



**IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO
ELETTROCHIMICO**

**Condizioni generali di connessione alle reti AAT e
AT Sistemi di protezione regolazione e controllo**

Codifica

Allegato A.79

Rev. 01

23 maggio 2025

Pag. **1** di 84

IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO
Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT
Sistemi di protezione regolazione e controllo

Storia delle revisioni		
Rev.00	marzo 2023	Prima emissione
Rev.01	23 maggio 2025	Inserimento specifiche su regolazione primaria e black start, errata corregge paragrafi 8.3, 12, 12.1, Appendice B e Appendice C.

1. OGGETTO E SCOPO	5
2. CAMPO DI APPLICAZIONE.....	5
3. RIFERIMENTI	6
4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI	7
5. DEFINIZIONI.....	8
6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE	11
6.1. PRESCRIZIONI GENERALI	11
6.1.1. <i>Connessioni di Tipo 1 (connessioni su livelli di tensione ≥ 110 kV).....</i>	<i>11</i>
6.1.2. <i>Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni elettriche del Gestore)</i>	<i>12</i>
6.1.3. <i>Adempimenti Utente.....</i>	<i>15</i>
6.2. LIMITI DI FUNZIONAMENTO	15
6.3. RESISTENZA ALLA DERIVATA DI FREQUENZA.....	16
6.4. INSENSIBILITÀ ALLE VARIAZIONI DI TENSIONE.....	16
6.5. QUALITÀ DELLA FORNITURA	18
6.5.1. <i>Dissimmetria delle correnti.....</i>	<i>18</i>
6.5.2. <i>Distorsione armonica della corrente</i>	<i>19</i>
6.5.3. <i>Distorsione armonica della tensione.....</i>	<i>20</i>
6.5.4. <i>Effetto flicker</i>	<i>20</i>
7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DEGLI IMPIANTI DI ACCUMULO	22
7.1. REQUISITI GENERALI	22
7.2. IMPIANTI DI ACCUMULO INDIPENDENTI (STAND-ALONE)	23
7.2.1. <i>Connessioni di Tipo 1 (su livelli di tensione ≥ 110 kV).....</i>	<i>23</i>
7.2.1.1. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna</i>	<i>24</i>
7.2.1.2. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti interni</i>	<i>26</i>
7.2.2. <i>Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni elettriche del Gestore)</i>	<i>27</i>
7.2.2.1. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna</i>	<i>30</i>
7.2.2.2. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti interni</i>	<i>32</i>
7.3. IMPIANTI DI ACCUMULO INTEGRATI NELLA RETE MT DI IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI.....	33
7.3.1. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna.....</i>	<i>33</i>
7.3.2. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti interni</i>	<i>33</i>
7.4. IMPIANTI DI ACCUMULO INTEGRATI NELLA RETE MT DI IMPIANTI DI PRODUZIONE CON GENERATORI SINCRONI	34
7.4.1. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna.....</i>	<i>34</i>
7.4.2. <i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti interni</i>	<i>35</i>
7.5. IMPIANTI DI ACCUMULO INTEGRATI NELLE RETI MT DI IMPIANTI DI CONSUMO E DI PRODUZIONE E CONSUMO	35

