_{LS} indica il valore della reattanza della linea successiva alla linea corta da proteggere.
	1 ^a zona Reattanza pari a 2 ohm primari; Resistenza dei loop di misura fase-terra e fase-fase pari a 4 volte la reattanza di taratura; Ritardo: 40 ÷ 60 ms (per permettere la ricezione dell’eventuale segnale di blocco).
	2 ^a zona Reattanza pari all’80% di ($X_L + 80\%$ di X_{LS}) e comunque non inferiore alla reattanza di taratura delle 1 ^a zona; Resistenza dei loop di misura fase-terra e fase-fase pari a 4 volte la reattanza di taratura; Ritardo: 0,17 ÷ 0,3 s.
	3 ^a 4 ^a e 5 ^a zona Stessi criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1
I valori sopra indicati sono validi per l’asse reattivo. Per quanto riguarda l’asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell’intervallo 0,5 ÷ 4; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l’uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> , Tab. 4 e 5.	
Azione	Scatto dell’interruttore di linea

Le tarature delle protezioni distanziometriche installate agli estremi della linea BC saranno eseguite secondo i normali criteri esposti al paragrafo 9.1.1 *“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”* avendo cura di considerare, per la protezione in C, come impedenza di linea quella relativa al tratto AC ($X_{LS}+X_L$) anziché BC (X_{LS}).

9.2.2. Linee aeree corte con protezione differenziale (87L)

Si applicano gli stessi criteri di taratura esposti nel paragrafo 9.1.2 *“Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)”*

9.2.3. Linee aeree corte con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)

Alla protezione differenziale si applicano gli stessi criteri di taratura esposti nel paragrafo 9.1.2 *“Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)”*.

Per quanto riguarda le zone di impedenza della funzione distanziometrica si applicano, invece, regole di taratura diverse da quelle previste al paragrafo 9.1.3. per le linee tipiche al fine di ottimizzare la selettività ed il grado di copertura della protezione. In presenza di linee corte, infatti, a causa del basso valore dell'impedenza di linea, la 1^a zona di emergenza regolata all'80% di Z_L risulta inefficace. Vengono pertanto indicate le seguenti regole:

Linee aeree corte con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)		
<i>Protezione distanziometrica (21)</i>		
Zone di misura	1 ^a zona	Esclusa
	2 ^a zona	Reattanza $\geq 150\%$ di X_L e, tendenzialmente, non inferiore a 2 ohm Ritardo: 0,17 s.
	3 ^a , 4 ^a , 5 ^a zona	Si applicano gli stessi criteri di taratura esposti delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1
	Relativamente alla taratura dell'asse resistivo si applicano i valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> , Tab. 4 e 5.	
Azione	Scatto dell'interruttore di linea	

9.2.4. Linee aeree corte con protezione GAR (67N)

La protezione GAR difficilmente trova applicazione sulle linee corte, in ogni caso i criteri di taratura sono gli stessi previsti per le linee tipiche come definito al paragrafo 9.1.4 *“Linee aeree tipiche con protezione GAR (67N)”*.

9.3. Protezioni di linee aeree a tre estremi (Linee a T)

Si definiscono linee aeree a tre estremi i collegamenti che connettono rigidamente tre nodi dietro ai quali è presente generazione (estremi attivi) oppure carico (estremi passivi).

Tali collegamenti si presentano unicamente nelle reti a 220-150-132 kV. Nella rete a 380 kV possono presentarsi solo per limitati periodi durante la costruzione di nuovi impianti oppure in occasione di lavori di manutenzione nella rete. Per tali casi dovranno essere studiati gli assetti protettivi più opportuni, adottando criteri di taratura analoghi a quelli descritti nel seguito.

9.3.1. Linee aeree a tre estremi con protezioni distanziometriche (21)

9.3.1.1. Linee aeree a tre estremi attivi

Viene considerata la configurazione più generale di linea con tre estremi attivi illustrata in **Fig. 13**. In tale configurazione, con reti alle spalle comunque variabili e con rapporti qualsiasi tra le reattanze dei tre rami X_{L1} , X_{L2} e X_{L3} , la rapidità e la selettività non possono essere assicurate con le sole protezioni distanziometriche. Dovranno essere perciò adottati sistemi di protezione cooperanti tra loro con schemi di teleprotezione quali:

- schema di mutuo consenso direzionale;
- schema di blocco.

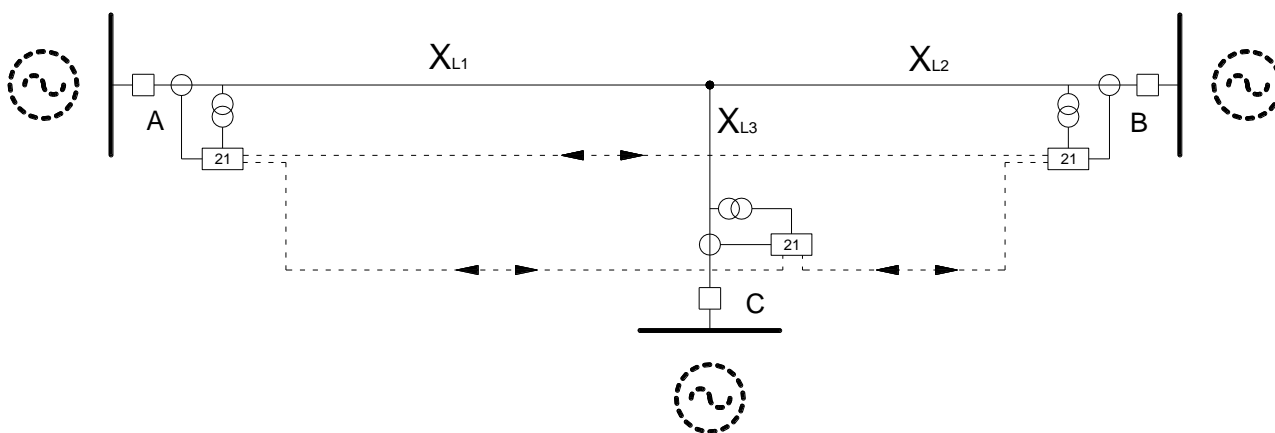


Fig. 13 - Linea a tre estremi attivi (linea a T)

Assumendo $X_{L1} > X_{L2} > X_{L3}$, le tarature da applicare alle protezioni nei tre estremi A, B e C risultano le seguenti:

Protezione distanziometrica nell'estremo A

Linee aeree a tre estremi attivi <i>Protezione distanziometrica (21L) nell'estremo A</i>		
Avviamento	Criteri analoghi a quelli esposti nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i>	
Zone di misura	1 ^a zona	Reattanza pari al 80% di $(X_{L1} + X_{L3})$; Ritardo: tempo base.
	2 ^a zona	Reattanza pari al 120% di $(X_{L1} + 2X_{L2})$; Ritardo: 0,6 s.
	3 ^a zona	Reattanza maggiore o uguale al 150% della 2 ^a zona; Ritardo: 1 s.
	4 ^a e 5 ^a zona	Criteri di taratura analoghi a quelli esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 Al fine di contenere il tempo di eliminazione dei guasti di sbarra, alla 5 ^a zona di intervento in direzione contraria può essere assegnato un tempo breve tarato in modo selettivo rispetto alla 1 ^a zona delle protezioni delle altre linee alle spalle. Tipicamente: Zona rovescia: Reattanza pari al 50% di X_{LC} dove X_{LC} è l'impedenza della linea alle spalle più corta Ritardo: 0,3 s.
I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> , Tab. 4 e 5.		
Azione	Scatto dell'interruttore di linea nell'estremo A.	

Protezione distanziometrica nell'estremo B

Linee aeree a tre estremi attivi <i>Protezione distanziometrica (21L) nell'estremo B</i>		
Avviamento	Criteri analoghi a quelli esposti nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i>	
Zone di misura	1 ^a zona	Reattanza pari all'80% di $(X_{L2} + X_{L3})$; Ritardo: tempo base.
	2 ^a zona	Reattanza pari al 120% di $(X_{L2} + 2X_{L1})$; Ritardo: 0,6 s.
	3 ^a zona	Reattanza maggiore o uguale al 150% della 2 ^a zona; Ritardo: 1 s.
	4 ^a e 5 ^a zona	Criteri di taratura analoghi a quelli esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 Al fine di contenere il tempo di eliminazione dei guasti di sbarra, alla 5 ^a zona di intervento in direzione contraria può essere assegnato un tempo breve tarato in modo selettivo rispetto alla 1 ^a zona delle protezioni delle altre linee alle spalle. Tipicamente: Zona rovescia: Reattanza pari al 50% di X_{LC} dove X_{LC} è l'impedenza della linea alle spalle più corta. Ritardo: 0,3 s.
	I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> , Tab. 4 e 5.	
Azione	Scatto dell'interruttore di linea nell'estremo B	

Protezione distanziometrica nell'estremo C

Linee aeree a tre estremi attivi <i>Protezione distanziometrica (21L) nell'estremo C</i>		
Avviamento	Criteri analoghi a quelli esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i>	
Zone di misura	1 ^a zona	Reattanza pari al 80% di $(X_{L3} + X_{L2})$; Ritardo: tempo base.
	2 ^a zona	Reattanza pari al 120% di $(X_{L3} + 2X_{L1})$; Ritardo: 0,6 s.
	3 ^a zona	Reattanza maggiore o uguale al 150% della 2 ^a zona; Ritardo: 1 s.
	4 ^a e 5 ^a zona	Criteri di taratura analoghi a quelli esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 Al fine di contenere il tempo di eliminazione dei guasti di sbarra, alla 5 ^a zona di intervento in direzione contraria può essere assegnato un tempo breve e tarato in modo selettivo rispetto alla 1 ^a zona delle protezioni delle altre linee alle spalle. Tipicamente: Zona rovescia: Reattanza pari al 50% di X_{LC} dove X_{LC} è l'impedenza della linea alle spalle più corta. Ritardo: 0,3 s.
I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 <i>“Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)”</i> , Tab. 4 e 5.		
Azione	Scatto dell'interruttore di linea nell'estremo C	

In caso di indisponibilità prolungata del sistema di teleprotezione, oppure per assetti di rete provvisori nei quali non può essere adottata la teleprotezione, le protezioni dovranno operare con la 1^a zona estesa (tarata come la 2^a zona) pilotata dal dispositivo di autorichiusura.

9.3.1.2. Linee aeree a tre estremi con uno dei tre estremi passivo

Si fa riferimento al caso esemplificato in Fig. 14 nel quale il nodo passivo è connesso alla linea attraverso una derivazione rigida.

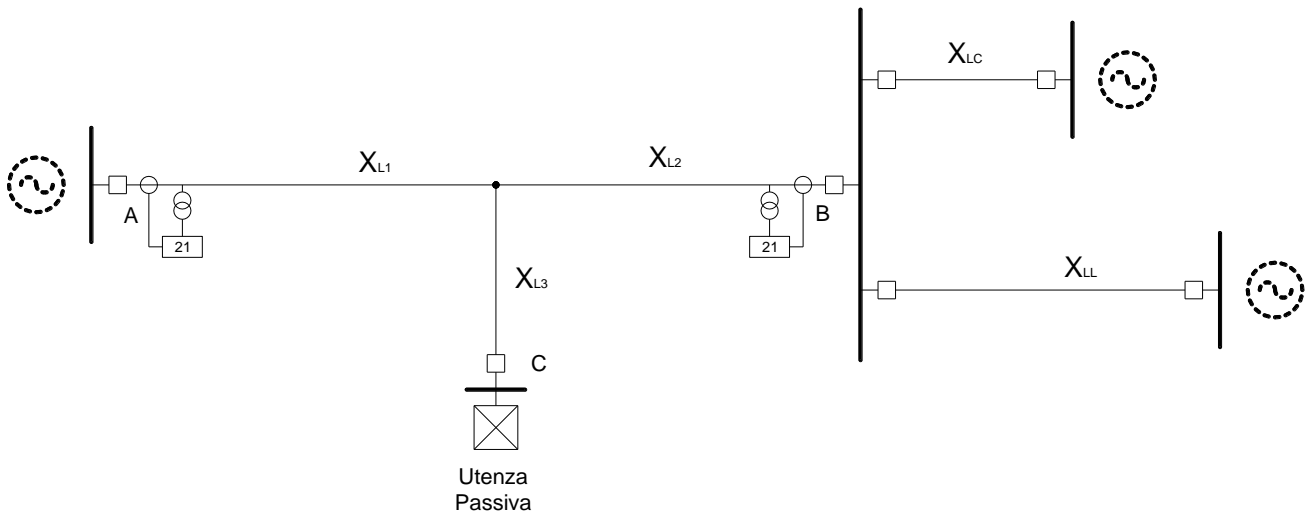


Fig. 14 - Linea a tre estremi con uno dei tre estremi passivo

In ciascuno dei due estremi attivi A e B della linea sono installate protezioni distanziometriche.

Definito come:

- X_{L1} il valore di reattanza del ramo della linea a T associato all'estremo attivo A;
- X_{L2} il valore di reattanza del ramo della linea a T associato all'estremo attivo B;
- X_{L3} il valore di reattanza del ramo della linea a T associato all'estremo passivo C;
- X_{LC} il valore di reattanza della linea più corta successiva all'estremo B;
- X_{LL} il valore di reattanza della linea più lunga successiva all'estremo B.

Le tarature delle due protezioni distanziometriche saranno quelle di seguito indicate:

Protezione distanziometrica nell'estremo A

Linee aeree a tre estremi con uno dei tre estremi passivo <i>Protezione distanziometrica (21L) estremo A</i>		
Avviamento	Stessi criteri esposti paragrafo 9.1.1 " <i>Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)</i> "	
Zone di misura	1 ^a zona	Reattanza pari all'80% di $(X_{L1} + X_{L2})$; Ritardo: tempo base.
	2 ^a zona	Reattanza pari al valore maggiore tra 120% di $(X_{L1} + X_{L2})$ e 120% di $(X_{L1} + 2X_{L3})$; Ritardo: 0,3 s In caso di mancanza di selettività con la 2 ^a zona delle protezioni a valle il tempo di ritardo può essere aumentato a 0,45s
	3 ^a zona	Reattanza pari al 120% di $(X_{L1} + X_{L2} + X_{LL})$ e comunque non inferiore al 125% della impedenza di taratura della 2 ^a zona; Ritardo: 0,8 s. In caso di mancanza di selettività con la 3 ^a zona delle protezioni a valle il tempo di ritardo può essere aumentato a 1 s.
	4 ^a e 5 ^a zona	Stessi criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.1
I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase di ciascuna zona) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 " <i>Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)</i> ", Tab. 4 e 5.		
Azione	Scatto dell'interruttore di linea nell'estremo A	

Protezione distanziometrica nell'estremo B

Si devono adottare tarature e comandi simmetricamente uguali a quelle indicate per l'estremo A.

Protezione distanziometrica nell'estremo C

In questo estremo non dovranno essere installate protezioni di linea; nella sezione AT dell'impianto passivo sono previsti i soli relè di massima corrente a protezione dei trasformatori di distribuzione AT/MT con le tarature indicate al paragrafo 13.1.

9.3.2. Linee aeree a tre estremi con protezione differenziale (87L)

Si applicano gli stessi criteri di taratura indicati per le linee tipiche a due estremi nel paragrafo 9.1.2. "Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)".

9.3.3. Linee aeree a tre estremi con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)

Alla protezione differenziale 87L si applicano criteri di taratura analoghi a quelli indicati per le linee tipiche a due estremi nel paragrafo 9.1.2. "*Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)*".

Per la comunicazione tra i tre terminali di linea è raccomandato il tipo ad anello.

La funzione distanziometrica integrata viene tarata sulla base delle regole per le linee a tre estremi dotate di protezioni distanziometriche fornite al paragrafo 9.1.1 "*Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)*". In questa applicazione non sono previsti schemi di teleprotezione in supporto al funzionamento delle protezioni distanziometriche. Alla 1^a zona ed alla 1^a zona estesa viene assegnata una funzione di emergenza. Entrambe saranno normalmente tenute fuori servizio e verranno attivate, in modo automatico, solo in caso di indisponibilità della protezione differenziale per mancanza di comunicazione tra i terminali remoti; la 1^a zona estesa (tarata come la 2^a zona) opererà pilotata dal dispositivo di richiusura automatica.

9.3.4. Linee aeree a tre estremi con protezione GAR (67N)

I criteri di taratura delle protezioni GAR sono gli stessi previsti per le linee aeree tipiche indicate al paragrafo 9.1.4 "*Linee aeree tipiche con protezione GAR (67N)*". Il sistema di teleprotezione a consenso (schema PO) tra i tre terminali potrà essere realizzato:

- con logica di trasmissione/ricezione "point-to-point" (ad esempio $A \Rightarrow B,C$; $B \Rightarrow A,C$; $C \Rightarrow A,B$)
- con logica di trasmissione/ricezione ad anello chiuso (ad esempio: $A \Rightarrow B$; $B \Rightarrow C$; $C \Rightarrow A$)

9.4. Protezioni di linee aeree in antenna

Le linee in antenna costituiscono l'unico collegamento alla rete di gruppi di generazione oppure di carichi passivi. Il sistema di protezione in esse adottato dipende dal tipo di utente connesso e, nel caso di produttori, dal tipo e dalla taglia dei generatori installati nell'impianto.

9.4.1. Linee aeree in antenna con centrali convenzionali di potenza superiore a 20 MVA

Di norma gli impianti di produzione con generatori rotanti di potenza superiore a 20 MVA, sono collegati alla rete tramite trasformatori elevatori con collegamento triangolo/stella e neutro a terra lato AT. Per la protezione della linea vengono in questi casi utilizzate *protezioni distanziometriche* in ambedue gli estremi della linea. In alternativa possono essere utilizzate *protezioni differenziali di linea con funzione distanziometrica integrata*. In entrambe le situazioni le protezioni devono essere in grado di assicurare l'apertura unipolare della linea in modo da consentire l'impiego della richiusura automatica rapida unipolare. Per la taratura si farà riferimento a criteri base esposti per le linee tipiche nei paragrafi 9.1.1, 9.1.2 e 9.1.3.

Se i generatori sono collegati alla linea tramite trasformatore elevatore a neutro isolato, l'unica protezione in grado di rilevare guasti a terra e guasti tra le fasi ad entrambi gli estremi della linea e consentire il successivo intervento della richiusura rapida automatica unipolare è la *protezione differenziale di linea*. In assenza di essa, il sistema di protezione di linea sarà costituito da una *protezione distanziometrica* lato rete mentre le protezioni di linea lato centrale saranno due: una *protezione distanziometrica* contro i guasti tra le fasi ed una *protezione a massima tensione omopolare* a due soglie di intervento contro i guasti monofase a terra; quest'ultima coinciderà con la protezione del gruppo generatore contro i cortocircuiti esterni e dovrà avere gli stessi valori di taratura indicati per tale protezione nel paragrafo 7.1.1.2 "Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale inferiore a 200 MVA, Caso B.

Le protezioni installate ai due estremi della linea comandano l'apertura dei rispettivi interruttori.

9.4.2. Linee aeree in antenna con centrali convenzionali di potenza inferiore a 20 MVA

Le centrali convenzionali con generatori rotanti di taglia inferiore a 20 MVA collegati in antenna alla rete sono presenti nelle reti 132-150 kV. Di norma, in questi casi non vengono utilizzate protezioni di tipo distanziometrico o di tipo differenziale, ma relè di *massima corrente* lato rete mentre lato impianto di produzione vengono adottati relè di *massima corrente* e *relè di minima tensione* come descritto al paragrafo 7.1.1.2 "Gruppi generatori convenzionali con potenza nominale inferiore a 200 MVA". Viene inoltre utilizzata una protezione di massima tensione omopolare (59N) lato AT in caso di centrali con trasformatore elevatore a neutro isolato. La semplificazione del sistema di protezione è giustificata dal fatto che spesso in questi casi non è applicata la richiusura rapida automatica unipolare per problemi di corretto riconoscimento della fase guasta.

Con riferimento alla **Fig. 15**, i valori di taratura dei relè dovranno essere i seguenti:

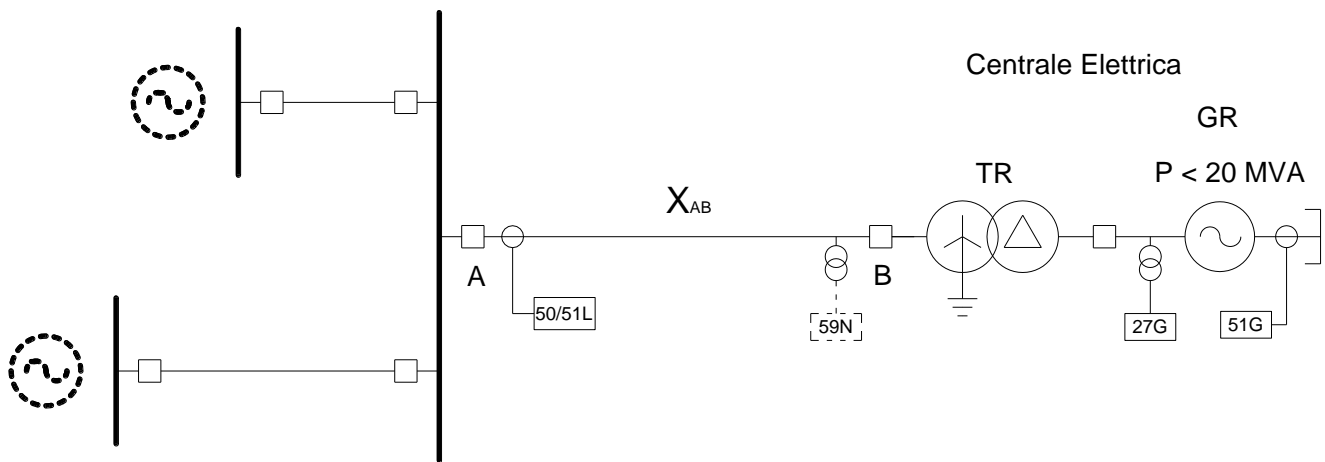


Fig. 15 - Linea in antenna con impianto di produzione di tipo convenzionale

Protezione nell'estremo A (lato rete)

Linee in antenna con centrale convenzionale di potenza inferiore a 20 MVA

Relè di massima corrente (50/51L) estremo A

Linee in antenna con centrale convenzionale di potenza inferiore a 20 MVA <i>Relè di massima corrente (50/51L) estremo A</i>	
1 ^a soglia	<p>Corrente di intervento $I_{>}$: $\geq 1,5 I_{P \max}$</p> <p>dove $I_{P \max}$ indica la massima corrente di carico fornita dall'impianto di produzione.</p> <p>Ritardo:</p> <p>1 ÷ 2,5 s per gli stalli linea delle reti 132 -150 kV;</p> <p>1 ÷ 3 s per gli stalli linea delle reti 220 kV;</p> <p>I tempi più elevati sono indicati per le centrali con trasformatori elevatori con neutro a terra lato AT; essi hanno lo scopo di evitare aperture indesiderate dell'interruttore nella stazione di connessione per guasti nella rete a monte a causa delle correnti di guasto fornite dai generatori dell'impianto produttore o anche dal solo circuito alla sequenza omopolare del trasformatore elevatore di centrale.</p>
2 ^a soglia	<p>Il valore della corrente di intervento $I_{>>}$ deve essere scelto in modo da soddisfare le seguenti condizioni:</p> <p>$I_{ccR \min} > I_{>>} > I_{ccG \max}$,</p> <p>dove: $I_{ccR \min}$ è la minima corrente di cortocircuito fornita dalla rete a cui è collegata la linea per cortocircuito in B;</p> <p>$I_{ccG \max}$ è la massima corrente di cortocircuito fornita dall'impianto di generazione per cortocircuito in A;</p> <p>Il valore scelto non deve causare interventi della protezione per cortocircuiti nella sezione MT dell'impianto di produzione</p> <p>Ritardo: $\leq 0,17$ s ¹⁶.</p>
Azione	Scatto interruttore di linea dell'estremo A.

Protezioni nell'estremo B (lato centrale)

Le protezioni contro i guasti esterni sono quelle descritte al paragrafo 7.1.1.

¹⁶ Qualora alla protezione di massima corrente fosse associata la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI), la selettività con le protezioni a monte deve essere garantita tenendo conto del tempo di ritardo assegnato alla protezione MAI riducendo il tempo della protezione locale di massima corrente oppure innalzando il tempo delle protezioni a monte operanti in selettività temporale (generalmente il tempo di 2^a zona delle protezioni distanziometriche).

9.4.3. Linee aeree in antenna con centrali eoliche o fotovoltaiche

In presenza di centrali eoliche e fotovoltaiche la protezione della linea di connessione alla rete è realizzata:

- lato rete: con una protezione a massima corrente a due soglie di intervento
- lato centrale: con una protezione a minima tensione e una di massima tensione omopolare (59N), entrambe ad una sola soglia di intervento.

Con riferimento alla **Fig. 16**, si adottano le seguenti tarature:

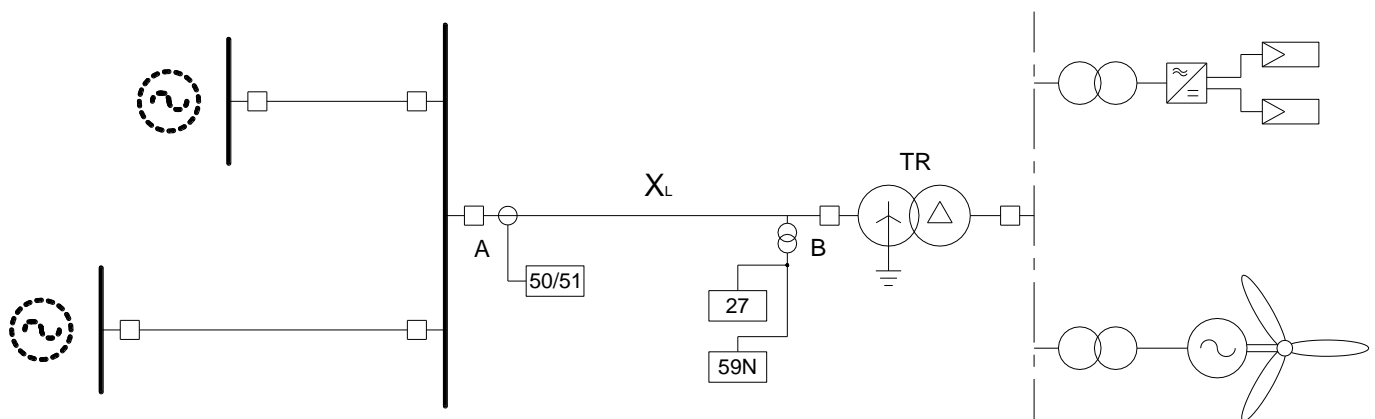


Fig. 16 - Assetto protezioni su linee in antenna con centrale eolica o fotovoltaica

Protezione nell'estremo A (lato rete)

Linea in antenna con centrale eolica e fotovoltaica	
<i>Relè di massima corrente (50/51) estremo A (lato rete)</i>	
1 ^a soglia	<p>Corrente di intervento $I >: \geq 1,5 I_{P \max}$</p> <p>con $I_{P \max}$ è la massima corrente di carico producibile dall'impianto di generazione;</p> <p>Ritardo:</p> <p>1 ÷ 2,5 s per gli stalli delle reti 132 -150 kV;</p> <p>1 ÷ 3 s per gli stalli delle reti 220 kV;</p> <p>Il tempo di 1 s è indicato per i casi in cui il trasformatore elevatore di centrale ha il neutro lato AT isolato da terra. I tempi più elevati sono invece indicati per i casi di trasformatori elevatori con neutro a terra lato AT al fine di evitare aperture indesiderate dell'interruttore nella stazione di connessione per guasti nella rete a monte a causa delle correnti di guasto omopolari circolanti negli avvolgimenti dei trasformatori elevatori di centrale.</p>

Linea in antenna con centrale eolica e fotovoltaica <i>Relè di massima corrente (50/51) estremo A (lato rete)</i>	
2a soglia	<p>Il valore della corrente $I_{>>}$ deve essere scelto in modo da soddisfare le seguenti condizioni:</p> <p>$I_{CCR\ min} > I_{>>} > I_{CCG\ max}$,</p> <p>dove: $I_{CCR\ min}$ è la minima corrente di cortocircuito fornita dalla rete a cui è collegata la linea per cortocircuito in B;</p> <p>$I_{CCG\ max}$ è la massima corrente di cortocircuito proveniente dall'impianto di generazione per cortocircuito in A;</p> <p>Il valore scelto non deve causare interventi della protezione per cortocircuiti nella sezione MT dell'impianto di produzione.</p> <p>Ritardo: $\leq 0,17\ s^{17}$.</p>
Azione	Scatto interruttore di linea dell'estremo A.

Protezione nell'estremo B (lato centrale)

Le protezioni delle centrali eoliche e fotovoltaiche contro i guasti in linea saranno quelle di tipo voltmetrico (*minima tensione e massima tensione omopolare*) indicate nei paragrafi 7.2 e 7.3 unitamente alle tarature relative (Centrali eoliche e fotovoltaiche - Casi B).

¹⁷ Qualora alla protezione di massima corrente fosse associata la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI), la selettività con le protezioni a monte deve essere garantita tenendo conto del tempo di ritardo assegnato alla protezione MAI riducendo il tempo della protezione locale di massima corrente oppure innalzando il tempo delle protezioni a monte operanti in selettività temporale (generalmente il tempo di 2^a zona delle protezioni distanziometriche).

9.4.4. Linee aeree in antenna con utenti passivi

Tali linee alimentano impianti di utenti AT con carico passivo. I trasformatori AT/MT dell'utente, indipendentemente dal tipo di collegamento degli avvolgimenti (di norma Yy) sono eserciti con il neutro lato AT isolato da terra.

Lato rete la protezione di linea è realizzata normalmente con relè di massima corrente a due soglie di intervento.

Con riferimento alla **Fig. 17**, si adottano le seguenti tarature:

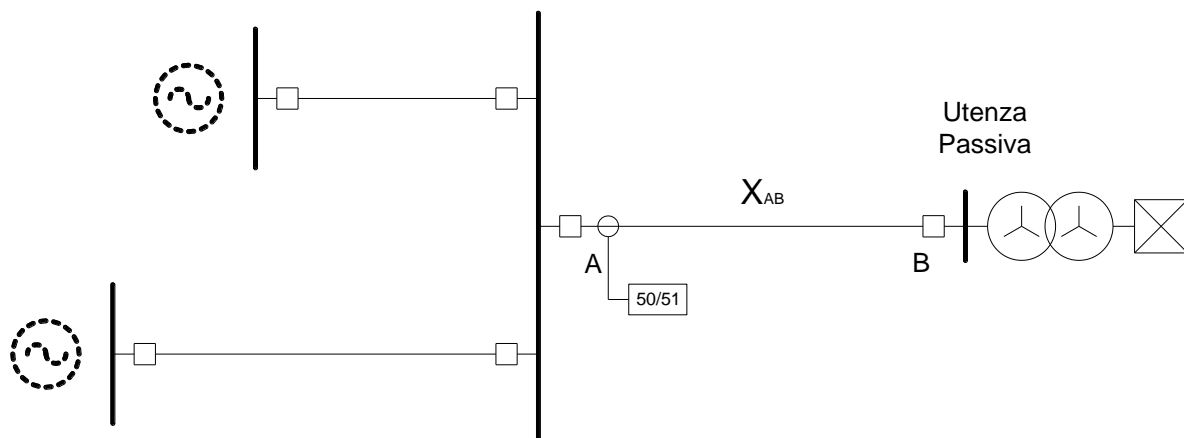


Fig. 17 - Linea in antenna con utenze passive

Protezione nell'estremo A (lato rete)

Linea in antenna con utente passivo	
<i>Relè di massima corrente (50/51) estremo A</i>	
1ª soglia	Corrente di intervento $I >$ pari a $1,5 I_{NTR}$, dove I_{NTR} è la corrente nominale totale dei trasformatori presenti nell'impianto dell'utente; Ritardo: 1 s.
2ª soglia	Corrente $I \gg$ di valore tale da non causare interventi per cortocircuiti nella sezione MT dell'impianto dell'utente; Ritardo: $\leq 0,17$ s. ¹⁸
Azione	Scatto interruttore di linea dell'estremo A.

¹⁸ Qualora alla protezione di massima corrente fosse associata la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI), la selettività con le protezioni a monte deve essere garantita tenendo conto del tempo di ritardo assegnato alla protezione MAI riducendo il tempo della protezione locale di massima corrente oppure innalzando il tempo delle protezioni a monte operanti in selettività temporale (generalmente il tempo di 2ª zona delle protezioni distanziometriche).

Protezione nell'estremo B (lato utente)

In questo estremo non sono installate protezioni di linea; nella sezione AT dell'impianto dell'utente sono previsti solo relè a protezione dei trasformatori di distribuzione AT/MT di tipo a massima corrente con le tarature indicate nel paragrafo 13.1 "Protezioni dei trasformatori a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione". Ad esse possono aggiungersi anche protezioni di tipo differenziale di trasformatore (87T).

9.5. Protezione di linee aeree in regime speciale

Tra le disposizioni di sicurezza da applicare nell'effettuazione di alcuni lavori sotto tensione in linea, è compresa l'esclusione delle richiuse automatiche agli estremi della linea sede di intervento al fine di evitare sovratensioni transitorie pericolose per il personale operativo.

A favore della sicurezza, e contro i rischi di re-energizzazioni a seguito di richiuse automatiche sugli elementi limitrofi a quello sede dell'intervento, è prevista una *protezione a minima tensione* ad una soglia di intervento ritardata. Tale protezione viene attivata soltanto durante il regime di esercizio speciale della linea con ritardi inferiori al tempo di attesa delle richiuse. Per essa vengono indicati i seguenti valori di taratura:

Linee in regime speciale	
Relè di minima tensione (27RS)	
Soglia di intervento	<p>Tensione pari a $0,3 V_n$, dove V_n è la tensione nominale della linea.</p> <p>Ritardo:</p> <p>0,2 s per le reti a 132 - 150 - 220 kV; 0,6 s per la rete a 380 kV e comunque inferiore al più basso tempo di attesa dei dispositivi di richiusura rapida automatica installati nelle reti.</p>
Azione	Scatto dell'interruttore di linea

9.6. Protezioni di linee tipiche in cavo

Solitamente le linee in cavo hanno una lunghezza ridotta. Quando la lunghezza è inferiore a 8 km sui livelli di tensione 150-132 kV e inferiore 10 km sul livello 380 kV, questa tipologia di linea non può essere protetta col solo impiego delle protezioni distanziometriche; risulta così necessario il ricorso a protezioni differenziali di linea oppure, in subordine, a protezioni distanziometriche con schemi di teleprotezione.

Il sistema di protezione sarà quindi uno dei seguenti:

- protezione differenziale con funzione distanziometrica integrata agli estremi della linea;
- protezioni distanziometriche agli estremi della linea cooperanti tra loro con schema di teleprotezione Permissive Overreaching;
- nel caso di più linee seriali in cavo, protezione differenziale agli estremi di ciascuna linea e protezioni distanziometriche di riserva nei soli nodi di partenza e di arrivo di più tronchi di linea consecutivi.

Tali soluzioni protettive sono applicabili anche alle linee miste (parte in cavo e parte aeree) nelle quali è prevalente la porzione in cavo.

Le protezioni distanziometriche utilizzate devono:

- permettere la taratura in modulo e fase del coefficiente di terra K_T
- consentire la taratura differenziata del coefficiente di terra applicato alla 1^a e 2^a zona rispetto a quello applicato alle zone successive
- disporre di una regolazione della resistenza di guasto R_G da compensare espressa in ohm/loop oppure, se espressa in ohm/fase, disporre di una taratura del coefficiente di terra lungo l'asse reattivo separata da quello resistivo ($K_X = \frac{X_o - X_D}{3 \cdot X_D}$, $K_R = \frac{R_o - R_D}{3 \cdot R_D}$)
- ove necessario, consentire la temporizzazione della 1^a zona

Nelle linee in cavo non è previsto l'impiego della richiusura automatica rapida e/o lenta

9.6.1. Linee in cavo con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)

Alla protezione differenziale si applicano gli stessi criteri di taratura esposti per le linee tipiche nel paragrafo 9.1.2 "*Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)*" mentre alle zone di impedenza della funzione distanziometrica si applicano le regole di taratura previste per le linee corte aeree nel paragrafo 9.2.3 "*Linee aeree corte con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)*" con le seguenti avvertenze:

- a. nel calcolo delle zone di impedenza deve essere messa in conto la maggiore incertezza esistente sui parametri (l'incertezza riguarda soprattutto i parametri alla sequenza omopolare) e pertanto si dovranno adottare coefficienti di sicurezza maggiori di quelli normalmente usati per le linee aeree;
- b. se la linea in cavo è seguita da linee aeree, il coefficiente di terra K_T della 1^a e 2^a zona deve essere regolato, in modulo ed in fase, diversamente dal coefficiente di terra delle zone successive in modo da permettere un buon adeguamento del parametro K_T alle caratteristiche dei diversi elementi di rete protetti.

9.6.2. Linee in cavo con protezioni distanziometriche (21) e schema di teleprotezione Permissive Overreaching (PO) con eco

Tale soluzione è quella normalmente impiegata per le linee in cavo quando non siano disponibili idonei vettori per la comunicazione tra gli estremi richiesti dalla protezione differenziale. Per la taratura valgono:

- i criteri generali esposti per le linee aeree corte nel paragrafo 9.2 "*Protezioni di linee aeree corte*"

- le avvertenze evidenziate nel paragrafo precedente 9.6.1 “Linee in cavo con protezione differenziale e funzione distanziometrica integrata (87L/21)” relative ai coefficienti di sicurezza da adottare nel calcolo delle zone di misura ed all’esigenza di differenziare il coefficiente di terra K_T da applicare alle diverse zone di misura.

9.6.3. Linee in cavo contigue nelle reti 132-150 kV con protezione differenziale agli estremi (87L) e protezioni distanziometriche nei terminali lontani (21L) con e senza teleprotezione

In presenza di tratti in cavo contigui, nelle reti 132-150 kV si possono installare le protezioni distanziometriche ad entrambi gli estremi di ogni tratto solo se l'impedenza dei cavi è tale da permettere la taratura selettiva delle zone di intervento. Nel caso in cui ciò non sia possibile, le protezioni distanziometriche potranno essere attivate solo negli estremi più lontani assegnando alla 1^a zona il tempo di intervento di 0,17 s per consentire il funzionamento selettivo delle protezioni differenziali che invece devono essere presenti in ogni tronco di linea.

Con riferimento alla **Fig. 18**, ipotizzando che le impedenze X_{L1} e X_{L2} delle due linee in cavo siano tali da non permettere la selettività, le protezioni distanziometriche saranno attivate solo negli estremi A e C.

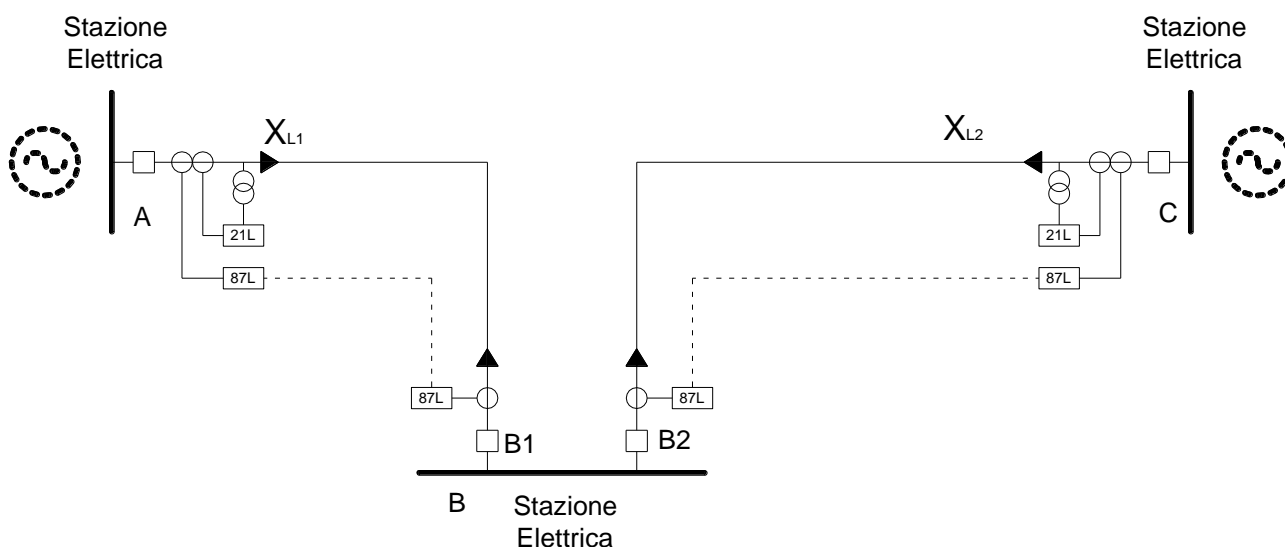


Fig. 18 - Linee seriali in aereo

Nel caso di **Fig. 19**, sempre nell’ipotesi che le impedenze X_{L1} , X_{L2} e X_{L3} delle tre linee in cavo siano tali da non assicurare la selettività, le protezioni distanziometriche saranno attivate in A e D.

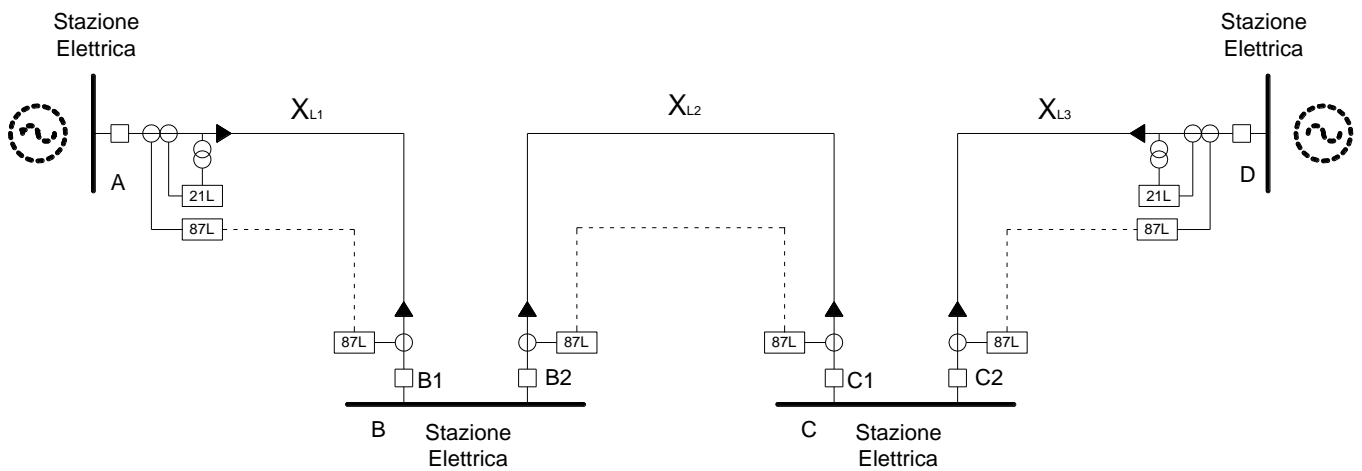


Fig. 19 - Linee seriali in cavo

L'impiego della teleprotezione, in ausilio al funzionamento delle protezioni distanziometriche in 1^a zona regolata in overreaching, va deciso di volta in volta in funzione del piano generale di taratura dell'area interessata.

9.7. Protezioni di linee in cavo in antenna

Il sistema di protezione da adottare nelle linee in antenna dipende dal tipo di utente connesso e, nel caso di produttori, dal tipo e dalla taglia dei generatori installati nell'impianto.

9.7.1. Linee in cavo in antenna con centrali convenzionali di potenza superiore a 20 MVA

Di norma gli impianti di produzione con generatori rotanti di potenza superiore a 20 MVA sono collegati alla rete tramite trasformatori elevatori con collegamento triangolo-stella e neutro a terra lato AT.

La soluzione privilegiata per la protezione della linea è basata sull'impiego di *protezioni differenziali con funzione distanziometrica integrata* (87L/21) in grado di garantire la rimozione di tutti i tipi di guasto in linea anche in caso di esercizio del trasformatore elevatore di centrale con neutro isolato da terra. Per le regole di taratura occorre fare riferimento ai criteri base esposti per le linee tipiche nei paragrafi 9.1.1, 9.1.2 e 9.1.3.

In alternativa, indicativamente con centrali di taglia non superiore a 40 MVA, può essere utilizzata la soluzione protettiva che prevede:

- lato rete: protezioni di tipo distanziometrico (21) o anche protezione a massima corrente (50/51) se la potenza di cortocircuito della rete è sempre superiore, con adeguato margine, a quella della centrale ($P_{cc\ Rete} \gg P_{ccG}$).
- lato centrale: protezioni a massima corrente (51), protezioni a minima tensione (27) e, con trasformatori elevatori di centrale a neutro isolato lato AT, protezioni a massima tensione omopolare (59N).

in questo caso le regole di taratura sono le stesse viste per le linee aeree in antenna al paragrafo 9.4.

9.7.2. Linee in cavo in antenna con centrali convenzionali di potenza inferiore a 20 MVA

Le centrali convenzionali con generatori rotanti di taglia inferiore a 20 MVA collegati in antenna alla rete sono presenti nelle reti 132-150 kW, raramente in quelle a 220 kV. In questi casi vengono applicate le stesse soluzioni di protezione e le stesse regole di taratura previste al paragrafo precedente 9.7.1 per le linee in antenna con gruppi di potenza superiore a 20 MVA alle quali si rinvia. La soluzione presentata come alternativa, ovvero senza impiego della protezione differenziale di linea con funzione distanziometrica integrata, è in generale la più appropriata.

9.7.3. Linee in cavo in antenna con impianti eolici o fotovoltaici

In questo caso le soluzioni di protezione standard sono le stesse previste nel paragrafo 9.4.3 "Linee aeree in antenna con centrali eoliche o fotovoltaiche".

Se la linea viene protetta con protezioni differenziali con funzione distanziometrica integrata, lato centrale è comunque richiesta la presenza del set di protezioni costituito da: minima tensione (27), massima tensione (59), massima tensione omopolare (59N), minima e massima tensione (81) con funzione di riserva contro i guasti in rete. In questo caso i tempi di funzionamento saranno gli stessi previsti per le centrali eoliche e fotovoltaiche connesse ad impianti in entra-esce adiacenti (ved. paragrafi 7.2.1.1 e 7.3.1.1).

9.7.4. Linee in cavo in antenna con utenti passivi

In questo caso valgono le stesse soluzioni di protezione e le stesse regole di taratura previste nel paragrafo 9.4.4 "Linee aeree in antenna con utenti passivi".

9.8. Funzioni accessorie delle protezioni di linea

9.8.1. Broken conductor

La funzione ha lo scopo di rilevare la presenza di una fase aperta nelle linee aeree della rete AAT o AT. Deve essere attivata in sola segnalazione, senza apertura dell'interruttore di linea.

Nei casi in cui il rilievo della fase aperta avvenga attraverso la misura della corrente inversa I_2 , il parametro da tenere a riferimento per la taratura della funzione è il seguente:

$$I_2 / I_1 = 0,2$$

Nel caso invece che l'interruzione di fase sia individuata attraverso il rapporto tra la corrente di fase minima I_{MIN} e la corrente di fase massima I_{MAX} misurate sulle tre fasi, il parametro da tenere a riferimento è il seguente:

$$I_{MIN} / I_{MAX} = 0,5$$

Tempo di ritardo della segnalazione t: 10s

9.8.2. Supervisione circuiti voltmetrici VTS:

La funzione VTS (Voltage Tension Supervision) è prevista per controllare l'integrità dei circuiti voltmetrici delle protezioni distanziometriche bloccandone il funzionamento per mancanza di una o più fasi non dovuta ad annullamento della tensione nella rete AT.

Tale funzione può essere presente anche nelle protezioni differenziali con compensazione automatica della corrente capacitiva di linea come indicato al paragrafo 9.1.2 "*Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)*"

Per la taratura delle funzioni VTS mono/bi-fase (VTS 1Φ/2Φ) e trifase (VTS 3Φ) vengono fornite le seguenti indicazioni:

Linee Aeree o in Cavo	
Supervisione circuiti voltmetrici (VTS)	
VTS 1Φ/2Φ:	<p>Logica blocco $VTS(1\Phi/2\Phi) = \langle 3V_0 \rangle * \langle \overline{3I_0} \rangle * \langle \overline{I_2} \rangle$</p> <p>dove $3V_0$, $3I_0$ e I_2 sono rispettivamente le soglie di massima tensione residua, di massima corrente residua e di massima corrente inversa. La logica di blocco è il prodotto logico (AND) delle condizioni di superamento delle soglie come indicato nella relazione. Con il simbolo soprastegnato si intende la negazione della rispettiva condizione, con l'asterisco il prodotto logico (AND logico). Il controllo della corrente inversa potrebbe non essere presente.</p> <p>Regolazioni:</p> <p>$3V_0 \geq 30$ V secondari</p> <p>$3I_0$ pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: 160 A primari • 380 - 220 kV: 320 A primari <p>I_2 pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: 56 A primari • 380 - 220 kV: 112 A primari
VTS 3Φ:	<p>Logica blocco $VTS(3\Phi) = \langle V(3\Phi) \rangle * \langle \overline{\Delta I(3\Phi)} \rangle$</p> <p>dove si indica con $V(3\Phi)$ la soglia di minima tensione sulle tre fasi e con $\Delta I(3\Phi)$ quella di massima variazione (in aumento) della corrente sulle tre fasi. Con il simbolo soprastegnato si intende la negazione della rispettiva condizione, con l'asterisco il prodotto logico (AND logico)</p> <p>Regolazioni:</p> <p>$V(3\Phi) < : 0,1 \div 0,2 V_{nTV}$</p> <p>dove V_{nTV} è la tensione nominale di fase dei TV</p> <p>$\Delta I(3\Phi) > :$</p> <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: 80 ÷ 160 A primari • 380 - 220 kV: 160 ÷ 320 A primari
Azione:	Blocco funzione distanziometrica e delle altre funzioni operanti in tensione

9.8.3. Massima corrente di riserva

La massima corrente di riserva è concepita come protezione sempre attiva con soglie di corrente e tempi di intervento regolati in modo da svolgere una funzione di riserva alla protezione distanziometrica. Essa *non* è prevista dal sistema di protezione delle reti AAT ed AT essendo la funzione di riserva affidata alle protezioni distanziometriche degli stalli a monte. Non va pertanto abilitata negli apparati di protezione in servizio.