7.5.1.	<i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna</i>	35
7.5.2.	<i>Protezioni dell’Impianto di Accumulo nella sezione MT del SdA contro i guasti interni</i>	35
8.	SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO	36
8.1.	CONTROLLO DELLA POTENZA ATTIVA	36
8.1.1.	<i>Limiti di rampa</i>	37
8.1.2.	<i>Telecontrollo della potenza attiva da parte del Gestore</i>	37
8.2.	MODALITÀ DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE	38
8.3.	CAPABILITY DI POTENZA REATTIVA	39
8.4.	REGOLAZIONE DELLA TENSIONE E DELLA POTENZA REATTIVA	43
8.4.1.	<i>Caratteristiche tecniche e performance dell’anello di controllo della potenza reattiva</i>	43
8.4.2.	<i>Modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva</i>	44
8.4.2.1.	<i>Regolazione della tensione ad anello aperto - Modalità Q(ΔV)</i>	45
8.4.2.2.	<i>Regolazione di potenza reattiva con intervento sul set point di tensione (RegQ)</i>	46
8.4.2.3.	<i>Regolazione di potenza reattiva (FixedQ)</i>	47
8.4.2.4.	<i>Regolazione di tensione veloce ad anello chiuso (RegV fast)</i>	47
8.4.2.5.	<i>Regolazione di tensione lenta ad anello chiuso (RegV slow)</i>	47
8.4.3.	<i>Power Oscillation Damping (POD)</i>	47
8.4.4.	<i>Regolazione della tensione in Impianti di Accumulo integrati in Impianti Ospitanti</i>	48
8.5.	REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA	49
8.5.1.	<i>Misura di frequenza ai fini della regolazione di frequenza</i>	50
8.5.2.	<i>Regolazione FSM</i>	50
8.5.2.1.	<i>Gestione della produzione per il margine minimo di potenza per regolazione FSM</i>	51
8.5.2.2.	<i>Gestione del SOC per il margine minimo di energia per la regolazione FSM</i>	52
8.5.3.	<i>Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)</i>	53
8.5.4.	<i>Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)</i>	53
8.5.5.	<i>Campi di regolazione</i>	54
8.5.6.	<i>Regolazione Reserve Mode</i>	54
8.5.7.	<i>Regolazione locale integrale di frequenza (ILF)</i>	55
8.6.	REGOLAZIONE DA REMOTO	56
8.7.	SISTEMI DI TELEDISTACCO E MODULAZIONE RAPIDA DELLA POTENZA	56
8.8.	RI-ALIMENTAZIONE DEL SISTEMA (BLACK-START)	58
8.9.	INERZIA SINTETICA	58
8.10.	SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE	59
8.11.	REGOLAZIONE DELLO STATO DI CARICA	59
9.	PRIORITÀ AZIONI DI CONTROLLO E AZIONI DI PROTEZIONE	59

10. MONITORAGGIO E SCAMBIO DI INFORMAZIONI	61
10.1. TELECONTROLLO IN TEMPO REALE	61
10.2. MONITORAGGIO CONTINUO	62
10.3. MONITORAGGIO DEI GUASTI.....	62
11. DATI E MODELLI	63
12. PROVE	65
12.1. PROVE COMUNI AI GRUPPI DI GENERAZIONE.....	65
12.2. PROVE SPECIFICHE AI SISTEMI DI ACCUMULO	68
12.2.1. <i>Inversione rapida di potenza (ACC-INVP)</i>	68
12.2.1.1. Condizioni di prova	68
12.2.1.2. Metodo di prova.....	68
12.2.1.3. Grandezze da registrare	69
12.2.1.4. Processamento dei dati registrati.....	69
12.2.1.5. Criteri di valutazione del risultato	69
12.2.2. <i>Valutazione della capacità utile (ACC-DIM)</i>	70
12.2.2.1. Condizioni di prova	70
12.2.2.2. Metodo di prova.....	70
12.2.2.3. Grandezze da registrare	71
12.2.2.4. Processamento dei dati registrati.....	71
12.2.2.5. Criteri di valutazione del risultato	72
12.2.3. <i>Stima dell'energia residua (ACC-ERES)</i>	72
12.2.3.1. Condizioni di prova	72
12.2.3.2. Metodo di prova.....	72
12.2.3.3. Grandezze da registrare	73
12.2.3.4. Processamento dei dati registrati.....	73
12.2.3.5. Criteri di valutazione del risultato	74
APPENDICE A - SCHEMA FUNZIONALE PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE E DI POTENZA REATTIVA.....	75
APPENDICE B - SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE.....	79
APPENDICE C - INFORMAZIONI PER TELECONTROLLO IN TEMPO REALE.....	82

1. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento descrive i requisiti di connessione alle reti AT o AAT degli Impianti di Accumulo elettrochimico.