9.8.4. Massima corrente di emergenza

La massima corrente di emergenza è una protezione a massima corrente normalmente inattiva e pronta ad entrare in servizio solo in caso di indisponibilità della protezione distanziometrica, ad esempio per perdita dell'alimentazione voltmetrica con blocco della protezione principale ad opera delle funzioni VTS e VTP. Viene attivata su stalli linea protetti con singola protezione distanziometrica, mai in stalli linea con doppia protezione. Viene attivata anche negli stalli parallelo sbarre di tutti i livelli di tensione equipaggiati sempre a singola protezione distanziometrica. Sono previste due soglie di intervento a tempo indipendente per la misura delle tre correnti di fase; eccezionalmente, su linee molto lunghe (indicativamente $30 \div 40$ km sul livello di tensione 150/132 kV), può essere utilizzata una terza zona istantanea a condizione che essa risulti insensibile a guasti fuori dalla linea protetta in tutte le condizioni di rete ipotizzabili.

Linee Aeree	
<i>Protezione di massima corrente di emergenza (50/51 EMR)</i>	
1 ^a soglia	<p>Corrente di intervento $I >$ compresa di norma negli intervalli:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: 960 ÷ 1200 A • 220 kV: 2400 ÷ 3200 A • 380 kV: 3200 ÷ 4800 A <p>e comunque superiore al valore massimo di portata con un opportuno margine di sicurezza</p> <p>Ritardo: 1,0 ÷ 1,2 s.</p>
2 ^a soglia	<p>La soglia di corrente $I >>$ deve essere scelta in modo da essere sensibile a tutti i guasti in linea nella situazione di minima potenza di cortocircuito della rete equivalente a monte:</p> <p>$I >>$: minore di $I_{CC\ MIN\ FL}$</p> <p>dove $I_{CC\ MIN\ FL}$ è la corrente di cortocircuito minima per guasto in fondo linea in condizione di $P_{CC\ MIN}$ della rete a monte;</p> <p>Ritardo: 0,17 s</p>
3 ^a soglia	<p>La soglia di corrente $I >>>$, se adottata, deve essere scelta in modo da essere sicuramente insensibile a tutti i guasti in linea nella situazione di massima potenza di cortocircuito della rete equivalente a monte:</p> <p>$I >>>$: maggiore di $I_{CC\ MAX\ FL}$</p> <p>dove $I_{CC\ MAX\ FL}$ è la corrente di cortocircuito massima per guasto in fondo linea in condizione di $P_{CC\ MAX}$ della rete a monte;</p> <p>Ritardo: 0 s.</p>

La massima corrente di emergenza (50/51EMR) non deve essere associata né alla RRA né alla RLA. Deve invece attivare la protezione MAI, se presente nello stallo. L'impiego di soglie di massima corrente di terra di emergenza (50/51N EMR) è escluso.

9.8.5. Scatto su comando di chiusura interruttore in presenza di guasto (SOTF)

La funzione SOTF (Switch On To Fault) ha lo scopo di provocare lo scatto istantaneo della protezione di linea in caso di comando di chiusura manuale oppure di richiusura lenta automatica su guasto.

Nella sua applicazione base opera utilizzando le zone di intervento della funzione distanziometrica (SOTF_DZ). Per la taratura valgono le seguenti indicazioni:

Linee Aeree o in Cavo <i>Switch On To Fault operante in impedenza (SOTF_DZ)</i>	
Zone di intervento	2ª zona distanziometrica in avanti e 5ª zona distanziometrica indietro ¹⁹
Tempo di attivazione della funzione	t _{SOTF} : 200 ms
Azione	Scatto interruttore di linea

Nel caso in cui la funzione SOTF_DZ necessiti anche di una soglia in corrente per superare la zona morta della protezione distanziometrica su guasti vicini (quelli caratterizzati dall'annullamento totale della tensione) le regolazioni raccomandate per la soglia in corrente SOTF_I saranno le seguenti:

Linee Aeree o in Cavo <i>Switch On To Fault operante in corrente (SOTF_I)</i>	
Corrente di intervento	Corrente di intervento I _{SOTF>} pari a: <ul style="list-style-type: none"> • 132 - 150 kV: 2400 A • 220 kV: 3200 A • 380 kV: 4800 A
Tempo di attivazione della funzione	t _{SOTF} : 200 ms
Azione	Scatto interruttore di linea

Per i guasti altamente è inoltre prevista una funzione SOTF specifica in associazione alla protezione GAR (SOTF_GAR). Viene introdotto un modesto ritardo all'attivazione della funzione SOTF_GAR per evitare interventi intempestivi in caso di chiusura a parallelo dell'interruttore non contemporanea sui tre poli. Le regolazioni raccomandate sono le seguenti:

¹⁹ Nelle protezioni di modello più antiquato, dove non è possibile selezionare la zona di intervento, è accettato che la funzione SOTF sia attivata per guasto ricadente nella zona di avviamento

Linee Aeree <i>Switch On To Fault operante sulla corrente di terra (SOTF_GAR)</i>	
Grandezze di intervento (I_E , V_{RES} , settore angolare)	Le stesse indicate per la protezione GAR Principale (67N-1)
Ritardo all'attivazione della funzione	t_{RIT_SOTF} : 200 ms
Tempo di attivazione della funzione	t_{SOTF} : 500 ms
Azione	Scatto interruttore di linea

10. DISPOSITIVI ASSOCIATI ALLE PROTEZIONI DI LINEA

10.1. Dispositivo antipendolazione (68) e dispositivo perdita di passo (78)

Il dispositivo antipendolazione permette di bloccare l'intervento delle protezioni distanziometriche quando la linea è soggetta a forti oscillazioni elettromeccaniche, mentre il dispositivo di perdita di passo consente lo scatto della linea a fronte di una pendolazione instabile.

L'utilizzo di tali dispositivi è previsto solo nelle protezioni distanziometriche delle reti a 380 kV ed in quelle delle reti a 220 kV con funzione di trasmissione.

L'antipendolante deve operare per velocità di variazione dell'impedenza misurata dZ/dt inferiore a 300 ohm/s ed il blocco della protezione deve avere una durata di 2 s interessando, quindi, le prime tre zone di misura.

Qualora siano presenti sistemi di sblocco atti a rilevare la presenza di guasti dissimmetrici durante una pendolazione, basati sulla misura della corrente di terra ($I_E = 3 I_0$) e della corrente inversa (I_2), le soglie I_E ed I_2 dovranno essere regolate nel modo di seguito indicato:

$$I_E >: 40 \div 50 \% I_{MAX}$$

$$I_2 >: 30 \div 40 \% I_{MAX}$$

dove I_{MAX} è la massima corrente misurata sulle tre fasi.

Nei punti della rete ove è previsto anche lo scatto delle linee per pendolazione instabile, il dispositivo di perdita di passo dovrà operare lo scatto al primo giro dopo che la traiettoria di impedenza misurata avrà effettuato un attraversamento completo della caratteristica di rilievo della pendolazione (da destra verso sinistra oppure da sinistra verso destra). Poiché tale funzione è prevista solo su un numero limitato di linee della rete primaria di trasmissione, tutte dotate di doppia protezione (due ad un estremo e due all'estremo opposto), è sufficiente che lo scatto per perdita di passo sia garantito da due protezioni affacciate.

10.2. Dispositivo di richiusura rapida automatica (79R)

Nelle linee aeree delle reti a tensione superiore a 110 kV è di norma adottata la Richiusura Rapida Automatica (RRA) degli interruttori. Il suo impiego non è invece previsto nelle linee interamente in cavo, mentre nelle linee miste (parte aeree e parte in cavo) la RRA sarà inserita tenendo conto della lunghezza della parte aerea rispetto a quella in cavo; più precisamente essa verrà attivata ogniqualvolta la lunghezza del tratto aereo sia uguale o superiore al 25% della lunghezza totale della linea e comunque non inferiore a 300 m.

Il funzionamento della RRA è associato al funzionamento in tempo base delle protezioni di linea che possono essere di tipo distanziometrico, di tipo differenziale e nelle linee in antenna anche a protezioni a massima corrente. In ogni stallo linea è attivo un unico dispositivo di richiusura rapida. In caso di linee dotate di doppia protezione, entrambe le protezioni sono chiamate a cooperare con quest'unico dispositivo.

➤ *RRA interna Master e RRA interna Slave*

I moderni apparati di linea di tipo numerico sono apparati multifunzione che dispongono, al loro interno, sia di una o più funzioni protettive (distanziometrica e/o differenziale) sia di una funzione di richiusura automatica rapida. Negli stalli con doppia protezione, in condizioni di funzionamento normali vengono impiegati due distinti apparati ma viene attivata la sola RRA del 1° apparato che

prende il nome di RRA interna Master. Su di essa convergono i segnali di funzionamento (avviamento e scatto) delle protezioni di linea interne ai due apparati. In caso di indisponibilità del 1° apparato viene automaticamente attivata la RRA del 2° apparato, denominata RRA interna Slave, che coopera con la sola 2ª protezione di linea interna a detto apparato.

➤ *Programma della richiusura automatica*

In linea generale valgono i seguenti criteri:

- Linee a 132-150 kV: il programma di richiusura da attuare è di norma del tipo tripolare eccezion fatta per le aree con presenza di unità di generazione di tipo rotante²⁰ in cui è richiesta la richiusura di tipo unipolare;
- Linee a 220 kV: il programma di richiusura da attuare è di norma del tipo uni-tripolare eccezion fatta per le aree con presenza di unità di generazione di tipo rotante²¹ in cui è richiesta la richiusura di tipo unipolare;
- Linee a 380 kV: il programma di richiusura da attuare è di norma del tipo unipolare;

➤ *Tempo operativo*

Il tempo operativo (o tempo di ritardo avviamento - scatto) della RRA è l'intervallo tra i segnali di avviamento e di scatto forniti dalla(e) protezione(i) associata(e) entro il quale viene consentito il ciclo di richiusura automatica.

Nel caso di associazione della RRA a protezioni di tipo distanziometrico esso deve avere un valore:

- pari al ritardo di intervento della 2ª zona delle protezioni distanziometriche ridotto di 100 ms, se il dispositivo di richiusura è esterno agli apparati che ospitano i dispositivi di protezione ed anche se è interno ad uno di tali apparati ma cooperante con una seconda protezione esterna ad esso.
- uguale al ritardo di intervento della 2ª zona della protezione distanziometrica associata se il dispositivo di richiusura è interno allo stesso apparato che ospita la protezione e non è presente una seconda protezione esterna.

Nel caso di associazione della RRA ad una protezione di tipo differenziale i segnali di avviamento e scatto sono di fatto coincidenti.

Nel caso, infine, di associazione della RRA a protezione di massima corrente il ciclo di richiusura viene consentito per intervento della protezione sulla sola soglia di scatto istantaneo (con segnali di avviamento e scatto coincidenti).

➤ *Tempo di attesa*

Il tempo di attesa per la richiusura automatica degli interruttori è l'intervallo di tempo tra il comando di scatto della(e) protezione(i) ed il comando di richiusura necessario alla deionizzazione dell'arco. Esso dovrà avere i valori indicati nella seguente tabella:

²⁰ I generatori eolici rotanti collegati alla rete tramite convertitori statici di tipo full-converter sono equiparabili a generatori statici, e possono tollerare la re-inserzione automatica di tipo tripolare.

²¹ Come nota 21

TENSIONE LINEA	TEMPI DI ATTESA		
	RICHIUSURA UNIPOLARE (s)	RICHIUSURA TRIPOLARE (s)	NOTE
380 kV	2,0	0,4	in casi particolari (ad esempio su linee in doppia terna particolarmente lunghe e su linee a tre estremi) potranno essere adottati tempi di attesa superiori.
220 kV	1,0	0,3	
132-150 kV	0,5	0,3	

Nei casi in cui la RRA sia applicata ad un solo terminale di una linea bi-alimentata (linea con RRA esclusa o mancante ad uno dei due estremi attivi) il tempo di attesa da impostare dovrà essere quello indicato in tabella aumentato del tempo di eliminazione dei guasti in linea della protezione installata nell' estremo opposto (quello privo di RRA).

➤ *Tempo di neutralizzazione*

Il tempo di neutralizzazione è il tempo dopo l'intervento della RRA entro il quale un secondo intervento della stessa (a seguito di un possibile ulteriore intervento della protezione associata) viene inibito; esso è scelto in accordo al tempo t_2 del ciclo operativo dell'interruttore (O – t_1 – CO – t_2 – CO).

Normalmente esso è pari ad 1 min.; per gli interruttori vetusti tale tempo sarà di 3 min.

➤ *Estensione della 1ª zona delle protezioni distanziometriche*

Per la riuscita della richiusura rapida automatica è indispensabile l'intervento in tempo base delle protezioni distanziometriche ad entrambi gli estremi della linea anche se il guasto si presenta nei tratti terminali del collegamento coperti dalle protezioni distanziometriche in 2ª zona.

In assenza di schemi di teleprotezione lo scatto in tempo base per guasti nell'intera linea viene conseguito assegnando agli stessi dispositivi di richiusura automatica il compito di variare il campo di intervento delle protezioni distanziometriche dalla 1ª zona alla 1ª zona estesa per tutta la durata del ritardo tempo operativo impostato secondo le modalità di seguito indicate:

- con richiusura rapida tripolare: estensione della 1ª zona per tutti i tipi di guasto;
- con richiusura rapida unipolare: estensione della 1ª zona per i soli guasti monofase.

In caso di esclusione della RRA non deve essere operata alcuna variazione della 1ª zona.

➤ *Azione:* Chiusura dell'interruttore di linea.

10.3. Dispositivo di richiusura lenta automatica (79L)

Il campo di applicazione della Richiusura Lenta Automatica (RLA) è analogo a quello della Richiusura Rapida Automatica.

Il dispositivo opera con modalità tripolare a seguito dell'intervento delle protezioni di linea ed interviene tipicamente dopo una RRA non riuscita oppure non avvenuta per uno dei seguenti motivi: assenza guasto, esclusione del dispositivo di RRA, guasto polifase su linea equipaggiata con RRA solo unipolare.

Nelle reti a 380 kV, 220 kV ed in quelle a 132-150 kV caratterizzate dalla presenza di centrali con generatori di tipo rotante, la RLA viene eseguita previo controllo di sincronismo fra le tensioni ai due capi dell'interruttore aperto; il controllo riguarda:

- il modulo delle tensioni
- la fase fra le tensioni
- lo scorrimento fra le tensioni

e presuppone la presenza di TV a monte e a valle dell'interruttore aperto. Per il controllo della tensione a valle sono utilizzati i TV di linea mentre per il controllo della tensione a monte sono utilizzati i TV di sbarra. Negli impianti passivi con due soli stalli linea, in mancanza di TV di sbarra, quest'ultimi possono essere sostituiti dai TV della seconda linea. Nelle reti 132-150 kV di tipo passivo oppure di tipo attivo con presenza di generatori di tipo statico è consentita la RLA senza controlli di sincronismo.

Il ciclo di richiusura deve essere in accordo con il tempo t_2 della sequenza operativa dell'interruttore (O – t1 – CO – t2 – CO).

Il dispositivo, su ciascun montante, deve essere predisposto o in due modalità:

- "lancio di tensione" in assenza di tensione in linea ($V_L < 30\% V_n$) e presenza di tensione di sbarra ($V_{sb} > 70\% V_n$)
- "parallelo" con controllo delle condizioni di sincronismo

Ai due estremi della stessa linea i dispositivi di richiusura lenta automatica dovranno essere programmati, uno per eseguire la funzione di lancio di tensione e l'altro per eseguire la manovra di parallelo.

Di norma il lancio di tensione avverrà dall'estremo nord verso quello sud sulle linee longitudinali, e dall'estremo ovest verso quello est²² sulle linee trasversali. Nel caso di linee equipaggiate con dispositivo di re-inserzione ad un solo estremo, di norma esso sarà programmato a lancio.

Nell'eventualità che l'estremo considerato sia vicino a gruppi di generazione, è da evitare la predisposizione del dispositivo per il lancio di tensione al fine di non rischiare di sottoporre i gruppi ad una nuova sollecitazione in caso di guasto permanente. Sono sottratte a questa regola le centrali fotovoltaiche non essendo presenti, in questo tipo di impianti, parti meccaniche in movimento soggette a coppie acceleranti o frenanti²³.

Per quanto riguarda la rete primaria di trasmissione a 380 kV e 220 kV è previsto solo il programma di parallelo di tipo sincrono su intervento della richiusura lenta automatica (RLA) mentre su comando di chiusura manuale (CHM) è prevista anche la chiusura tra reti asincrone con scorrimento inferiore a soglie predeterminate. Tale criterio è motivato dall'esigenza di affidare agli operatori di rete il compito di eseguire il parallelo tra reti, separatesi a seguito di rilevanti eventi di rete, nel momento e nel punto più appropriati.

Lo schema suddetto, pensato per la rete primaria, non ha motivo di essere replicato nelle reti di sub-trasmissione e di distribuzione a 220 kV, 150 kV e 132 kV dove la possibilità di funzionamento in isola riguarda aree di estensione limitata e con potenza di cortocircuito ridotta rispetto alla rete nazionale sincrona. Per tale motivo, nelle reti suddette viene sempre applicata anche la modalità di richiusura lenta asincrona a beneficio di una più ampia possibilità di rimagliatura tra reti separate in modo automatico ed in tempi ridotti. I criteri sopraindicati sono riassunti nella tabella seguente:

²² Per la Sicilia, viceversa il lancio viene eseguito da Est verso Ovest.

²³ Ai generatori di tipo statico sono assimilati i generatori rotanti collegati alla rete a mezzo di convertitori statici di tipo full-converter.

Livello di tensione	Chiusura Manuale	Programma RLA
380 kV	SINCRONO + ASINCRONO	SINCRONO
220 kV trasmissione	SINCRONO + ASINCRONO	SINCRONO
220 kV distribuzione	SINCRONO + ASINCRONO	SINCRONO + ASINCRONO
150kV-132 kV	SINCRONO + ASINCRONO	SINCRONO + ASINCRONO

Critério di abilitazione della RLA

La RLA viene sempre abilitata per intervento delle protezioni differenziali di linea a cui è associata, mentre per le protezioni distanziometriche e per quelle a massima corrente l'abilitazione è in funzione del gradino o della soglia di intervento, secondo quanto indicato nella tabella seguente:

<i>Dispositivo di Richiusura Lenta Automatica (RLA) - Criteri di abilitazione</i>		
Protezione associata alla RLA	Criterio di abilitazione da adottare	
Protezione distanziometrica con schema di telepilotaggio (AU, PO, BO)	RLA a lancio	abilitata all'intervento solo su scatto in 1° gradino
	RLA a parallelo	abilitata all'intervento anche per scatto in gradini superiori al primo
Protezione distanziometrica senza schema di telepilotaggio	RLA a lancio	abilitata all'intervento per scatti in 1° e 2° gradino, se disponibile questa modalità, altrimenti abilitata per intervento in tutti i gradini
	RLA a parallelo	abilitata all'intervento anche per scatto in gradini superiori al primo
Protezione differenziale di linea	RLA a lancio	sempre abilitata
	RLA a parallelo	
Protezione di massima corrente di linea ²⁴	RLA a lancio	abilitata all'intervento solo della soglia rapida della protezione
	RLA a parallelo	abilitata all'intervento anche per scatto della protezione su soglie ritardate (caso di rara applicazione)

²⁴ La RLA in associazione alla protezione a massima corrente di linea è di norma prevista nel solo lato rete delle linee di alimentazione di utenti in antenna.

Valori di taratura

Per la taratura del dispositivo di RLA in modalità “parallelo” valgono i valori già indicati per la funzione synchro-check al paragrafo 8.4 “Dispositivo di controllo sincronismo per la chiusura degli interruttori (25)”, qui riprodotti per comodità, con la sola aggiunta del tempo di attesa RLA:

<i>Dispositivo di Richiusura Lenta Automatica (RLA)</i>	
Differenza di tensione (modulo):	15 ÷ 20% V _n
Differenza di fase:	30° ÷ 45° ²⁵ I valori più alti si applicano alle linee 380 kV e a quelle a 220 kV con funzione di trasmissione
Scorrimento (per reti sincrone):	0,02 ÷ 0,05%
Scorrimento (per reti asincrone):	0,4 ÷ 0,6% dove i valori più bassi si applicano alle linee dell'Italia settentrionale e quelli più alti alle linee dell'Italia meridionale e insulare
Tempo di verifica:	30 s
Tempo di attesa:	60 o 180 s; ²⁶
Azione	Chiusura dell'interruttore di linea.

²⁵ In casi particolari 60°.

²⁶ In accordo con il tempo t₂ della sequenza operativa dell'interruttore (O – t₁ – CO – t₂ – C).

11. PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI DI INTERCONNESSIONE

I criteri di taratura che seguono riguardano le protezioni elettriche contro i cortocircuiti interni ed esterni ai trasformatori di interconnessione 380/220 kV, 380/132-150 kV e 220/132-150 kV. Le tipiche protezioni di macchina montate dai costruttori a bordo dei trasformatori (Buchholz (97), Massima Temperatura (26), Minimo Livello Olio (99), Sovrappressione (63)) non sono prese in considerazione.

Si considerano solo autotrasformatori eserciti con neutro a terra o trasformatori con avvolgimenti stella-stella e centri stella collegati francamente a terra ad entrambi i lati, nei quali la protezione contro i guasti interni è assicurata da relè di tipo differenziale (87T) mentre la protezione contro i cortocircuiti esterni viene realizzata a mezzo di protezioni distanziometriche (21T) o a massima corrente (51T) nel lato primario (lato a tensione più alta) e di protezioni distanziometriche (21T) nel lato secondario (lato a tensione più bassa).

Completano questo Capitolo le protezioni a massima corrente previste per bloccare la manovra dei Commutatori Sotto Carico. Nella trattazione si fa riferimento allo schema di **Fig. 20**

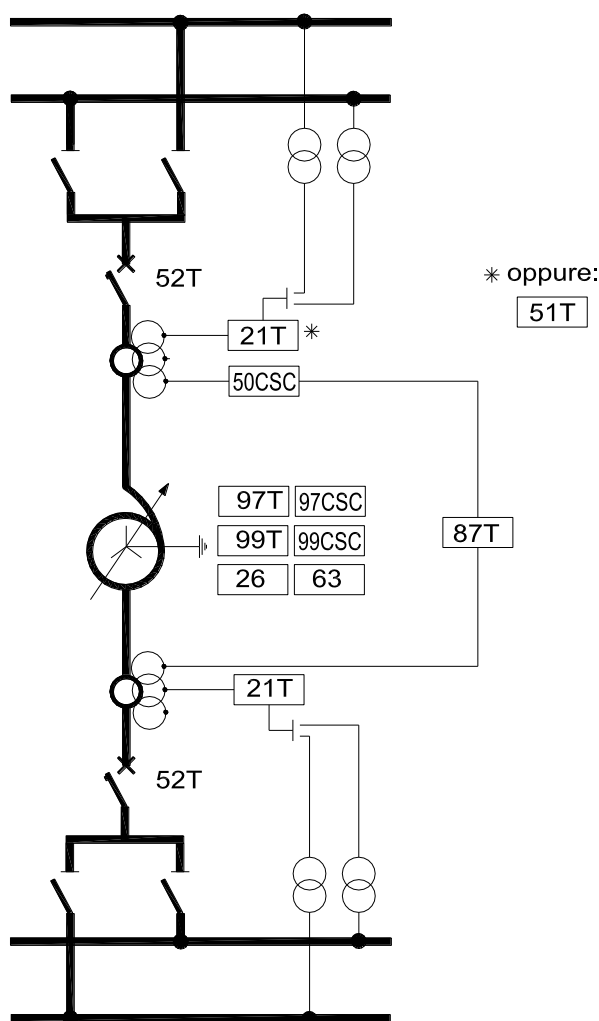


Fig. 20 - Assestamento protezioni Autotrasformatore AAT/AT e AT/AT di impianto isolato in aria

11.1. Protezione differenziale dei trasformatori di interconnessione (87T)

La protezione differenziale considerata per i trasformatori di interconnessione è del tipo compensato con corrente differenziale d'intervento $I_D = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2|$ crescente all'aumentare della corrente passante di stabilizzazione $I_S = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2}$.

La pendenza della caratteristica di intervento può essere singola o doppia: viene preso in esame il caso più complesso rappresentato da una caratteristica con un primo tratto orizzontale e con due tratti successivi di pendenza crescente come indicato in Fig. 21

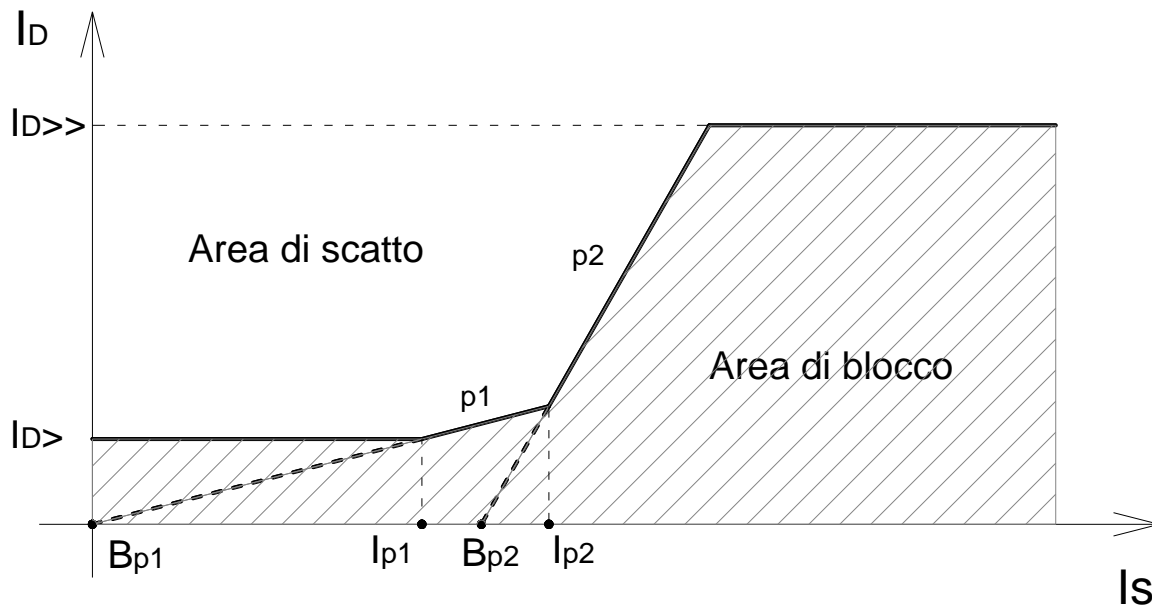


Fig. 21 - Caratteristica di intervento di una tipica protezione differenziale trasformatore

Sono di norma presenti blocchi di 2^a armonica e di 5^a armonica volti ad evitare, rispettivamente, interventi intempestivi della protezione all'energizzazione della macchina ed a stabilizzare la stessa protezione in presenza di alte tensioni di esercizio.

Trasformatori di interconnessione <i>Protezione differenziale trasformatore (87T)</i>	
Corrente differenziale minima $I_{D>}$	$I_{D>}: 30\div 35\% I_{nT}$ dove I_{nT} indica la corrente nominale del trasformatore.
1ª e 2ª Pendenza	1ª pendenza: 50% ed inizio della stessa nel punto $I_{p1} = 0,6 I_{nT}$ (con $I_{D>}: 30\% I_{nT}$ la base della 1ª pendenza è coincidente col punto $B_{p1} = 0 I_{nT}$ come illustrato in Fig. 21); 2ª pendenza: 100% con base della 2ª pendenza nel punto $B_{p2} = 1,25 I_{nT}$ ed inizio della stessa nel punto $I_{p2} = 2,5 I_{nT}$ dove I_{nT} indica la corrente nominale del trasformatore. In caso di corrente di stabilizzazione pari al doppio di quella passante ($I_S = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 $), il valore delle due pendenze va dimezzato ed i valori dei punti base (o di inizio) delle due pendenze vanno raddoppiati. Ritardo: 0 s.
Corrente differenziale alta $I_{D>>}$	$I_{D>>}: 10 I_{nT}$; dove I_{nT} indica la corrente nominale del trasformatore. Al di sopra di questo valore non vengono applicate le restrizioni legate alla corrente di stabilizzazione I_S e neppure quelle legate ai blocchi di 2ª e 5ª armonica, se previsti.
Blocchi	Blocco 2ª armonica: $I_{D2fN} = 10\% I_{DfN}$; Tempo cross block 2ª armonica: 160 ms Blocco 5ª armonica: $I_{D5fN} = 35 \div 40\% I_{DfN}$; Tempo cross block 5ª armonica: 100 ms Limite del blocco di 5ª armonica: $I_D = 1,5 I_{nT}$ oltre tale valore di corrente differenziale il blocco di 5ª armonica viene comunque escluso dove I_{DfN} indica la corrente differenziale di frequenza fondamentale mentre I_{D2fN} e I_{D5fN} indicano rispettivamente la corrente differenziale di 2ª e 5ª armonica
Azione	Blocco trasformatore

11.2. Protezione distanziometrica nel lato primario dei trasformatori di interconnessione (21T)

Per tale protezione vengono indicati i seguenti valori di taratura:

Trasformatori di interconnessione <i>Protezione distanziometrica lato primario (21T)</i>					
Avviamento a minima impedenza (Nelle protezioni numeriche coincidente con 4 ^a e 5 ^a zona)	<p>Valore di impedenza che soddisfa le seguenti condizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) maggiore o uguale al 125% della massima impedenza tarata nelle prime tre zone di misura; 2) maggiore o uguale al 125% dell'impedenza vista per cortocircuito nel lato secondario del trasformatore; 3) inferiore o uguale al 50% della minima impedenza di carico del trasformatore; 4) inferiore alla minima impedenza vista sulle fasi sane a seguito a cortocircuito monofase nell'area di intervento della protezione; 5) in grado di compensare una resistenza di guasto R_G su guasti monofase mai inferiore a 20 ohm considerando poi, nella taratura, un <i>coefficiente di infeed</i> pari a 2; per i guasti bifase e trifase può essere accettato un valore minore della R_G compensata, anch'esso da accrescere sulla base di un <i>coefficiente di infeed</i> pari a 2. <p>Relativamente alla resistenza di guasto da compensare valgono i valori di riferimento indicati nel paragrafo 9.1.1 (Tab. 2 e 3) per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche.</p>				
Avviamento a massima corrente (ove presente)	<p>Valore di corrente che soddisfa le seguenti condizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) superiore o uguale a $2 I_{nT}$, dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento primario del trasformatore; 2) inferiore alla minima corrente richiamata da un cortocircuito nel lato secondario del trasformatore; 3) superiore alla massima corrente circolante sulle fasi sane a seguito a cortocircuito monofase nell'area di intervento prevista della protezione. 				
Zone di misura	<p>L'orientamento della 1^a zona di misura verso il trasformatore è convenzionale; in funzione del modello di protezione la zona orientata verso la macchina può essere diversa da quella indicata.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">1^a zona (verso il trasformatore)</td> <td> <ol style="list-style-type: none"> a) protezioni con coefficiente di terra K_T regolabile separatamente nelle due direzioni: reattanza pari al 70% della reattanza equivalente del trasformatore con $K_T = 0$ in direzione del trasformatore; b) protezioni con unica regolazione del coefficiente di terra K_T nelle due direzioni: reattanza pari al 30% della reattanza equivalente del trasformatore, con K_T adattato alla rete protetta dalle zone 2 e 3. <p>Ritardo: 0,15 s.</p> </td> </tr> <tr> <td>2^a zona (verso rete)</td> <td> <p>Reattanza inferiore al 50% della reattanza di valore minore fra quelle degli elementi afferenti alla stazione (linee o trasformatori di interconnessione) avendo cura, in caso di parallelismi tra le linee della rete protetta di considerare gli effetti di riduzione della reattanza vista dalla protezione;</p> <p>Ritardo: 0,3 s.</p> </td> </tr> </table>	1 ^a zona (verso il trasformatore)	<ol style="list-style-type: none"> a) protezioni con coefficiente di terra K_T regolabile separatamente nelle due direzioni: reattanza pari al 70% della reattanza equivalente del trasformatore con $K_T = 0$ in direzione del trasformatore; b) protezioni con unica regolazione del coefficiente di terra K_T nelle due direzioni: reattanza pari al 30% della reattanza equivalente del trasformatore, con K_T adattato alla rete protetta dalle zone 2 e 3. <p>Ritardo: 0,15 s.</p>	2 ^a zona (verso rete)	<p>Reattanza inferiore al 50% della reattanza di valore minore fra quelle degli elementi afferenti alla stazione (linee o trasformatori di interconnessione) avendo cura, in caso di parallelismi tra le linee della rete protetta di considerare gli effetti di riduzione della reattanza vista dalla protezione;</p> <p>Ritardo: 0,3 s.</p>
1 ^a zona (verso il trasformatore)	<ol style="list-style-type: none"> a) protezioni con coefficiente di terra K_T regolabile separatamente nelle due direzioni: reattanza pari al 70% della reattanza equivalente del trasformatore con $K_T = 0$ in direzione del trasformatore; b) protezioni con unica regolazione del coefficiente di terra K_T nelle due direzioni: reattanza pari al 30% della reattanza equivalente del trasformatore, con K_T adattato alla rete protetta dalle zone 2 e 3. <p>Ritardo: 0,15 s.</p>				
2 ^a zona (verso rete)	<p>Reattanza inferiore al 50% della reattanza di valore minore fra quelle degli elementi afferenti alla stazione (linee o trasformatori di interconnessione) avendo cura, in caso di parallelismi tra le linee della rete protetta di considerare gli effetti di riduzione della reattanza vista dalla protezione;</p> <p>Ritardo: 0,3 s.</p>				

<p>Trasformatori di interconnessione</p> <p><i>Protezione distanziometrica lato primario (21T)</i></p>		
	<p>3^a zona (verso rete)</p>	<p>Reattanza pari all'80% della reattanza di valore minore fra quelle degli elementi afferenti alla stazione (linee o trasformatori di interconnessione);</p> <p>Ritardo: 0,8 s.</p> <p><i>oppure</i></p> <p>Reattanza pari al 120% della reattanza della linea afferente alla stazione di valore maggiore;</p> <p>Ritardo: 1,2 s.</p> <p>La scelta tra i due criteri deve essere effettuata in base alla configurazione della rete da proteggere in modo da realizzare la più vantaggiosa combinazione tra grado di copertura selettiva della rete e tempo di eliminazione dei guasti.</p>
	<p>4^a zona (verso rete oppure adirezionale)</p>	<p>La 4^a zona viene orientata verso rete se è presente la 5^a zona e regolata in modo adirezionale in assenza della 5^a zona:</p> <p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona</p> <p>Ritardo:</p> <p>2 s per trasformatori 380/132-150 kV e 220/132-150 kV;</p> <p>2,8 s per trasformatori 380/220 kV.</p>
	<p>5^a zona (ove presente)</p> <p>(verso il trasformatore)</p>	<p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona</p> <p>Ritardo: come 4^a zona.</p>

Trasformatori di interconnessione <i>Protezione distanziometrica lato primario (21T)</i>	
	<p>I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X di ciascuna zona (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase) sia tipicamente compreso nell'intervallo $0,5 \div 4$; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi \Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 "Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)", Tab. 4 e 5.</p> <p>In presenza di stazioni in esecuzione blindata viene adottata una logica, basata sull'intervento dei fotorilevatori interni al blindato, che riduce a 0,1 s sia la temporizzazione della 1^a zona posta a protezione del terminale primario del trasformatore sia il tempo di scatto della 2^a zona posta a protezione delle sbarre.</p>
Azione	Blocco trasformatore per intervento della 1 ^a zona orientata verso il trasformatore; scatto del trasformatore lato primario (380 kV o 220 kV) per intervento delle altre zone. ²⁷

11.3. Protezione di massima corrente nel lato primario dei trasformatori di interconnessione (51T)

La taratura della protezione deve essere realizzata in modo da assicurare la selettività nei confronti delle altre protezioni di rete. I valori di taratura sono i seguenti:

Trasformatori di interconnessione <i>Protezione di massima corrente lato primario (51T)</i>	
Soglie di intervento	<p>Corrente pari a $1,5 \div 2 I_{nT}$; dove I_{nTR} è la corrente nominale del lato primario del trasformatore;</p> <p>Ritardo:</p> <p>2 s per trasformatori 380/132 -150 kV e 220/132 - 150 kV; 2,8 s per trasformatori 380/220 kV.</p>
Azione	Scatto del trasformatore lato primario (380 kV o 220 kV)

11.4. Protezione distanziometrica nel lato secondario dei trasformatori di interconnessione (21T)

Per tale protezione vengono indicati i seguenti valori di taratura:

²⁷ Nel caso in cui il lato del trasformatore su cui è installata la protezione (lato primario) sia connesso ad una sezione di stazione in esecuzione blindata, è richiesto che la 2^a zona orientata verso le sbarre comandi il blocco del solo interruttore relativo allo stesso lato del trasformatore; qualora la protezione abbia un limitato numero di uscite di comando, tale comando potrà essere esteso anche all'interruttore dell'altro lato della macchina (lato secondario) conseguendo così il blocco trasformatore.

Trasformatori di interconnessione					
<i>Protezione distanziometrica lato secondario (21T)</i>					
Avviamento a minima impedenza (Nelle protezioni numeriche coincidente con 4 ^a e 5 ^a zona)	<p>Valore di impedenza che soddisfa le seguenti condizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) maggiore o uguale al 125% della massima impedenza tarata nelle prime tre zone di misura; 2) maggiore o uguale al 125% dell'impedenza vista per cortocircuito nel lato primario del trasformatore; 3) inferiore o uguale al 50% della minima impedenza di carico del trasformatore; 4) inferiore alla minima impedenza vista sulle fasi sane a seguito a cortocircuito monofase nell'area di intervento della protezione; 5) in grado di compensare una resistenza di guasto R_G su guasti monofase mai inferiore a 20 ohm considerando poi, nella taratura, un <i>coefficiente di infeed</i> pari a 2; per i guasti bifase e trifase può essere accettato un valore minore della R_G compensata, anch'esso da accrescere sulla base di un <i>coefficiente di infeed</i> pari a 2. <p>Relativamente alla resistenza di guasto da compensare valgono i valori di riferimento indicati nel paragrafo 9.1.1 "<i>Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)</i>" (Tab. 2 e 3) per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche.</p>				
Avviamento a massima corrente (ove presente)	<p>Valore di corrente che soddisfa le seguenti condizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) superiore o uguale a $2 I_{nT}$, dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento secondario del trasformatore; 2) superiore alla massima corrente circolante sulle fasi sane a seguito a cortocircuito monofase nell'area di intervento della protezione. 				
Zone di misura	<p>L'orientamento della 1^a zona di misura verso il trasformatore è convenzionale; in funzione del modello di protezione la zona orientata verso la macchina può essere diversa da quella indicata.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">1^a zona (verso il trasformatore)</td> <td> <ol style="list-style-type: none"> a) protezioni con coefficiente di terra (K_T) regolabile separatamente nelle due direzioni: reattanza pari al 70% della reattanza equivalente del trasformatore con $K_T = 0$ in direzione del trasformatore; b) protezioni con unica regolazione del coefficiente di terra (K_T) nelle due direzioni: reattanza pari al 30% della reattanza equivalente del trasformatore, con K_T adattato alla rete protetta dalle zone 2 e 3. <p>Ritardo: 0,15 s.</p> </td> </tr> <tr> <td>2^a zona (verso rete)</td> <td> <p>Reattanza inferiore al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione), escludendo le linee corte trattate nel paragrafo 9.2.1.2</p> <p>Ritardo: 0,3 s. In alcuni casi il rispetto della selettività con la 2^a zona delle protezioni di linea può richiedere di aumentare il tempo di ritardo a 0,45 s.</p> </td> </tr> </table>	1 ^a zona (verso il trasformatore)	<ol style="list-style-type: none"> a) protezioni con coefficiente di terra (K_T) regolabile separatamente nelle due direzioni: reattanza pari al 70% della reattanza equivalente del trasformatore con $K_T = 0$ in direzione del trasformatore; b) protezioni con unica regolazione del coefficiente di terra (K_T) nelle due direzioni: reattanza pari al 30% della reattanza equivalente del trasformatore, con K_T adattato alla rete protetta dalle zone 2 e 3. <p>Ritardo: 0,15 s.</p>	2 ^a zona (verso rete)	<p>Reattanza inferiore al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione), escludendo le linee corte trattate nel paragrafo 9.2.1.2</p> <p>Ritardo: 0,3 s. In alcuni casi il rispetto della selettività con la 2^a zona delle protezioni di linea può richiedere di aumentare il tempo di ritardo a 0,45 s.</p>
1 ^a zona (verso il trasformatore)	<ol style="list-style-type: none"> a) protezioni con coefficiente di terra (K_T) regolabile separatamente nelle due direzioni: reattanza pari al 70% della reattanza equivalente del trasformatore con $K_T = 0$ in direzione del trasformatore; b) protezioni con unica regolazione del coefficiente di terra (K_T) nelle due direzioni: reattanza pari al 30% della reattanza equivalente del trasformatore, con K_T adattato alla rete protetta dalle zone 2 e 3. <p>Ritardo: 0,15 s.</p>				
2 ^a zona (verso rete)	<p>Reattanza inferiore al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione), escludendo le linee corte trattate nel paragrafo 9.2.1.2</p> <p>Ritardo: 0,3 s. In alcuni casi il rispetto della selettività con la 2^a zona delle protezioni di linea può richiedere di aumentare il tempo di ritardo a 0,45 s.</p>				

Trasformatori di interconnessione	
<i>Protezione distanziometrica lato secondario (21T)</i>	
3 ^a zona (verso rete)	<p>Reattanza pari all'80% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione), escludendo le linee corte trattate nel paragrafo 9.2.1.2 "Linee aeree corte con con interruttore e protezione ad distanziometrica a un solo estremo"</p> <p>Ritardo: 0,8 s.</p> <p><i>oppure</i></p> <p>Reattanza pari al 120% della reattanza della linea afferente alla stazione di valore maggiore.</p> <p>Ritardo: 1,2 s.</p> <p>La scelta tra i due criteri deve essere effettuata in base alla configurazione della rete da proteggere in modo da realizzare la più vantaggiosa combinazione tra grado di copertura selettiva della rete e tempo di eliminazione dei guasti.</p>
4 ^a zona (verso rete oppure adirezionale)	<p>La 4^a zona viene orientata verso rete se è presente la 5^a zona e regolata in modo adirezionale in assenza della 5^a zona:</p> <p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,8 s per trasformatori 380/132-150 kV e 220/150 -132 kV; 2,6 s per trasformatori 380/220 kV</p>
5 ^a zona (ove presente) (verso il trasformatore)	<p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,8 ÷ 2,2 s per trasformatori 380/132 -150 kV e 220/132 -150 kV; 2,6 ÷ 3 s per trasformatori 380/220 kV.</p> <p>I tempi più alti sono previsti per i casi in cui la zona di avviamento in direzione trasformatore incontra problemi di selettività con la zona finale della protezione installata nel lato primario del trasformatore orientata verso la rete.</p>
<p>I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X di ciascuna zona (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza in ohm/fase) sia tipicamente compreso nell'intervallo 0,5 ÷ 4; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche di tipo full-scheme a caratteristica di intervento poligonale è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\phi N}$ e $R_{\phi\phi}$ indicati nel paragrafo 9.1.1 "Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)" (Tab. 4 e 5) per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche.</p> <p>In presenza di stazioni in esecuzione blindata viene adottata una logica, basata sull'intervento dei fotorilevatori interni al blindato, che riduce a 0,1 s sia la temporizzazione della 1^a zona posta a protezione del terminale secondario del trasformatore sia il tempo di scatto della 2^a zona posta a protezione delle sbarre</p>	

Trasformatori di interconnessione <i>Protezione distanziometrica lato secondario (21T)</i>	
Azione	Blocco trasformatore per intervento della 1 ^a zona orientata verso il trasformatore; scatto del trasformatore lato secondario (220 kV o 132 -150 kV) per intervento delle altre zone ²⁸ .

11.5. Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)

La protezione ha lo scopo di bloccare manovre di variazione rapporto in presenza di anomala circolazione di corrente come ad esempio durante i regimi di guasto e viene pertanto regolata nel seguente modo:

Trasformatori di interconnessione <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)</i>	
Soglie di intervento	Corrente pari a $1,4 \div 1,6 I_{nT}$ dove I_{nT} indica la corrente nominale del trasformatore; Ritardo: 0 s
Azione	Blocco manovra Commutatore Sotto Carico

²⁸ Nel caso in cui il lato del trasformatore su cui è installata la protezione (lato secondario) sia connesso ad una sezione di stazione in esecuzione blindata, è richiesto che la 2^a zona orientata verso le sbarre comandi il blocco del solo interruttore relativo allo stesso lato del trasformatore; qualora la protezione abbia un limitato numero di uscite di comando, tale comando sarà esteso anche all'interruttore dell'altro lato della macchina (lato primario) conseguendo così il blocco trasformatore.

12. PROTEZIONI DEI PHASE SHIFTING TRANSFORMERS (PST)

I criteri di taratura che seguono riguardano le protezioni elettriche contro i cortocircuiti interni ed esterni ai PST installati nelle linee a 380, 220 e 132-150 kV per regolare il transito delle potenze.

Vengono considerati PST del tipo descritto in A.4, ovvero formati da un Trasformatore Serie di Eccitazione (con avvolgimento primario a presa centrale collegato in serie alla linea ed avvolgimento secondario di eccitazione collegato a triangolo) e da un Trasformatore Derivato di Regolazione (con avvolgimento primario a stella collegato in derivazione al centro dell'avvolgimento primario del trasformatore di eccitazione ed avvolgimento secondario a stella di regolazione collegato all'avvolgimento secondario dello stesso trasformatore di eccitazione). Gli schemi realizzativi di base sono riportati in **Fig. 22**

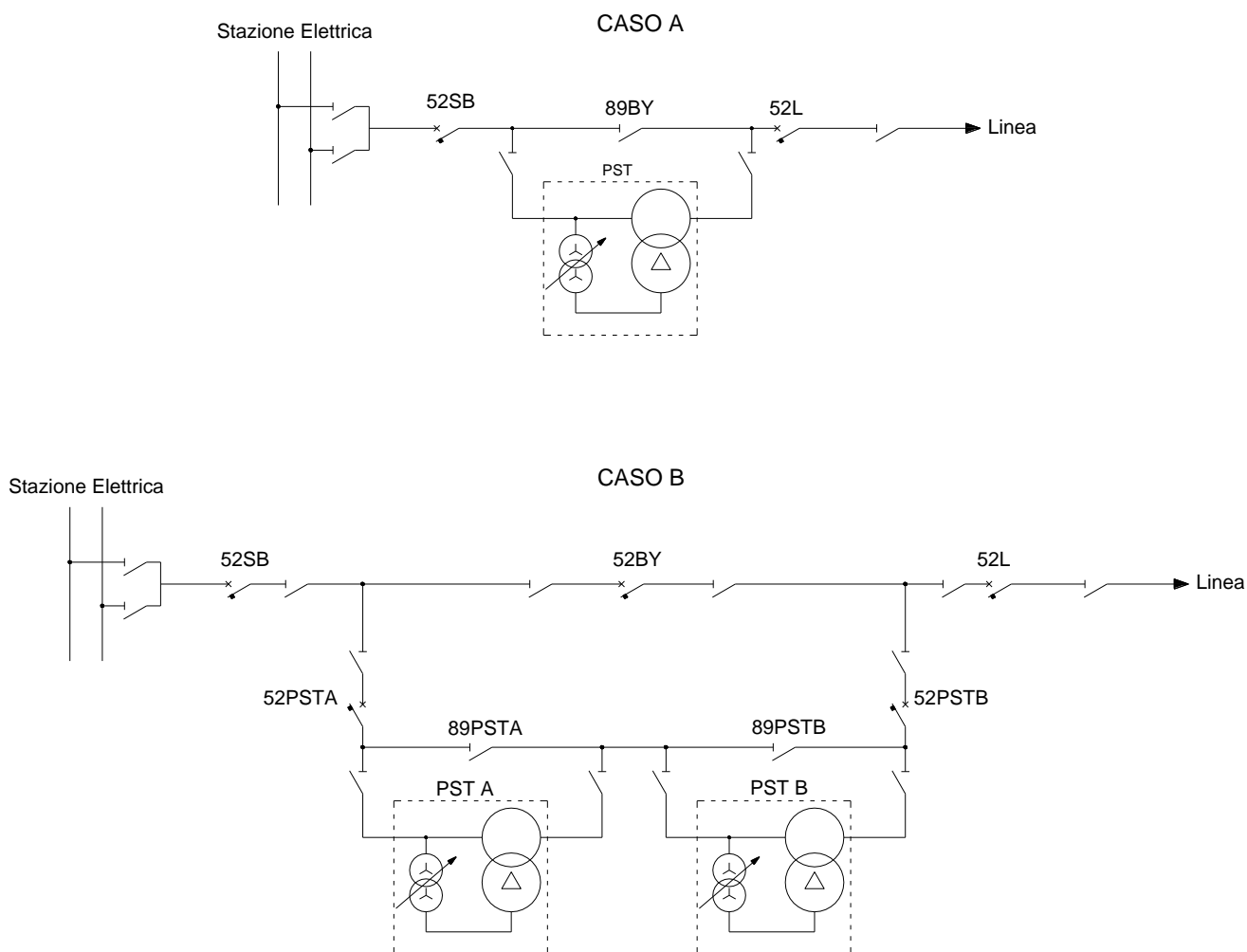


Fig. 22 - Schemi realizzativi PST

Caso A: schema minimale

Caso B: schema completo

In entrambe le esecuzioni il PST è inserito in stazione sfruttando un solo stallo linea. Gli apparati protettivi tipici della linea risultano invariati rispetto alla condizione precedente l'inserzione del PST con

la sola differenza che sono collocati a valle del PST stesso. L'interruttore di linea 52L è comune con il sistema PST.

Nella trattazione che segue vengono esaminate le protezioni previste per il caso più complesso di due unità PST in serie, con TA nell'avvolgimento a triangolo del trasformatore di eccitazione (TA interni) e circuiti di bypass muniti di interruttore. In presenza di una sola unità PST, assenza dei TA interni all'avvolgimento a triangolo e schemi di collegamento alla rete semplificati, parte delle protezioni indicate risulteranno non necessarie o inapplicabili.

Le protezioni contro i guasti interni ai sistemi PST sono principalmente costituite da relè di tipo differenziale (87), descritte nel paragrafo successivo, alle quali si aggiungono protezioni di tipo distanziometrico (21) con schema PO, collocate all'estremità dei circuiti che collegano i sistemi stessi alla linea di applicazione. Le zone di intervento superiori alla prima delle protezioni distanziometriche sono rivolte in direzione rete ed agiscono come protezioni di riserva contro i guasti esterni al PST nelle linee in partenza dalla stazione e nelle sbarre della stazione stessa. Per rilevare guasti polifase e guasti a terra in punti interni agli avvolgimenti del trasformatore di eccitazione derivato e nei sistemi di commutazione e di inversione sono poi adottate protezioni a massima corrente di fase (50/51) e di terra (50N/51N). Una specifica soglia di corrente viene attivata in fase di inversione degli avvolgimenti di eccitazione (invertitore ARS in manovra) per far fronte all'esclusione temporanea delle protezioni differenziali durante l'inversione di corrente.

Completano il Capitolo le protezioni a massima corrente previste per bloccare la manovra del Commutatore Sotto Carico (CSC) e dell'invertitore ARS (50CSC/ARS).

Le tipiche protezioni di macchina montate dai costruttori a bordo dei PST (Buchholz (97), Massima Temperatura (26), Minimo Livello Olio (99), Sovrappressione (63)) non sono prese in considerazione.

12.1. Protezioni differenziali (87P, 87S1, 87S2, 87AB e 87BY)

Le protezioni differenziali applicate ai PST sono le stesse protezioni di tipo compensato considerate per le linee ed i trasformatori di interconnessione (ved. capitoli 9 e 11) con corrente differenziale d'intervento

$$I_D = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2|$$

crescente all'aumentare della corrente passante di stabilizzazione (vedere **Fig. 21**).

$$I_s = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2}$$

Sono previste 5 diverse protezioni differenziali (87) per la copertura delle zone di seguito indicate. Le alimentazioni dai riduttori di corrente sono illustrate in **Fig. 23**:

- 1) protezione differenziale circuiti primari del Trasformatore Serie e del Trasformatore Derivato (87P);
- 2) prima protezione differenziale circuiti secondari del Trasformatore Serie e del Trasformatore Derivato (87S1);
- 3) seconda protezione differenziale circuiti secondari del Trasformatore Serie e del Trasformatore Derivato (87S2);
- 4) protezione differenziale circuiti di collegamento tra due PST in serie (87AB);
- 5) protezione differenziale circuiti di by-pass (87BY)

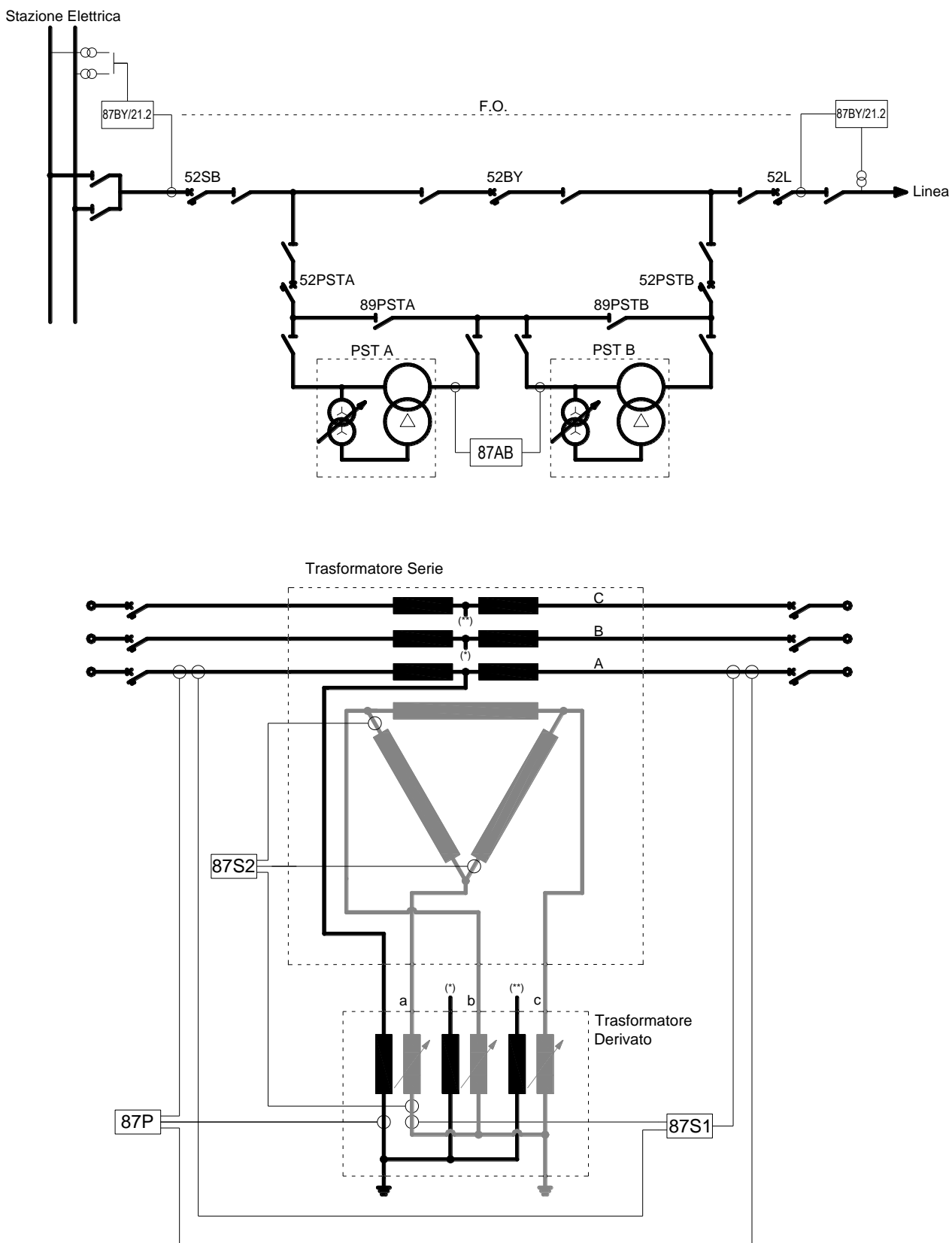


Fig. 23 - Schema di principio delle protezioni differenziali installate a protezione dei PST e dei circuiti di collegamento alla rete (configurazione di massima complessità con due PST in serie)

Le protezioni differenziali 87P e 87S1 sono presenti in ciascuna unità PST (A e B in caso di due unità in serie).

La protezione 87S2 è applicabile a ciascuna unità PST solo se sono disponibili TA negli avvolgimenti secondari a triangolo del trasformatore serie (avvolgimenti di eccitazione).

La protezione 87AB è prevista in caso di PST formato da due unità in serie (A e B) ed assente in caso di singola unità PST.

La protezione 87BY, infine, è sempre presente ma è attiva solo in caso di interruttore (o sezionatore) di bypass chiuso e unità PST fuori servizio.

Nei PST con regolazione bidirezionale (in grado di funzionare in spinta e in frenatura), durante la manovra di inversione della corrente nei circuiti secondari del trasformatore serie (avvolgimenti di eccitazione), è necessario escludere le protezioni differenziali 87S1 e 87S2 per tutta la durata della manovra ARS ed attivare protezioni di riserva a massima corrente.

Phase Shifter Transformers (PST)																
<i>Protezioni differenziali PST (87P, 87S1, 87S2, 87AB, 87BY)</i>																
Soglie di intervento	<table border="0"> <tr> <td>$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTS}$</td> <td>$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTS}$</td> <td>(per 87P)</td> </tr> <tr> <td>$I_{D>}: 35\% I_{nTD}$</td> <td>$I_{D>>}: 6\div 8 I_{nTD}$</td> <td>(per 87S1)</td> </tr> <tr> <td>$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTD}$</td> <td>$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTD}$</td> <td>(per 87S2)</td> </tr> <tr> <td>$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTS}$</td> <td>$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTS}$</td> <td>(per 87AB)</td> </tr> <tr> <td>$I_{D>}: 15\div 30\% I_{nTA}$</td> <td>$I_{D>>}: 4 I_{nTA}$</td> <td>(per 87BY)</td> </tr> </table> <p>dove I_{nTS} indica la corrente nominale passante del trasformatore serie; I_{nTD} indica la corrente nominale del trasformatore derivato e I_{nTA} indica la corrente nominale dei TA di alimentazione.</p>	$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTS}$	$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTS}$	(per 87P)	$I_{D>}: 35\% I_{nTD}$	$I_{D>>}: 6\div 8 I_{nTD}$	(per 87S1)	$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTD}$	$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTD}$	(per 87S2)	$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTS}$	$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTS}$	(per 87AB)	$I_{D>}: 15\div 30\% I_{nTA}$	$I_{D>>}: 4 I_{nTA}$	(per 87BY)
$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTS}$	$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTS}$	(per 87P)														
$I_{D>}: 35\% I_{nTD}$	$I_{D>>}: 6\div 8 I_{nTD}$	(per 87S1)														
$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTD}$	$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTD}$	(per 87S2)														
$I_{D>}: 10\div 15\% I_{nTS}$	$I_{D>>}: 3\div 4 I_{nTS}$	(per 87AB)														
$I_{D>}: 15\div 30\% I_{nTA}$	$I_{D>>}: 4 I_{nTA}$	(per 87BY)														
Pendenze	<p>1° pendenza: 50% con base nel punto $B_{p1} = 0 I_{nTS} (I_{nTD}) (I_{nTA})$ ed inizio della stessa nel punto $I_{p1} = 0,2\div 0,6 I_{nTS} (I_{nTD}) (I_{nTA})$ con $I_{D>}: 10\div 30\% I_{nTS} (I_{nTD}) (I_{nTA})$</p> <p>2° pendenza (ove presente): 100% con base della 2ª pendenza nel punto $B_{p2} = 1,25 I_{nTS} (I_{nTD}) (I_{nTA})$ ed inizio della stessa nel punto $I_{p2} = 2,5 I_{nTS} (I_{nTD}) (I_{nTA})$</p> <p>In caso di corrente di stabilizzazione pari al doppio di quella passante</p> <p>$(I_S = I_1 + I_2)$, il valore della pendenza va dimezzato ed il punto di inizio della stessa va raddoppiato.</p>															
Ritardo	0 s															

Phase Shifter Transformers (PST)	
Protezioni differenziali PST (87P, 87S1, 87S2, 87AB, 87BY)	
Blocchi	<p>Blocco 2^a armonica: $I_{D2fN} = 10\% I_{DfN}$;</p> <p>Tempo cross block 2^a armonica: 160 ms</p> <p>Blocco 5^a armonica: $I_{D5fN} = 35 \div 40\% I_{DfN}$;</p> <p>Tempo cross block 5^a armonica: 100 ms</p> <p>Limite del blocco di 5^a armonica: $I_{D5fN} = 1,5 I_{nTS} (I_{nTD})(I_{nTA})$</p> <p>oltre tale valore di corrente differenziale I_D il blocco di 5^a armonica viene comunque escluso</p> <p>dove I_{DfN} indica la corrente differenziale di frequenza fondamentale mentre I_{D2fN} e I_{D5fN} indicano rispettivamente la corrente differenziale di 2^a e 5^a armonica</p>
Azione	<ul style="list-style-type: none"> • 87P, 87S1, 87S2 : Apertura degli interruttori a monte e a valle del sistema PST con blocco dell'unità PST individuata guasta (PST A o PST B) • 87AB : come sopra ma con blocco di entrambe le unità PST • 87BY: apertura degli interruttori a monte e a valle del by-pass (52SB e 52L)

12.2. Protezioni distanziometriche (21.1 e 21.2) a monte ed a valle dei PST

Per le protezioni distanziometriche installate ai due lati del PST (lato sbarre e lato linea) e cooperanti tra di loro con schema di teleprotezione permissivo a consenso (schema PO) vengono indicati i valori di taratura che seguono in tabella. Si precisa che tali valori si applicano sia alle singole protezioni distanziometriche (21.1), sia alle funzioni distanziometriche interne alle protezioni differenziali di bypass (87BY/21.2).

Si riporta in **Fig. 24** lo schema di riferimento per l'assetto delle protezioni distanziometriche come presente in [A4] nel caso di realizzazione con due PST in serie.

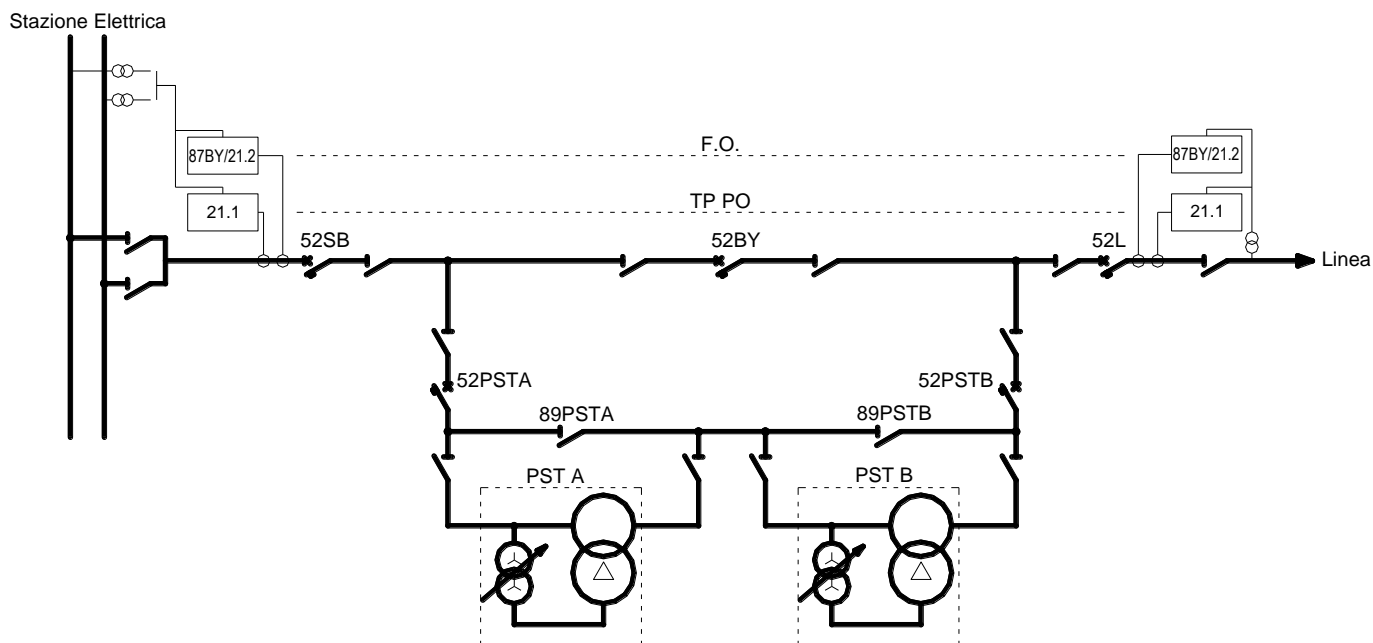


Fig. 24 - Assetto protezioni distanziometriche PST

Phase Shifter Transformers (PST)							
<i>Protezioni distanziometriche a monte del PST (21.1 e 21.2) (lato sbarre)</i>							
Avviamento a minima impedenza (Nelle protezioni numeriche coincidente con 4 ^a e 5 ^a zona)	<p>Valore di impedenza che soddisfa le seguenti condizioni:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) maggiore o uguale al 125% della massima impedenza tarata nelle prime tre zone di misura; 2) inferiore alla minima impedenza di carico della linea a cui il PST è collegato; 3) inferiore alla minima impedenza vista sulle fasi sane a seguito di cortocircuito monofase nell'area di intervento prevista della protezione; 4) in grado di compensare valori di resistenza di guasto R_G su guasti monofase, bifase e trifase pari a quelli indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 "<i>Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)</i>" (Tab. 2 e 3). 						
Zone di misura	L'orientamento delle zone di misura di seguito indicato è convenzionale; in funzione del modello di protezione le zone orientate verso il PST e verso la rete possono essere diverse da quella indicate.						
	<table border="1"> <tr> <td>1^a zona (verso il PST con schema PO)</td> <td> <p>Reattanza pari o superiore al 120% del valore di reattanza offerta dal PST (o da due PST in serie) nella condizione di massimo sfasamento in spinta o in frenatura.</p> <p>$K_T = 0$ se regolabile separatamente nelle due direzioni (verso il PST e verso la rete), altrimenti K_T adattato ai parametri della rete protetta in 2^a e 3^a zona.</p> <p>Ritardo: 0,15 s.²⁹</p> </td> </tr> <tr> <td>2^a zona (verso le sbarre)</td> <td> <p>Reattanza uguale al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione) avendo cura, in caso di parallelismi tra le linee della rete protetta, di considerare gli effetti di riduzione correlati. K_T adattato ai parametri della rete protetta.</p> <p>Ritardo: 0,3 s³⁰.</p> </td> </tr> <tr> <td>3^a zona (verso le sbarre)</td> <td> <p>Reattanza pari al 120% della reattanza della linea afferente alle sbarre di valore maggiore. K_T adattato ai parametri della rete protetta.</p> <p>Ritardo: 0,8 - 1,2 s</p> </td> </tr> </table>	1 ^a zona (verso il PST con schema PO)	<p>Reattanza pari o superiore al 120% del valore di reattanza offerta dal PST (o da due PST in serie) nella condizione di massimo sfasamento in spinta o in frenatura.</p> <p>$K_T = 0$ se regolabile separatamente nelle due direzioni (verso il PST e verso la rete), altrimenti K_T adattato ai parametri della rete protetta in 2^a e 3^a zona.</p> <p>Ritardo: 0,15 s.²⁹</p>	2 ^a zona (verso le sbarre)	<p>Reattanza uguale al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione) avendo cura, in caso di parallelismi tra le linee della rete protetta, di considerare gli effetti di riduzione correlati. K_T adattato ai parametri della rete protetta.</p> <p>Ritardo: 0,3 s³⁰.</p>	3 ^a zona (verso le sbarre)	<p>Reattanza pari al 120% della reattanza della linea afferente alle sbarre di valore maggiore. K_T adattato ai parametri della rete protetta.</p> <p>Ritardo: 0,8 - 1,2 s</p>
	1 ^a zona (verso il PST con schema PO)	<p>Reattanza pari o superiore al 120% del valore di reattanza offerta dal PST (o da due PST in serie) nella condizione di massimo sfasamento in spinta o in frenatura.</p> <p>$K_T = 0$ se regolabile separatamente nelle due direzioni (verso il PST e verso la rete), altrimenti K_T adattato ai parametri della rete protetta in 2^a e 3^a zona.</p> <p>Ritardo: 0,15 s.²⁹</p>					
	2 ^a zona (verso le sbarre)	<p>Reattanza uguale al 50% della reattanza dell'elemento afferente alla stazione di valore minore (linee o trasformatori di interconnessione) avendo cura, in caso di parallelismi tra le linee della rete protetta, di considerare gli effetti di riduzione correlati. K_T adattato ai parametri della rete protetta.</p> <p>Ritardo: 0,3 s³⁰.</p>					
3 ^a zona (verso le sbarre)	<p>Reattanza pari al 120% della reattanza della linea afferente alle sbarre di valore maggiore. K_T adattato ai parametri della rete protetta.</p> <p>Ritardo: 0,8 - 1,2 s</p>						

²⁹ In presenza di sistemi PST in esecuzione blindata può essere presente una logica basata sui foto rilevatori interni per ridurre a 100ms il tempo di intervento della 1^a zona a fronte di guasti interni al blindato

³⁰ In presenza di sistemi PST con sbarre in esecuzione blindata può essere presente una logica basata sui foto rilevatori interni per ridurre a 100ms il tempo di intervento della 2^a zona a fronte di guasti interni al blindato

Phase Shifter Transformers (PST)	
<i>Protezioni distanziometriche a monte del PST (21.1 e 21.2) (lato sbarre)</i>	
4 ^a zona (verso le sbarre o adirezionale)	<p>La 4^a zona viene orientata verso le sbarre se è presente la 5^a zona e viene regolata in modo adirezionale in assenza della 5^a zona.</p> <p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona.</p> <p><i>Nota bene:</i> In caso di assenza della 5^a zona, per le esigenze della logica ECO basata sul mancato avviamento della protezione locale, la 4^a zona deve essere regolata con un campo di azione alle spalle più ampio di quello coperto dalla zona a consenso (1^a, 2^a o 3^a) della protezione affacciata. Il calcolo delle impedenze delle zone di misura coinvolte nello schema PO deve essere eseguito nella condizione più svantaggiosa (PST fuori servizio con interruttore di by-pass chiuso) tenendo conto dei coefficienti di terra K_T impostati nelle singole zone. Non è richiesta l'applicazione della regola suddetta qualora la logica ECO sia realizzata sul solo stato di aperto dell'interruttore locale.</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,4 s per le reti a 132 - 150 kV</p> <p>2,2 s per la rete a 220 kV</p> <p>3,5 s per la rete a 380 kV</p>
5 ^a zona (ove presente) (verso PST)	<p>La 5^a zona viene orientata verso le sbarre e, per le esigenze della logica ECO basata sul mancato avviamento della protezione locale, deve essere regolata su un valore di impedenza tale da garantire un campo di azione più ampio di quello coperto dalla zona a consenso (1^a, 2^a o 3^a) della protezione affacciata. Il calcolo delle impedenze delle zone di misura coinvolte nello schema PO deve essere eseguito nella condizione più svantaggiosa (PST fuori servizio con interruttore di by-pass chiuso) tenendo conto dei coefficienti di terra K_T impostati nelle singole zone. Non è richiesta l'applicazione della regola suddetta qualora la logica ECO sia realizzata sul solo stato di aperto dell'interruttore locale.</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,8 s per le reti a 132 - 150 kV</p> <p>2,6 s per la rete a 220 kV</p> <p>4 s per la rete a 380 kV</p>
I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X di ciascuna zona (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza espresse in ohm/fase) sia tipicamente compreso nell'intervallo 0,5 ÷ 4; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale, per le zone orientate verso rete è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 "Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)", Tab. 4 e 5.	
Azione	Blocco PST per intervento della 1 ^a zona orientata verso il PST ed apertura interruttore del PST lato sbarre per intervento delle altre zone (con blocco interruttore per intervento della 2 ^a zona in caso di impianto in esecuzione blindata).

Phase Shifter Transformers (PST) <i>Protezioni distanziometriche a valle del PST (21.1 e 21.2) (lato linea)</i>							
Avviamento a minima impedenza	Come per 21 lato sbarre						
Zone di misura	L'orientamento delle zone di misura di seguito indicato è convenzionale; in funzione del modello di protezione le zone orientate verso il PST e verso la rete possono essere diverse da quella indicate.						
	<table border="1"> <tr> <td>1^a zona (verso il PST)</td> <td> <p>Reattanza pari o superiore al 120% della reattanza offerta dal PST (o da due PST in serie) nella condizione di massimo sfasamento in spinta o in frenatura.</p> <p>$K_T = 0$ se regolabile separatamente nelle due direzioni (verso il PST e verso la linea), altrimenti K_T adattato ai parametri della rete protetta in 2^a e 3^a zona;</p> <p>Ritardo: 0,15 s.³¹</p> </td> </tr> <tr> <td>2^a zona (verso la linea)</td> <td> <p>Reattanza uguale al 50% del valore di reattanza della linea a cui è connesso il PST. K_T adattato ai parametri della linea protetta.</p> <p>Ritardo: 0,17 s. ³².</p> </td> </tr> <tr> <td>3^a zona (verso la linea)</td> <td> <p>Reattanza pari al 120% del valore di reattanza della linea a cui è connesso il PST;</p> <p>Ritardo: 0,6 s.</p> </td> </tr> </table>	1 ^a zona (verso il PST)	<p>Reattanza pari o superiore al 120% della reattanza offerta dal PST (o da due PST in serie) nella condizione di massimo sfasamento in spinta o in frenatura.</p> <p>$K_T = 0$ se regolabile separatamente nelle due direzioni (verso il PST e verso la linea), altrimenti K_T adattato ai parametri della rete protetta in 2^a e 3^a zona;</p> <p>Ritardo: 0,15 s.³¹</p>	2 ^a zona (verso la linea)	<p>Reattanza uguale al 50% del valore di reattanza della linea a cui è connesso il PST. K_T adattato ai parametri della linea protetta.</p> <p>Ritardo: 0,17 s. ³².</p>	3 ^a zona (verso la linea)	<p>Reattanza pari al 120% del valore di reattanza della linea a cui è connesso il PST;</p> <p>Ritardo: 0,6 s.</p>
	1 ^a zona (verso il PST)	<p>Reattanza pari o superiore al 120% della reattanza offerta dal PST (o da due PST in serie) nella condizione di massimo sfasamento in spinta o in frenatura.</p> <p>$K_T = 0$ se regolabile separatamente nelle due direzioni (verso il PST e verso la linea), altrimenti K_T adattato ai parametri della rete protetta in 2^a e 3^a zona;</p> <p>Ritardo: 0,15 s.³¹</p>					
	2 ^a zona (verso la linea)	<p>Reattanza uguale al 50% del valore di reattanza della linea a cui è connesso il PST. K_T adattato ai parametri della linea protetta.</p> <p>Ritardo: 0,17 s. ³².</p>					
3 ^a zona (verso la linea)	<p>Reattanza pari al 120% del valore di reattanza della linea a cui è connesso il PST;</p> <p>Ritardo: 0,6 s.</p>						

³¹ In presenza di sistemi PST in esecuzione blindata può essere presente una logica basata sui foto rilevatori interni per ridurre a 100ms il tempo di intervento della 1^a zona a fronte di guasti interni al blindato

³² In presenza di sistemi PST con sbarre in esecuzione blindata può essere presente una logica basata sui foto rilevatori interni per ridurre a 100ms il tempo di intervento della 2^a zona a fronte di guasti interni al blindato

Phase Shifter Transformers (PST)	
<i>Protezioni distanziometriche a valle del PST (21.1 e 21.2) (lato linea)</i>	
4 ^a zona (verso la linea o adirezionale)	<p>La 4^a zona viene orientata verso la linea se è presente la 5^a zona e viene regolata in modo adirezionale in assenza della 5^a zona.</p> <p>Reattanza determinata secondo i criteri stabiliti per l'avviamento a minima impedenza coerenti con la direzionalità della zona.</p> <p><i>Nota bene:</i> In caso di assenza della 5^a zona, per le esigenze della logica ECO basata sul mancato avviamento della protezione locale, la 4^a zona deve essere regolata con un campo di azione alle spalle più ampio di quello coperto dalla zona a consenso (1^a, 2^a o 3^a) della protezione affacciata. Il calcolo delle impedenze delle zone di misura coinvolte nello schema PO deve essere eseguito nella condizione più svantaggiosa (PST fuori servizio con interruttore di by-pass chiuso) tenendo conto dei coefficienti di terra K_T impostati nelle singole zone. Non è richiesta l'applicazione della regola suddetta qualora la logica ECO sia realizzata sul solo stato di aperto dell'interruttore locale.</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,4 s per le reti a 132 - 150 kV</p> <p>2,2 s per la rete a 220 kV</p> <p>3,5 s per la rete a 380 kV</p>
5 ^a zona (ove presente) (verso PST)	<p>La 5^a zona viene orientata verso il PST e, per le esigenze della logica ECO basata sul mancato avviamento della protezione locale, deve essere regolata su un valore di impedenza tale da garantire un campo di azione più ampio di quello coperto dalla zona a consenso (1^a, 2^a o 3^a) della protezione affacciata. Il calcolo delle impedenze delle zone di misura coinvolte nello schema PO deve essere eseguito nella condizione più svantaggiosa (PST fuori servizio con interruttore di by-pass chiuso) tenendo conto dei coefficienti di terra K_T impostati nelle singole zone. Non è richiesta l'applicazione della regola suddetta qualora la logica ECO sia realizzata sul solo stato di aperto dell'interruttore locale.</p> <p>Ritardo:</p> <p>1,8 s per le reti a 132 - 150 kV</p> <p>2,6 s per la rete a 220 kV</p> <p>4 s per la rete a 380 kV</p>
I valori sopra indicati sono validi per l'asse reattivo. Per quanto riguarda l'asse resistivo i valori di taratura devono essere scelti in modo che il rapporto R/X di ciascuna zona (dove R e X indicano rispettivamente la resistenza e la reattanza espresse in ohm/fase) sia tipicamente compreso nell'intervallo 0,5 ÷ 4; i valori maggiori sono associati alle zone di minor ampiezza. Con riferimento alle protezioni distanziometriche a caratteristica di intervento poligonale, per le zone orientate verso rete è raccomandato l'uso dei valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche nel paragrafo 9.1.1 "Linee aeree tipiche con protezioni distanziometriche (21)", Tab. 4 e 5.	
Azione	Blocco PST per intervento della 1 ^a zona orientata verso il PST ed apertura interruttore del sistema PST lato linea per intervento delle altre zone (con blocco interruttore per intervento della 2 ^a zona in caso di impianto in esecuzione blindata).

12.3. Protezioni di massima corrente di fase e di terra

Sono previste 5 diverse protezioni a massima corrente 50/51PST e 50N/51N PST aventi le funzioni di seguito specificate. Per ognuna di esse vengono fornite le tarature di riferimento. Le protezioni con azione di scatto devono eseguire la misura di corrente sulla base della sola componente fondamentale, escludendo dalla misura la componente continua e le componenti armoniche superiori.

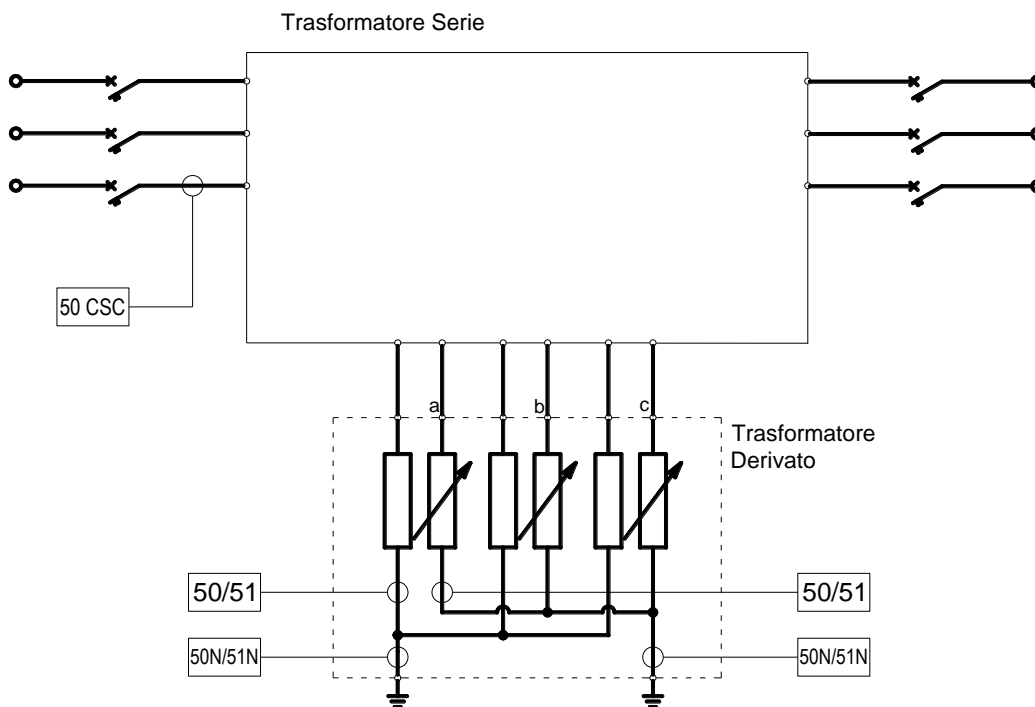


Fig. 25 - Assetto protezioni di massima corrente nelle unità PST

12.3.1. Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (*Avvolgimento Derivato*), lato centro stella (50/51-TDP)

La protezione in esame è alimentata con le correnti di fase, lato centro stella, degli avvolgimenti primari del trasformatore derivato (*Avvolgimento Derivato*). Viene regolata in modo da risultare sensibile ai guasti interni al PST rimanendo, al tempo stesso, insensibile ai guasti esterni ed alle correnti di in-rush nelle condizioni di energizzazione più sfavorevoli. I valori di taratura di riferimento sono i seguenti:

Phase Shifter Transformers (PST)	
<i>Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato), lato centro stella (50/51-TDP)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I >$ pari a $1,10 I_{nTD}$ dove I_{nTD} è la corrente nominale dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato; Ritardo: 5,0 s
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I >>$ pari a $3,0 I_{nTD}$ Ritardo: 0,4 s

Phase Shifter Transformers (PST) <i>Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato), lato centro stella (50/51-TDP)</i>	
3 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{>>>}$ pari a $6,0 I_{nTD}$ Ritardo: 0,1 s
Azione	1 ^a soglia: Allarme 2 ^a e 3 ^a soglia: Apertura degli interruttori a monte ed a valle del PST (e blocco dell'unità PST protetta)

12.3.2. Protezione di massima corrente di terra dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato), lato centro stella (50N/51N-TDP)

La protezione in esame è alimentata con le correnti di terra, lato centro stella, degli avvolgimenti primari del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato). Viene regolata in modo da risultare sensibile ai guasti interni al PST rimanendo, al tempo stesso, insensibile ai guasti esterni ed alle correnti di in-rush nelle condizioni di energizzazione più sfavorevoli. I valori di taratura di riferimento sono i seguenti:

Phase Shifter Transformers (PST) <i>Protezione di massima corrente di terra dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato (Avvolgimento Derivato), lato centro stella (50N/51N-TDP)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{E>}$ pari a $0,2 I_{nTD}$ dove I_{nTD} è la corrente nominale dell'avvolgimento primario del trasformatore derivato Ritardo: 5,0 s
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{E>>}$ pari a $0,4 I_{nTD}$ Ritardo: 5,0 s
3 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{E>>>}$ pari a $2,0 I_{nTD}$ Ritardo: 0,1 s
Azione	1 ^a soglia: Allarme 2 ^a e 3 ^a soglia: Apertura degli interruttori a monte ed a valle del PST (e blocco dell'unità PST protetta)

12.3.3. Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione), lato centro stella (50/51-TDS)

La protezione in esame è alimentata con le correnti di fase, lato centro stella, degli avvolgimenti secondari del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione). La 2^a soglia viene regolata in modo da rilevare guasti interni all'avvolgimento di eccitazione e nei sistemi di commutazione (CSC e ARS). La 3^a soglia è abilitata unicamente durante l'inversione degli avvolgimenti di eccitazione e rimane attiva per la sola durata della manovra ARS (circa 10 s) in sostituzione delle protezioni differenziali 87S1 e 87S2 che durante tale manovra vengono inibite. I valori di taratura di riferimento sono i seguenti:

I valori di taratura di riferimento sono i seguenti:

Phase Shifter Transformers (PST) <i>Protezione di massima corrente di fase dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione) lato centro stella (50/51-TDS)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I >$ pari a $1,10 I_{nTD}$ dove I_{nTD} è la corrente nominale dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (avvolgimento regolazione) Ritardo: 5 s
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I >>$ pari a $3,0 I_{nTD}$ Ritardo: 0,4 s
3 ^a Soglia	Corrente di intervento $I >>>$ pari a $3,0 I_{nTD}$ Abilitazione: Manovra ARS (inversione di corrente) in corso Ritardo: 0,1 s
Azione	1 ^a soglia: Allarme 2 ^a e 3 ^a soglia: Apertura degli interruttori a monte ed a valle del PST (e blocco dell'unità PST protetta)

12.3.4. Protezione di massima corrente di terra dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione), lato centro stella (50N/51N - TDS)

La protezione in esame è alimentata con le correnti di terra, lato centro stella, degli avvolgimenti secondari del trasformatore derivato. Viene regolata in modo da rilevare guasti interni all'avvolgimento di eccitazione e nei sistemi di commutazione (CSC e ARS). I valori di taratura di riferimento sono i seguenti:

Phase Shifter Transformers (PST) <i>Protezione di massima corrente di terra dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato (Avvolgimento Regolazione), lato centro stella (50N/51N-TDS)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_N >$ pari a $0,2 I_{nTD}$ dove I_{nTD} è la corrente nominale dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato Ritardo: 5 s
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_N >>$ pari a $0,4 I_{nTD}$ Ritardo: 1,0 s
Azione	1 ^a soglia: Allarme 2 ^a soglia: Apertura degli interruttori a monte ed a valle del PST (e blocco dell'unità PST protetta)

12.3.5. Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC/ARS)

La protezione in esame è alimentata con le correnti di fase, lato centro stella, degli avvolgimenti secondari del trasformatore derivato. Ha lo scopo di bloccare manovre del Commutatore Sotto Carico e dell'invertitore di corrente ARS in presenza di anomala circolazione di corrente come ad esempio durante i regimi di guasto e viene pertanto regolata nel seguente modo:

Phase Shifter Transformers (PST)	
<i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico PST (50 CSC/ARS)</i>	
Soglia di intervento	Corrente pari a $1,4 \div 1,6 I_{NT}$ dove I_{NTD} è la corrente nominale dell'avvolgimento secondario del trasformatore derivato; Ritardo: 0 s
Azione	Blocco manovra CSC/ARS.

13. PROTEZIONI DEI TRASFORMATORI DI DISTRIBUZIONE AT/MT

Vengono presi in considerazione i trasformatori a due avvolgimenti inseriti tra reti AT, sicuramente attive e con neutro francamente a terra, e reti MT (20 e 15 kV) attive o passive, esercite radialmente con neutro a terra compensato NC (sola induttanza) oppure con neutro a terra con resistenza NR (resistenza e induttanza in parallelo) oppure con neutro isolato NI.

Sono considerate le sole protezioni elettriche contro i cortocircuiti installate sia nel lato AT che nel lato MT dei trasformatori ed il relè contro la perdita dell'alimentazione in corrente continua al sistema di protezione dei TR; sono invece escluse dalla trattazione le protezioni non elettriche interne ai trasformatori: Buchholz trasformatore (97T), Buchholz commutatore sotto carico (97C), massima temperatura (26), minimo livello olio trasformatore (99T) e minimo livello olio commutatore sotto carico (97C).

In relazione alla loro applicazione limitata i trasformatori di distribuzione a tre avvolgimenti non sono trattati esplicitamente. Ad essi si applicheranno tarature specifiche caso per caso in linea con i principi base analoghi al caso a due avvolgimenti.

Relativamente ai TA di alimentazione delle protezioni a massima corrente del lato AT delle macchine è raccomandato l'impiego di riduttori di corrente con una corrente nominale primaria non inferiore a 400 A.

Si precisa che, in caso di trasformatori sovraccaricabili grazie alla doppia modalità di raffreddamento ONAN/ONAF, per le tarature relative alle protezioni di massima corrente si dovrà far riferimento alla corrente nominale I_{nT} ed alla $v_{cc}\%$ del trasformatore in funzionamento ONAF.

13.1. Protezioni dei trasformatori a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione

La protezione di questi trasformatori è realizzata a mezzo di relè a massima corrente di fase installati negli stalli AT e MT delle macchine e di relè a massima tensione omopolare installati sui TV delle sbarre MT. I relè a massima corrente hanno la funzione di protezione principale contro i cortocircuiti di qualsiasi tipo nel lato AT dei trasformatori e contro i cortocircuiti polifasi sia nel lato MT dei trasformatori che nelle sbarre MT. Detti relè, inoltre, esplicano la funzione di protezione di riserva per i cortocircuiti polifasi nelle linee a media tensione.

La protezione di massima tensione omopolare interviene invece come protezione principale in caso di guasto a terra nel lato MT dei trasformatori o nelle sbarre MT e come protezione di riserva in caso di mancato funzionamento dei relè direzionali di terra nelle linee MT.

Lo schema di riferimento è quello riportato in **Fig. 26**

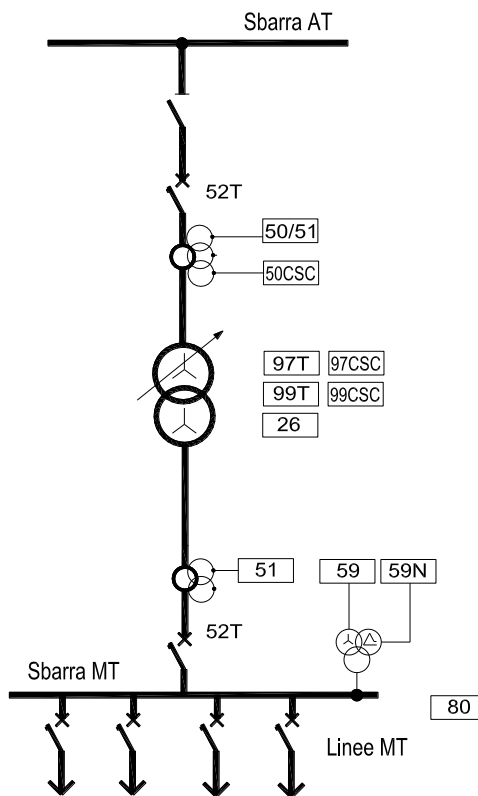


Fig. 26 - Assetto protezioni TR di distribuzione a due avvolgimenti in Cabina Primaria

13.1.1. Protezione di massima corrente nel lato AT del trasformatore (50/51T)

Per tale protezione sono richieste due soglie di intervento, una ritardata ed una istantanea, tarate nel modo di seguito indicato:

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione	
<i>Protezione di massima corrente lato AT (50/51T)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I >$ pari a $3,0 \div 4,0 I_{nT}$ ³³ dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento AT del trasformatore. In ogni caso tale corrente deve risultare minore (circa la metà) della minima corrente che attraversa il trasformatore per un cortocircuito nel lato MT Ritardo: $0,5 \div 0,8$ s ³⁴ .

³³ Se nel lato MT del trasformatore è presente una protezione di massima corrente con 2 soglie di intervento, il valore in p.u. della 1^a Soglia di corrente AT deve essere pari a quello della 2^a Soglia MT accresciuto di un $\Delta I_{nT} = 0,5 I_{nT}$

³⁴ Il tempo di ritardo più alto è indicato per i casi in cui sul lato secondario del trasformatore sia presente una protezione a massima corrente con 2 soglie di intervento; in tal caso il ritardo della 1^a Soglia AT deve essere pari a quello della 2^a Soglia MT accresciuto di un $\Delta t \geq 0,2$ s.

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di massima corrente lato AT (50/51T)</i>	
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{>>}$ pari $10 I_{nT}$ e, in ogni caso, uguale o superiore a: $1,3 \cdot \frac{I_{nT} * 100}{V_{cc}\%}$ dove $V_{cc}\%$ indica la tensione di cortocircuito percentuale del trasformatore Ritardo: 0 s.
Azione	Scatto del trasformatore lati AT ed MT.

13.1.2. Protezione di massima corrente nel lato MT del trasformatore (51T)

Per tale protezione sono previste una o due soglie di intervento (di cui una, la prima, sempre presente) con i valori di taratura di seguito indicati:

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di massima corrente lato MT (51T)</i>	
1 ^a Soglia di intervento (sempre presente)	Corrente $I_{>}$ pari a $1,4 I_{nT}$ dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore Ritardo: 1,5 s.
2 ^a Soglia di intervento (ove presente)	Corrente $I_{>>}$ pari a $2,5 \div 3,5 I_{nT}$ dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore. In ogni caso tale corrente deve risultare minore (circa la metà) della minima corrente che attraversa il trasformatore per un cortocircuito nel lato MT; Ritardo: $0,5 \div 0,6$ s

13.1.3. Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)

La protezione, installata nel lato AT del trasformatore, ha lo scopo di bloccare manovre di variazione del rapporto di trasformazione del TR AT/MT in presenza di anomala circolazione di corrente come, ad esempio, durante i regimi di guasto e viene pertanto regolata nel seguente modo:

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico trasformatore di distribuzione (50CSC)</i>	
Soglia di intervento	Corrente pari a $1,4 \div 1,6 I_{nT}$ dove I_{nT} indica la corrente nominale dell'avvolgimento AT del trasformatore; Ritardo: 0 s

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico trasformatore di distribuzione (50CSC)</i>	
Azione	Blocco manovra Commutatore Sotto Carico

13.1.4. Protezione di massima tensione omopolare nelle sbarre MT (59N)

Per tale protezione è richiesto una sola soglia di intervento con i valori di taratura di seguito indicati:

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di massima tensione omopolare nelle sbarre MT (59N)</i>	
Soglia di intervento	Tensione di intervento V_{RES} pari a $8\div36\% V_{RES\ MAX}$, dove $V_{RES} = 3V_0$ è la massima tensione residua riscontrabile nella rete MT per cortocircuito monofase a terra Ritardo: Σ (tempi di intervento delle due protezioni contro i guasti a terra nelle linee MT con ritardo maggiore) + 2 s con un valore minimo di 5 s ed un valore massimo di 40 s.
Azione	Scatto del trasformatore lati AT ed MT.

13.1.5. Protezione di massima tensione nelle sbarre MT (59)

Per tale protezione sono richieste due soglie di intervento con i valori di taratura di seguito indicati:

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di massima tensione nelle sbarre MT (59)</i>	
1 ^a Soglia	Tensione di intervento $V>$ pari a $1,15 V_{n\ MT}$ dove $V_{n\ MT}$ è la tensione nominale della sezione MT del trasformatore; Ritardo: 10 s.
2 ^a Soglia	Tensione di intervento $V>>$ pari a $1,2 V_{n\ MT}$ Ritardo: 60 s.
Azione	1 ^a soglia: Allarme e blocco dei comandi del CSC. 2 ^a soglia: Scatto del trasformatore lato MT.

13.1.6. Protezione di minima tensione corrente continua (80)

La protezione trova applicazione negli impianti dotati di singola batteria in cc per l'alimentazione del sistema di protezione e comando. Controlla la presenza della tensione ausiliaria (di norma $V_{cc} = 110V$) ed ha il compito di mettere in sicurezza l'impianto distaccando il TR AT/MT dalla rete in caso di perdita della V_{cc} . Per tale protezione è richiesto una sola soglia di intervento con i valori di taratura di seguito indicati:

Trasformatori di distribuzione a due avvolgimenti installati in cabine primarie di Società di Distribuzione <i>Protezione di minima tensione corrente continua (80)</i>	
Soglia di intervento	Tensione pari a 0,8 Vcc. Ritardo: 1,0 s
Azione	Scatto del trasformatore lati AT ed MT su bobina apertura interruttore a mancanza.

13.2. Protezioni dei trasformatori a due avvolgimenti installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione

Tali trasformatori sono installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione e alimentano cabine a MT di Società di Distribuzione.

I criteri di taratura che seguono fanno riferimento a due diverse soluzioni protettive che trovano entrambe applicazione nella realtà italiana.

Si precisa che, in caso di trasformatori sovraccaricabili grazie alla doppia modalità di raffreddamento ONAN/ONAF, per le tarature relative alle protezioni di massima corrente si dovrà far riferimento alla corrente nominale I_{nT} ed alla $v_{cc}\%$ del trasformatore in funzionamento ONAF.

13.2.1. Soluzione A

È la stessa indicata al paragrafo precedente 13.1. In questo caso le protezioni collocate nella sezione AT sono di proprietà delle Società di Trasmissione o di Produzione e quelle nella sezione MT sono di proprietà delle Società di Distribuzione. Le protezioni di massima tensione omopolare sbarre MT (59N) e di massima tensione concatenata MT (59) (entrambe di proprietà delle Società di Distribuzione) comandano l'apertura dell'interruttore AT delle Società di Trasmissione o di Produzione proprietarie del TR AT/MT.

Lo schema di riferimento è quello riportato in Fig. 27.

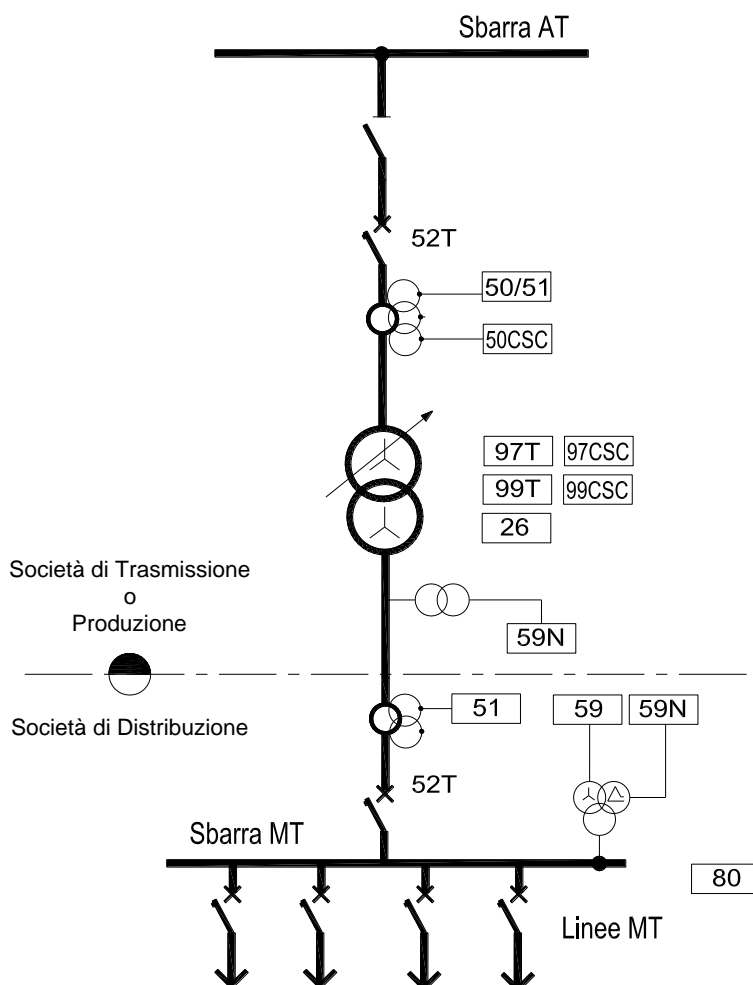


Fig. 27 - Assetto protezioni TR di distribuzione a due avvolgimenti in stazione elettrica di Società di Trasmissione o di Produzione

Si fa presente che le protezioni e gli organi di manovra della sezione AT delle Società di Trasmissione o di Produzione di norma dispongono una doppia alimentazione in cc e questa ridondanza esonera la sezione AT dall'obbligo della presenza di protezioni contro la perdita della tensione ausiliaria Vcc (relè di minima tensione corrente continua 80).

I relè, le tarature ed i comandi sono gli stessi specificati al paragrafo 13.1, e pertanto non vengono qui ripetuti.

13.2.2. Soluzione B

La seconda soluzione è più selettiva della prima e prevede l'impiego di una coppia di relè (un relè a massima corrente nel lato AT del trasformatore ed uno di massima tensione omopolare nel lato MT di macchina) ubicati nell'area di competenza delle Società di Trasmissione o di Produzione con apertura del TR AT/MT su entrambi i lati ed una seconda coppia di relè (un relè a massima corrente nel lato MT di macchina ed un relè di massima tensione omopolare nelle sbarre MT della cabina di distribuzione) collocati nell'area di competenza della Società di Distribuzione con apertura del solo interruttore lato MT del TR AT/MT.

La protezione a massima corrente nel lato AT del trasformatore e quella di massima tensione omopolare nel lato MT della macchina hanno il compito di rilevare i guasti all'interno del trasformatore e nei suoi montanti AT e MT. La protezione di massima corrente nel lato MT del trasformatore e quella a massima tensione omopolare nelle sbarre MT della cabina agiscono invece come protezioni principali nei riguardi dei guasti nelle sbarre e come protezioni di riserva in caso di mancato funzionamento dei relè delle linee MT. Relativamente ai relè di minima tensione corrente continua (80), vale quanto indicato per il caso precedente (13.2.1 Soluzione A).

Protezioni, tarature e comandi vengono di seguito descritti in dettaglio.

13.2.2.1. Protezione di massima corrente nel lato AT del trasformatore (50/51T)

Per tale protezione sono richieste due soglie di intervento, una ritardata ed una istantanea, tarate nel modo di seguito indicato:

Trasformatori di distribuzione installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione	
Protezione di massima corrente lato AT (50/51T)	
1 ^a Soglia	<p>Corrente di intervento $I >$ pari a $3,0 \div 4 I_{nT}$ ³⁵</p> <p>dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento AT del trasformatore. In ogni caso tale corrente deve risultare minore (circa la metà) della minima corrente che attraversa il trasformatore per un cortocircuito nel lato MT</p> <p>Ritardo: $0,8 \div 1$ s ³⁶.</p> <p>La temporizzazione della 1^a soglia può essere ridotta a $0,3 \div 0,5$ s (valore tipico 0,5 s) in caso di mancato avviamento della protezione di massima corrente lato MT (informazione comunicata attraverso un segnale proveniente da detta protezione)</p>
2 ^a Soglia	<p>Corrente di intervento $I >>$ pari a $10 I_{nT}$ e, in ogni caso, uguale o superiore a:</p> $1,3 \cdot \frac{I_{nT} * 100}{V_{cc}\%}$ <p>dove $V_{cc}\%$ indica la tensione di cortocircuito percentuale del trasformatore</p> <p>Ritardo: 0 s</p>
Azione	Scatto trasformatore lato AT ed MT.

³⁵ Valore in p.u. corrispondente a quello della 2^a soglia di intervento della protezione di massima corrente installata nel lato MT del trasformatore accresciuto di un $\Delta I_{nT} = 0,5 I_{nT}$

³⁶ Valore corrispondente al tempo di ritardo della 2^a soglia di intervento della protezione di massima corrente installata nel lato MT del trasformatore accresciuto di un $\Delta t \geq 0,2$ s.

13.2.2.2. Protezione di massima corrente nel lato MT del trasformatore (51T)

Per tale protezione sono richieste due soglie di intervento ritardate e tarate nel modo di seguito indicato:

Trasformatori di distribuzione installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione <i>Protezione di massima corrente lato MT (51T)</i>	
1ª Soglia	Corrente di intervento $I >$ pari a $1,4 I_{nT}$ dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore Ritardo; 1,5 s.
2ª Soglia	Corrente di intervento $I >>$ pari a $2,5 \div 3,5 I_{nT}$ dove I_{nT} è la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore. In ogni caso tale corrente deve risultare minore (circa la metà) della minima corrente che attraversa il trasformatore per un cortocircuito nel lato MT; Ritardo; $0,5 \div 0,8$ s.
Azione	Scatto trasformatore lato MT.

13.2.2.3. Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)

Stessi criteri di taratura e comando indicati al paragrafo 13.1 per trasformatori di cabine primarie di Società di Distribuzione.

13.2.2.4. Protezione di massima tensione omopolare lato MT del trasformatore (59N)

Tale protezione è alimentata dai TV disposti all'uscita dell'avvolgimento secondario del trasformatore ed ha una sola soglia di intervento ritardata tarata nel seguente modo:

Trasformatori di distribuzione installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione <i>Protezione di massima tensione omopolare lato MT (59N)</i>	
Soglia di intervento	Tensione di intervento V_{RES} pari a $40\% V_{RES MAX}$ dove $V_{RES} = 3V_0$ è la massima tensione residua riscontrabile nella rete MT per cortocircuito monofase a terra Ritardo: tempo di intervento della protezione di massima tensione omopolare installata nelle sbarre MT+ $2 \div 5$ s con un valore minimo di 7 s ed un valore massimo di 45 s.
Azione	Scatto del trasformatore lati AT e MT.

13.2.2.5. Protezione di massima tensione omopolare nelle sbarre MT(59N)

Trasformatori di distribuzione installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione <i>Protezione di massima tensione omopolare nelle sbarre MT (59N)</i>	
Soglia di intervento	Tensione di intervento V_{RES} pari a $8 \div 36\% V_{RES MAX}$ dove $V_{RES} = 3V_0$ è la massima tensione residua riscontrabile nella rete MT per cortocircuito monofase a terra; Ritardo: Σ (tempi di ritardo delle due protezioni contro i guasti a terra nelle linee MT con ritardo maggiore) + 2 s con un valore minimo di 5 s ed un valore massimo di 40 s.
Azione	Scatto del trasformatore lato MT.

13.2.2.6. Protezione di massima tensione nelle sbarre MT (59)

Stessi criteri di taratura e comando indicati al paragrafo 13.1 per trasformatori di cabine primarie di Società di Distribuzione.

13.2.2.7. Protezioni di minima tensione corrente continua nella sezione MT (80)

Trasformatori di distribuzione installati in stazioni elettriche di Società di Trasmissione o di Produzione <i>Protezione di minima tensione corrente continua (80)</i>	
Soglia di intervento	Tensione pari a 0,8 Vcc. Ritardo: 1,0 s
Azione	Scatto del trasformatore lato MT su bobina apertura interruttore a mancanza.

14. PROTEZIONI DELLE BATTERIE DI CONDENSATORI

Nella definizione del sistema di protezione, oltre alle cause di guasto sul montante, sono considerate le cause che possono portare ad un funzionamento anomalo delle unità che compongono la batteria con conseguente pericolo per la loro integrità. Ogni fase di una batteria di condensatori è normalmente costituita da due semi-fasi composte da varie unità in serie. Al loro interno esse sono costituite da un insieme di condensatori elementari in parallelo disposti su varie stringhe in serie come illustrato in figura in Fig. 28 in cui è anche rappresentato l'assetto protettivo.

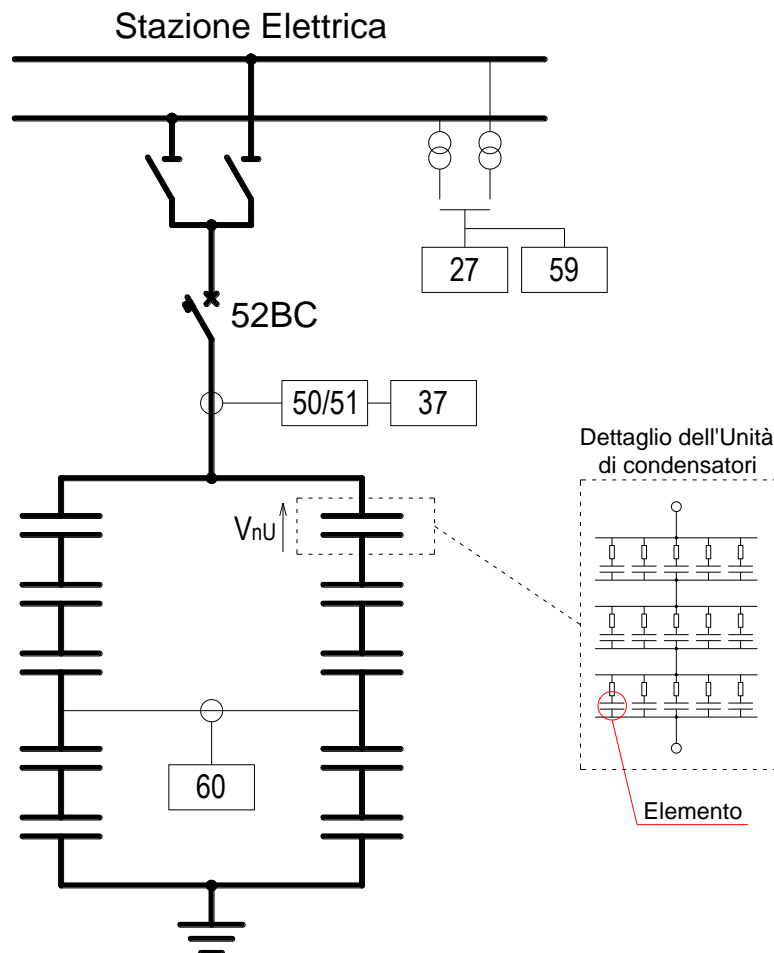


Fig. 28 - Assetto protezioni Batterie di Condensatori

Le protezioni considerate prendono in esame, quindi, le cause di guasto interno (perdita di isolamento delle singole unità, cortocircuiti a terra e tra le fasi, interruzioni dei collegamenti di potenza interni alla batteria) e quelle di origine esterna (riduzione della tensione per guasto o aumento della stessa per anomalo funzionamento della rete di connessione).

Nel primo caso l'azione tipica comandata dal sistema di protezione è il Blocco. Nel secondo caso è lo Scatto. Per le situazioni di anomalia più lievi è previsto un Allarme.

Nei prospetti di taratura che seguono I_{nBC} e V_{nBC} indicano rispettivamente la corrente nominale e la tensione nominale della batteria di condensatori. V_{nU} indica la tensione nominale della singola unità facente parte di una semifase.

Tarature e modalità di intervento diverse da quanto indicato possono essere adottate su richiesta o indicazione del costruttore della batteria di condensatori.

14.1. Protezioni contro le anomalie o i guasti interni

14.1.1. Massima corrente di fase (50/51)

La protezione, di tipo trifase, con due soglie a tempo definito e una a tempo inverso, è alimentata dai TA di fase disposti nel lato sbarre della batteria. Ha il compito di rimuovere immediatamente cortocircuiti a terra e tra le fasi, interni alla batteria e nei circuiti a valle dei TA e segnalare la presenza di situazioni di cortocircuiti e/o di sovracorrente anomale.

Per le batterie di condensatori di taglia standard (54 MVAR) connessi alle reti 132-150 kV sono raccomandati TA di alimentazione con corrente nominale primaria di 800 A.

Batterie di condensatori <i>Massima corrente ritardata banco di condensatori (50/51)</i>	
1ª Soglia	Corrente intervento $I >$ pari a $1,1 \div 1,13 I_{nBC}$ Ritardo: 5 s
2ª Soglia	Curva a tempo inverso IEC Very Inverse con $I \gg$ pari a $1,15 I_{nBC}^{37}$ e con moltiplicatore di tempo $TMS = 0,2$ s. $t[s] = TMS \cdot \left(\frac{13,5}{\frac{I}{I_{nBC}} - 1} \right)$
3ª Soglia (ove presente)	Corrente di intervento $I \gg \gg$ pari a $8 \div 10 I_{nBC}$, dove il valore più alto è indicato per le batterie di condensatori installate negli impianti con più elevata P_{CC} Ritardo: 0 s
Azione	1ª Soglia: Allarme 2ª Soglia: Blocco batteria condensatori 3ª Soglia: Blocco batteria condensatori

14.1.2. Minima corrente ritardata (37)

La protezione, di tipo trifase, ha due soglie di intervento ed è alimentata dai TA di fase disposti sul lato sbarre della batteria. Ha il compito di segnalare interruzioni parziali dei collegamenti (anche per intervento di più fusibili di protezione, se presenti) e distaccare la batteria dalla rete in caso di interruzioni di fase più gravi.

La protezione viene disattivata a batteria di condensatori disinserita tramite segnale esterno criterizzato (interruttore o entrambi i sezionatori di riferimento sbarra aperti)

³⁷ Con le caratteristiche di intervento a tempo inverso, occorre porre attenzione al valore di setting impostato I_s in quanto i relè hanno una corrente minima di intervento di valore maggiorato rispetto a quello della corrente di setting. Di norma tale valore è maggiorato del 10%. Pertanto per ottenere una corrente minima di intervento di $1,15 I_{nBC}$ occorre impostare I_s nel seguente modo: $I_s = 1,15 I_{nBC} / 1,10 = 1,045 I_{nBC}$

Batterie di condensatori <i>Minima corrente ritardata banco di condensatori (37)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento I< pari a 0,85 I _{nBC} Ritardo: 5 s
2 ^a Soglia	Corrente di intervento I<< pari a 0,6 I _{nBC} Ritardo: 1,5 s
Azione	1 ^a Soglia: Allarme 2 ^a Soglia: Blocco batteria condensatori

14.1.3. Squilibrio di corrente (60)

La protezione è di tipo trifase, ha due o tre soglie di intervento e le grandezze sono rilevate da una terna di TA inseriti nel ramo ad "H" fra due punti intermedi delle semifasi. Tale protezione rileva squilibri che si verificano a seguito della perdita di elementi su una delle semifasi. Lo scopo è quello di rilevare in maniera precoce tali situazioni evitando l'insorgere di sovratensioni sugli elementi sani che possano ridurre drasticamente la durata attesa degli elementi e generare fenomeni di guasto in cascata. Data la numerosità delle possibili combinazioni di guasto degli elementi costituenti le "n" unità e le due semifasi, si valuterà la condizione che, a parità di elementi interrotti, genera la minor corrente di squilibrio nel ramo ad "H".

Batterie di condensatori <i>Squilibrio di corrente (60)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di squilibrio $\Delta I >$ definita dal costruttore della batteria al fine di garantire sovratensioni massime su ogni unità inferiori al 105% V _{nU} a fronte della perdita di più elementi in parallelo sulla stessa stringa di una singola unità Ritardo: 5 s
2 ^a Soglia	Corrente di squilibrio $\Delta I >>$ definita dal costruttore della batteria al fine di garantire sovratensioni massime sugli elementi sani inferiori al 110% V _{nU} a fronte della perdita di più elementi in parallelo sulla stessa stringa di una singola unità Ritardo: 1 s
3 ^a Soglia (se presente)	Corrente di squilibrio $\Delta I >>>$ definita dal costruttore della batteria al fine di garantire sovratensioni massime sugli elementi sani inferiori al 130% V _{nU} a fronte della perdita di più elementi in parallelo sulla stessa stringa di una singola unità Ritardo: 0,2 s
Azione	1 ^a Soglia: Allarme 2 ^a Soglia: Blocco batteria condensatori 3 ^a Soglia: Blocco batteria condensatori

14.2. Protezioni contro i guasti esterni e condizioni di rete anomale

14.2.1. Minima tensione ritardata (27)

La protezione, di tipo trifase, controlla le tre tensioni di fase, ha una sola soglia di intervento ed è alimentata dai TV delle sbarre a cui è connessa la batteria.

A batteria inserita ha il compito di provocare il distacco della stessa per tensione ridotta in rete.

A batteria disinserita ha il compito di permetterne l'inserimento solo se il livello di tensione è superiore alla soglia di taratura impostata.

La protezione è disattiva a batteria di condensatori disinserita.

Batterie di condensatori <i>Minima tensione ritardata (27)</i>	
Soglia di intervento	Tensione di intervento $V <$ pari $0,7 V_{nBC}$ Ritardo: 1,2 s
Azione	Scatto batteria condensatori

14.2.2. Massima tensione ritardata (59)

La protezione, di tipo trifase, controlla le tre tensioni stellate, ha due soglie di intervento ed è alimentata dai TV delle sbarre a cui è connessa la batteria.

A batteria inserita ha il compito di provocare il distacco della stessa per tensione eccessiva in rete.

A batteria disinserita ha il compito di permetterne l'inserimento solo se il livello di tensione è inferiore alla soglia di taratura impostata.

Batterie di condensatori <i>Massima tensione ritardata (59)</i>	
1 ^a Soglia	Tensione di intervento $V >$ pari a $1,05 \div 1,08 V_{nBC}$. Il valore $1,05 V_{nBC}$ è indicato per i casi in cui la tensione normale di esercizio V_{es} della rete è prossima a V_{nBC} . Se invece la tensione V_{es} è più elevata di V_{nBC} , la tensione di intervento $V >$ va proporzionalmente aumentata ³⁸ Ritardo: 5,0 s
2 ^a Soglia	Tensione di intervento $V >>$ pari a $1,1 V_{nBC}$ ³⁹ Ritardo: 1,0 s

³⁸ Ad esempio, per il caso di batterie di condensatori installate su reti a 220 kV con tensione di esercizio 230 kV, tale soglia andrà impostata a 238 kV

³⁹ Ad esempio, per il caso di batterie di condensatori installate su reti a 220 kV con tensione di esercizio 230 kV, tale soglia andrà impostata a 245 kV

Azione	1 ^a Soglia: Allarme 2 ^a Soglia: Scatto batteria condensatori
--------	---

15. PROTEZIONI DEI REATTORI SHUNT

I criteri di taratura che seguono riguardano le protezioni elettriche contro i guasti interni e le condizioni di funzionamento anomale dei reattori shunt installati nelle stazioni 380, 220 kV e 132-150 kV della rete elettrica italiana e fanno riferimento a due diverse soluzioni protettive che dipendono dalla collocazione dei TA nel lato centro stella dei reattori in relazione alla quale si ricavano i casi A e B illustrati nell' Allegato A.4 e riportati in **Fig. 29**:

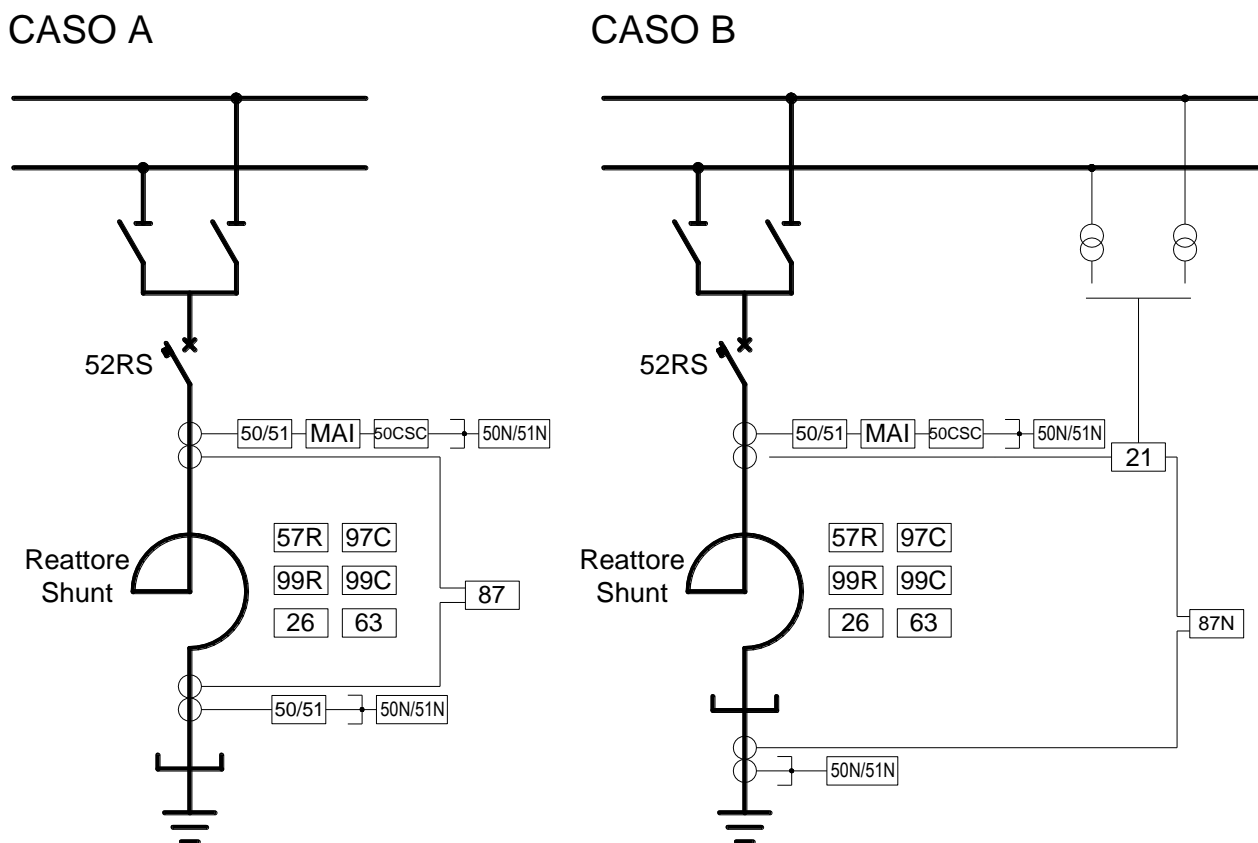


Fig. 29 - Assetto protezioni Reattore Shunt in impianto isolato in aria
Caso A) con TA di fase sugli avvolgimenti lato centro stella
Caso B) con TA di neutro sul collegamento a terra del centro stella

Caso A: presenza di tre TA, uno per fase nel lato centro stella

Caso B: presenza di un solo TA sul collegamento tra centro stella e la terra

Sia per i guasti interni tra le fasi che per i guasti fase - terra sono richieste due protezioni basate su un diverso principio di funzionamento.

Nel caso A, la funzione di protezione principale è affidata ad una protezione differenziale (87) in grado di rilevare tutti i tipi di guasto. Come seconda protezione vengono invece previste due protezioni diverse: una protezione a massima corrente di fase (50/51) per i guasti tra le fasi ed una massima corrente di terra (50N/51N) per i guasti a terra. Entrambe le protezioni sono inserite sui TA lato AT. Il sistema delineato, pur essendo sufficiente, viene integrato con ulteriori protezioni a massima corrente di fase (50/51) e massima corrente di terra (50N/51N) alimentata dai TA lato centro stella degli avvolgimenti per rilevare guasti a terra nelle spire prossime al centro stella.

Nel caso B i guasti tra le fasi sono rilevabili da una protezione a minima impedenza (21) e da una protezione a massima corrente di fase (50/51) mentre l'eliminazione dei guasti a terra è affidata ad una protezione differenziale di terra (87N) e ad una protezione a massima corrente di terra (50/51N) inserita nel lato AT del reattore. Analogamente al caso A, guasti a terra prossimi al centro stella del reattore possono essere rilevati da una protezione omopolare (50N/51N) alimentata dal TA toroidale posto sul collegamento tra centro stella e la terra.

Non vengono qui considerate le tipiche protezioni di macchina montate dai costruttori a bordo dei reattori (Buchholz (97), Massima Temperatura (26), Minimo Livello Olio (99), Sovrappressione (63)) per le quali si rimanda alle prescrizioni e/o raccomandazioni dei fornitori.

Completa il Capitolo la protezione a massima corrente del Commutatore Sotto Carico previsto per regolare il valore della reattanza connessa alla rete e quindi della potenza reattiva assorbita dal reattore (di norma pari al 30% in diminuzione della potenza nominale di macchina con un numero di gradini compreso tra dieci (10) e quindici (15)).

Nei prospetti di taratura che seguono I_{nRS} indica la corrente nominale del Reattore Shunt alla piena potenza ed alla tensione nominale V_{nRS} .

Analoghi criteri di protezione e taratura sono applicabili ai Reattori Shunt installati in derivazione di collegamenti in cavo per la loro compensazione reattiva. Nel caso di reattori collegati rigidamente alla linea, il comando di blocco reattore è realizzato agendo sugli interruttori agli estremi della linea.

15.1. Reattori shunt con tre TA di fase lato AT e tre TA di fase lato centro stella (Caso A)

15.1.1. Protezione differenziale (87)

La protezione differenziale applicata ai reattori shunt è la stessa protezione di tipo compensato considerata per i trasformatori di interconnessione (ved. Capitolo 11) con corrente differenziale d'intervento $I_D = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2|$ crescente all'aumentare della corrente di stabilizzazione $I_S = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2}$ (ved. Fig. 29).

<p>Reattori Shunt <i>Protezione differenziale (87)</i></p>	
Soglie di intervento	<p>$I_{D>}: 10 \div 30\% I_{nRS}$ dove i valori più alti sono da utilizzare per tenere conto delle diversità nelle caratteristiche del circuito magnetico dei TA di alimentazione lato AT e lato centro-stella $I_{D>>}: 4 \div 5 I_{nRS}$</p>
Pendenze	<p>1° pendenza: 50% Inizio della prima pendenza: $B_{p1} = 0 I_{nRS}$ 2° pendenza: stessa inclinazione della 1° pendenza (50%) Inizio della seconda pendenza: indifferente In caso di corrente di stabilizzazione pari al doppio di quella passante ($I_S = \vec{I}_1 + \vec{I}_2$), il valore delle pendenze va dimezzato</p>
Ritardo	0 s
Blocchi	<p>Blocco 2^a armonica: $I_{D2fN} = 10\% I_{DfN}$; Tempo cross block 2^a armonica: 160 ms. Blocco 5^a armonica: $I_{D5fN} = 30\% I_{DfN}$ Tempo cross block 5^a armonica: 0 ms Limite del blocco di 5^a armonica: $I_{D5fN} = 1,5 I_{nRS}$; oltre tale valore di corrente differenziale I_D il blocco di 5^a armonica viene comunque escluso dove I_{DfN} indica la corrente differenziale di frequenza fondamentale mentre I_{D2fN} e I_{D5fN} indicano rispettivamente la corrente differenziale di 2^a e 5^a armonica</p>
Azione	Blocco reattore shunt.

15.1.2. Protezione di massima corrente di fase lato AT (50/51)

Reattori Shunt <i>Protezione di massima corrente di fase lato AT (50/51)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{>}$ pari a $1,1 \div 1,15 I_{nRS}$ Il valore $1,1 I_{nRS}$ è indicato per i casi in cui la tensione normale di esercizio V_{es} della rete è prossima a V_{nRS} . Se invece la tensione V_{es} è più elevata di V_{nRS} , la corrente di intervento $I_{>}$ va proporzionalmente aumentata Ritardo: 5,0 s
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{>>}$ pari a $1,35 I_{nRS}$ Ritardo: 1,0 s
3 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{>>>}$ pari a $4 \div 5 I_{nRS}$ Ritardo: 0 s
Azione	1 ^a Soglia: Allarme 2 ^a Soglia: Blocco reattore shunt 3 ^a Soglia: Blocco reattore shunt

15.1.3. Protezione di massima corrente di terra lato AT (50N/51N)

Reattori Shunt <i>Protezione di massima corrente di terra lato AT (50N/51N)</i>	
1 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{E>}$ pari a $0,3 I_{nRS}$ Ritardo: $2,5 s^{40}$
2 ^a Soglia	Corrente di intervento $I_{E>>}$ pari a $2,0 I_{nRS}$ Ritardo: 0,12 s
Azione	Blocco reattore shunt

⁴⁰ In caso di reattori shunt collegati in derivazione a linee, il tempo di intervento è maggiorato a 5,0 s

15.1.4. Protezione di massima corrente di fase lato centro stella (50/51)

Reattori Shunt <i>Protezione di massima corrente di fase lato centro-stella (50/51)</i>	
1ª Soglia	Corrente di intervento $I >$ pari a $1,35 I_{nRS}$ Ritardo: 1,0 s
2ª Soglia	Corrente di intervento $I >>$ pari a $4 \div 5 I_{nRS}$ Ritardo: 0 s
Azione	Blocco reattore shunt

15.1.5. Protezione di massima corrente di terra lato centro stella (50N/51N)

Reattori Shunt <i>Protezione di massima corrente di terra lato centro stella (50N/51N)</i>	
1ª Soglia	Stesse regolazioni indicate per la protezione 50N/51N lato AT
2ª Soglia	
Azione	Blocco reattore shunt

15.1.6. Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)

Reattori Shunt <i>Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)</i>	
Soglia di intervento	Corrente pari a $1,35 I_{nRS}$ Ritardo: 0 s
Azione	Blocco manovra Commutatore Sotto Carico

15.2. Reattori shunt con tre TA di fase lato AT ed un TA di neutro sul collegamento tra centro stella e la terra (Caso B)

15.2.1. Protezione di minima impedenza (21)

La protezione deve essere predisposta per intervenire su tre soglie come di seguito indicate:

<p>Reattori Shunt</p> <p><i>Protezioni di minima impedenza (21)</i></p>		
Zone di misura	1 ^a zona	<p>Reattanza pari al 35% di X_{nRS} con $K_T = 0$</p> <p>dove X_{nR} rappresenta la reattanza del reattore nella posizione del Commutatore Sotto Carico corrispondente alla potenza nominale</p> <p>Resistenza dei loop di misura fase-terra e fase-fase uguale a 0,4 volte la reattanza di taratura;</p> <p>Coefficiente di terra $K_T = 0$</p> <p>Ritardo: tempo base</p>
	2 ^a zona	<p>Impedenza pari a 50% di X_{nRS}</p> <p>dove X_{nR} rappresenta la reattanza del reattore nella posizione del Commutatore Sotto Carico corrispondente alla potenza nominale</p> <p>Resistenza dei loop di misura fase-terra e fase-fase uguale a 0,3 volte la reattanza di taratura</p> <p>Coefficiente di terra $K_T = 0$</p> <p>Ritardo: 0,3 s.</p>
	3 ^a zona	<p>Impedenza pari a 77% di X_{nRS}</p> <p>dove X_{nR} rappresenta la reattanza del reattore nella posizione del Commutatore Sotto Carico corrispondente alla potenza nominale</p> <p>Resistenza dei loop di misura fase-terra e fase-fase uguale a 0,25 volte la reattanza di taratura, con valore massimo di 150 Ω</p> <p>Coefficiente di terra $K_T = 0$;</p> <p>Ritardo: 0,6 s.</p>
Azione	Blocco reattore shunt	

15.2.2. Protezione differenziale di terra (87N)

La protezione differenziale di terra esegue il confronto fra la somma delle 3 correnti di fase lato AT e la corrente misurata sul collegamento a terra del centro stella.

Reattori Shunt <i>Protezione differenziale di terra (87N)</i>	
Soglia di intervento	Corrente differenziale di intervento: $I_{D>}$ pari a 10÷20% I_{nRS} Pendenza: inclinazione pari al 25% Ritardo: 0 s
Azione	Blocco reattore shunt

15.2.3. Protezione di massima corrente di fase lato AT (50/51)

Stessi criteri di taratura e stesso comando indicati al paragrafo 15.1 per “*Reattori shunt con tre TA di fase lato AT e tre TA di fase lato centro stella (Caso A)*”

15.2.4. Protezione di massima corrente di terra lato AT (50N/51N)

Stessi criteri di taratura e stesso comando indicati al paragrafo 15.1 per “*Reattori shunt con tre TA di fase lato AT e tre TA di fase lato centro stella (Caso A)*”.

15.2.5. Protezione di massima corrente di terra sul collegamento tra centro stella e la terra (50N/51N)

Stessi criteri di taratura e stesso comando indicati al paragrafo 15.1 “*Reattori shunt con tre TA di fase lato AT e tre TA di fase lato centro stella (Caso A)*” per la massima corrente di terra lato AT.

15.2.6. Protezione di massima corrente Commutatore Sotto Carico (50CSC)

Stessi criteri di taratura e stessa azione indicati al paragrafo 15.1 per “*Reattori shunt con tre TA di fase lato AT e tre TA di fase lato centro stella (Caso A)*”.

16. PROTEZIONI DEGLI STALLI ARRIVO UTENTE

16.1. Utente attivo

In relazione al tipo di stazione (tipo A oppure tipo B oppure tipo C) utilizzato per connettere l'impianto dell'utente alla rete, il documento A.4 definisce le protezioni di stazione relative allo stallo Arrivo Utente attivo nel caso in cui esso sia dotato di interruttore.

Gli schemi protettivi sono riportati in Fig. 30

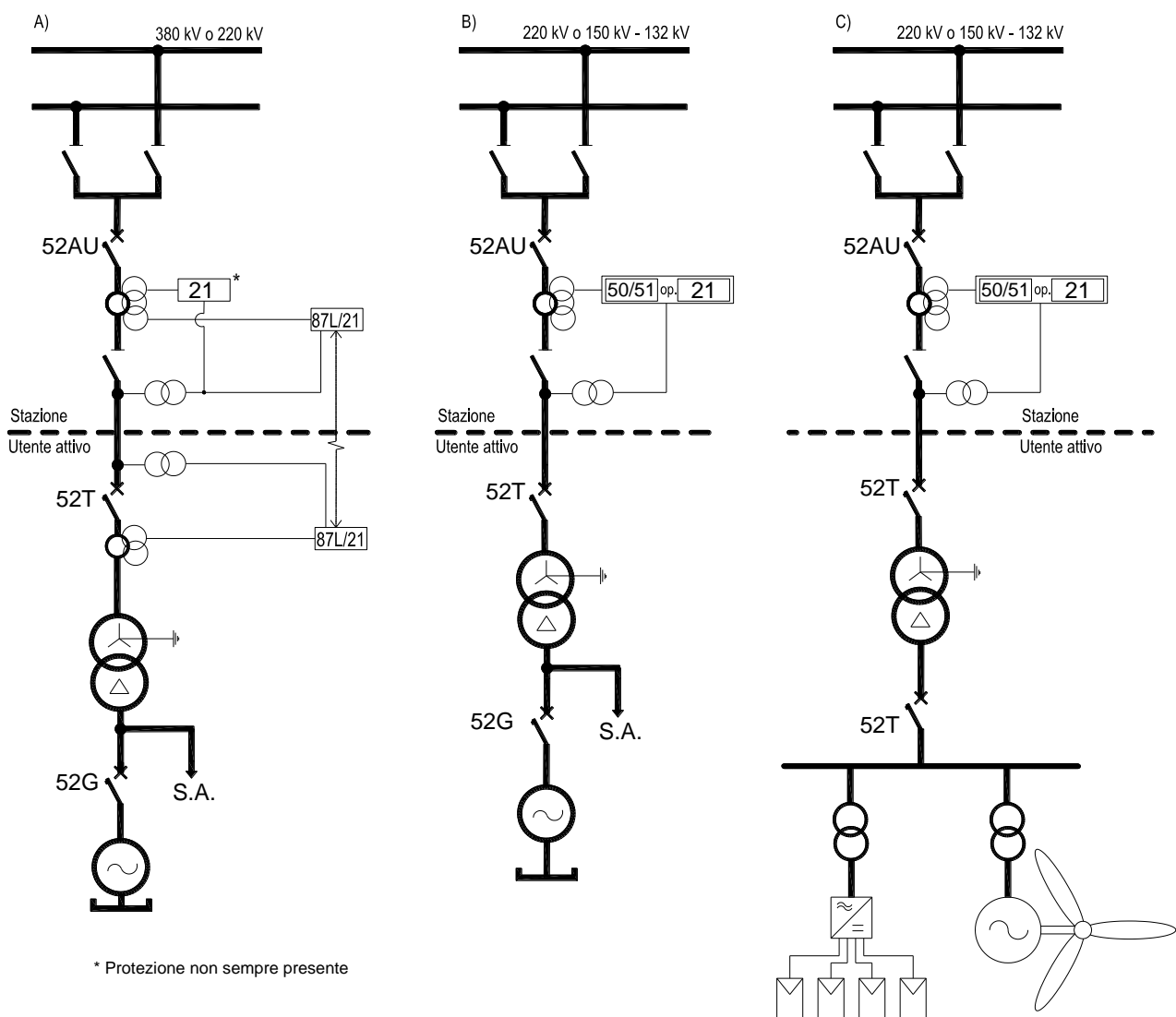


Fig. 30 – Aspetto delle protezioni nello stallo arrivo utente attivo

a) Gruppo di grossa taglia allacciato a stazione di tipo A

b) Gruppo di piccola taglia allacciato a stazione di tipo B o C

c) Impianto eolico o fotovoltaico allacciato a stazione di tipo B o C

Nel caso di stazione di tipo A (stazioni delle reti a 380 kV e di buona parte della rete a 220 kV) è prevista una protezione differenziale con funzione distanziometrica integrata (87L/21) e/o una protezione distanziometrica(21).

Nel caso di stazioni di tipo B o C (stazioni delle reti a 132 - 150 kV e di parte della rete a 220 kV) è invece prevista una protezione distanziometrica (21) oppure una protezione a massima corrente (51). La scelta del tipo di protezione dipenderà dal rapporto esistente tra Pcc minima della rete e Pcc massima dell'impianto utente: con Pcc di rete prevalente sarà privilegiata la protezione a massima corrente mentre con Pcc dell'impianto utente di valore prossimo alla Pcc di rete sarà scelta la protezione distanziometrica.

16.1.1. Protezione differenziale con funzione distanziometrica integrata (87L/21)

La protezione differenziale (87L) viene regolata secondo i criteri indicati nel paragrafo 9.1.2 "Linee aeree tipiche con protezione differenziale (87L)" mentre le zone della funzione distanziometrica (21) devono essere predisposte nel modo di seguito specificato:

Stallo Arrivo Utente		
<i>Funzione distanziometrica integrata nella protezione differenziale di linea (87L/21)</i>		
Zone di misura	1ª zona	Esclusa
	2ª zona	Reattanza: 5÷10 Ω Ritardo: 0,17÷0,25 s Il tempo più breve (raccomandato) è previsto per i casi in cui il tempo di intervento delle protezioni ad azione istantanea dei TR della centrale affacciata sia inferiore a 100 ms
	3ª zona	Reattanza: 10÷30 Ω Ritardo: 0,45÷0,6 s
	4ª zona	Reattanza: 25÷40 Ω Ritardo: 0,8 s
	5ª zona	Esclusa
<p>I valori di reattanza più bassi indicati per le 5 zone di misura sono raccomandati per i livelli di tensione 132-150 kV, mentre quelli più alti per il livello di tensione 380 kV. In ogni caso detti valori devono essere selettivi in impedenza ed in tempo con quelli delle protezioni a valle e a monte e non devono avvertire guasti su livelli di tensione diversi da quello di installazione della protezione in esame.</p> <p>Relativamente alla taratura dell'asse resistivo si applicano i valori di resistenza $R_{\Phi N}$ e $R_{\Phi\Phi}$ indicati nel paragrafo 9.1.1(Tab. 4 e 5) per le protezioni distanziometriche delle linee tipiche.</p>		
Azione	Scatto dell'interruttore Arrivo Utente	

16.1.2. Protezione distanziometrica (21)

La protezione distanziometrica deve essere predisposta per intervenire su zone regolate in base ai criteri esposti al punto precedente (ved. funzione distanziometrica della protezione 87L/21) ⁴¹.

16.1.3. Protezione di massima corrente di fase (50/51)

La maggior parte degli utenti attivi è connessa alle reti di livello di tensione 132 - 150 kV e 220 kV. Lo stallo della stazione di connessione (di norma rappresentata da un impianto di consegna) è protetto con una protezione a massima corrente a due soglie di intervento.

Stallo Arrivo Utente Attivo	
Protezione di massima corrente di fase (50/51)	
1 ^a Soglia	<p>Valore della corrente di intervento $I_{>}$: $\geq 1,5 I_{P\ MAX}$</p> <p>dove $I_{P\ MAX}$ indica la massima corrente fornita dall'impianto di produzione</p> <p>Ritardo:</p> <p>1 ÷ 2,5 s per gli stalli Arrivo Utente delle reti 132 -150 kV</p> <p>1 ÷ 3 s per gli stalli Arrivo Utente delle reti 220 kV</p> <p>Il tempo di 1 s è indicato per gli utenti attivi con trasformatore elevatore con il neutro lato AT isolato da terra.</p> <p>I tempi più elevati sono invece indicati per gli utenti attivi con trasformatori elevatori con neutro a terra lato AT; essi hanno lo scopo di evitare aperture indesiderate dell'interruttore Arrivo Utente nella stazione di connessione per guasti nella rete a monte a causa dalle correnti di guasto fornite dai generatori dell'impianto produttore o anche dal solo circuito alla sequenza omopolare dei trasformatori elevatori.</p>
2 ^a Soglia	<p>Il valore della corrente di intervento $I_{>>}$ deve essere scelto in modo da soddisfare le seguenti condizioni:</p> <p>$I_{ccR\ min} > I_{>>} > I_{ccP\ max}$</p> <p>dove $I_{ccR\ min}$ è la minima corrente di cortocircuito fornita dalla rete per cortocircuito nell'impianto utente calcolata nelle condizioni di esercizio più sfavorevoli;</p> <p>$I_{ccP\ max}$ è la massima corrente di cortocircuito fornita dall'impianto di produzione per cortocircuito nella stazione di connessione.</p> <p>Tale soglia non deve essere comunque sensibile ai cortocircuiti nella sezione MT dell'impianto Utente.</p> <p>Ritardo: 0,17 s ⁴²</p>
Azione	Apertura interruttore Arrivo Utente

⁴¹ Qualora alla protezione distanziometrica fosse associata la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI), la selettività con le protezioni a monte deve essere garantita tenendo conto del tempo di ritardo assegnato alla protezione MAI riducendo il tempo della 1^a zona ritardata (0,17 s) della protezione distanziometrica locale oppure innalzando il tempo delle 2^e zone delle protezioni distanziometriche a monte.

⁴² Qualora alla protezione di massima corrente fosse associata la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI), la selettività con le protezioni a monte deve essere garantita tenendo conto del tempo di ritardo assegnato alla protezione MAI riducendo il tempo della protezione locale di massima corrente oppure innalzando il tempo delle protezioni a monte operanti in selettività temporale (generalmente il tempo di 2^a zona delle protezioni distanziometriche).

16.2. Utente passivo

Con l'impianto utente di tipo passivo, la protezione sarà sempre una massima corrente. Lo schema di riferimento è riportato in Fig. 31. Per le tarature si fa riferimento a quanto di seguito indicato:

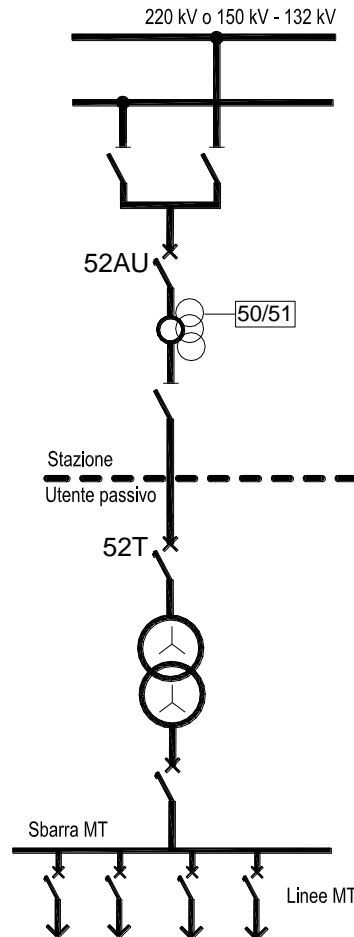


Fig. 31 – Assetto delle protezioni nello stallo arrivo utente passivo

Stallo Arrivo Utente Passivo	
Protezione di massima corrente di fase (50/51)	
1 ^a Soglia	<p>Valore della corrente di intervento $I >: 1,5 I_{C MAX}$ dove $I_{U MAX}$ indica la massima corrente di carico dell'impianto utente</p> <p>Ritardo: 1 s</p>
2 ^a Soglia	<p>Il valore della corrente di intervento $I >>$ deve essere scelto in modo da soddisfare le seguenti condizioni:</p> <p>$I >>$: valore inferiore a $I_{ccR min}$</p> <p>dove $I_{ccR min}$ è la minima corrente di cortocircuito fornita dalla rete per cortocircuito nell'impianto utente calcolata nelle condizioni di esercizio più sfavorevoli.</p> <p>Tale soglia non deve essere comunque sensibile ai cortocircuiti nella sezione MT dell'impianto Utente.</p> <p>Ritardo: 0,17 s ⁴³</p>
Azione	Apertura interruttore Arrivo Utente

⁴³ Qualora alla protezione di massima corrente fosse associata la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore (MAI), la selettività con le protezioni a monte deve essere garantita tenendo conto del tempo di ritardo assegnato alla protezione MAI riducendo il tempo della protezione locale di massima corrente oppure innalzando il tempo delle protezioni a monte operanti in selettività temporale (generalmente il tempo di 2^a zona delle protezioni distanziometriche).

17. APPENDICE 1 - QUADRO RIASSUNTIVO DEI TEMPI DI TARATURA DELLE PROTEZIONI DI RETE

A conclusione della materia trattata, viene riportata nella Fig. A1 uno schema riassuntivo nel quale sono indicate le temporizzazioni delle principali protezioni contro i guasti in rete allo scopo di evidenziarne il loro coordinamento selettivo. Pertanto per le protezioni distanziometriche associate agli ATR sono stati omessi i gradini in direzione macchinario.

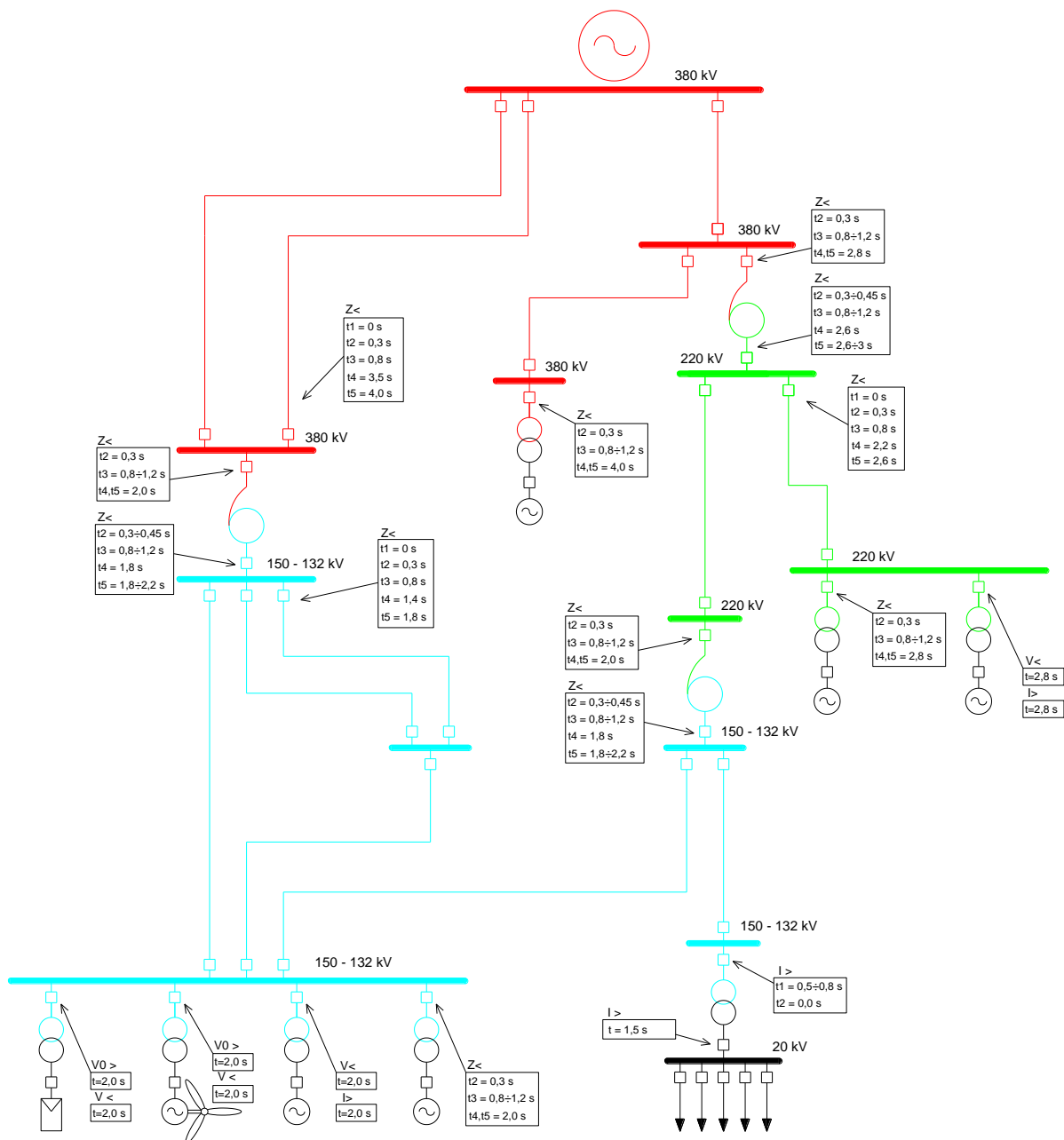


Fig. A1 – Coordinamento tempi protezioni di rete