Più precisamente, le prescrizioni contenute nel seguente documento descrivono:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT o AAT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del SEN;
- i servizi che gli impianti di Accumulo devono fornire per la salvaguardia della sicurezza del SEN nei suoi vari stati di funzionamento (stato normale, stato di allerta, stato di emergenza, stato di blackout e stato di ripristino);
- i requisiti di scambio dati in tempo reale per l'osservabilità degli Impianti di Accumulo da parte del Gestore ai fini dell'esercizio del SEN;
- i requisiti di monitoraggio per la supervisione della conformità delle prestazioni degli Impianti di Accumulo alle regole di connessione e di esercizio definite dal Gestore.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento si applica agli Impianti di Accumulo direttamente connessi alla RTN ed a quelli indirettamente connessi alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale superiore a 35 kV¹ secondo le seguenti configurazioni:

- **Connessioni di Tipo 1:** connessi direttamente alla RTN o indirettamente per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 110 kV;
- **Connessioni di Tipo 2:** connessi direttamente alla RTN a sezioni 36 kV di stazioni del Gestore.

Il presente documento si applica altresì agli Impianti di Accumulo di potenza efficiente pari o superiore a 10 MW.

Sono esclusi dal campo di applicazione del presente documento gli Impianti di Accumulo funzionanti come gruppi di continuità, e specificatamente:

- a) Impianti di Accumulo installati per fornire energia di riserva e funzionanti in parallelo con la rete per meno di cinque minuti al mese con il SEN in stato normale di funzionamento;
- b) Impianti di Accumulo che non hanno un punto di connessione permanente e utilizzati dai gestori di rete per fornire temporaneamente potenza quando la normale capacità del SEN è parzialmente o completamente indisponibile.

Nel seguito si farà riferimento a sistemi di accumulo:

- a. indipendenti (stand-alone);
- b. integrati nella rete MT di impianti eolici o fotovoltaici;
- c. integrati nella rete MT di impianti di produzione con generatori sincroni;
- d. integrati nella rete MT di impianti di consumo e di produzione e consumo.

Eventuali limitazioni rispetto ai requisiti del presente documento, oppure applicazioni a strutture d'impianto diverse da quelle prese a riferimento, dovranno essere concordate con il Gestore in fase di richiesta di connessione di cui al Capitolo 1 del CdR ed in ragione delle specificità del sito di installazione.

Fermo restando l'applicazione delle restanti prescrizioni sia agli impianti nuovi che esistenti, la funzionalità del blocco lead-lag di cui al paragrafo 8.5 si applica solamente agli impianti nuovi entrati in esercizio

¹ I requisiti si applicano anche a Impianti di Accumulo che si trovano all'interno di sistemi semplici di produzione e consumo connessi direttamente o indirettamente per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale superiore a 35 kV.

successivamente alla data di entrata in vigore del presente documento. Per gli impianti che entrano in servizio entro 6 mesi dall'entrata in vigore della presente versione (REv.01) dell'Allegato, il rispetto di tale funzionalità può essere soddisfatto anche nel corso della durata dell'Interim Operational Notification – ION (della durata massima di 18 mesi).

3. RIFERIMENTI

- [A.1] Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
- [A.2] Guida agli schemi di connessione
- [A.6] Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo
- [A.7] Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV
- [A.10] Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale – Volume generale
- [A.11] Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV
- [A.13] Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
- [A.15] Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza
- [A.17] Centrali Eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione regolazione e controllo
- [A.18] Verifica della conformità degli impianti di produzione alle prescrizioni tecniche del Gestore
- [A.19] Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico
- [A.25] Modalità di determinazione dei programmi vincolanti
- [A.34] Sistema Comandi: formato messaggi
- [A.36] Modalità di invio degli ordini di dispacciamento
- [A.52] Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione
- [A.65] Dati tecnici strutturali
- [A.68] Centrali Fotovoltaiche: Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione regolazione e controllo
- [A.69] Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna

[IEEE 519]	IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems ed. 2014
[CEI 0-16]	Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
[IEC/TR 61000-3-13]	Limits-Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems
[54/2021]	Deliberazione ARERA 54/2021/R/EEL del 16 gennaio 2021, Approvazione delle proprietà aggiuntive per la regolazione primaria di frequenza per l'area sincrona Continental Europe ai sensi dell'articolo 154 del regolamento (UE) 2017/1485
[CdR]	Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete disponibile sul sito del Gestore, (www.terna.it)
[SOGL]	REGOLAMENTO (UE) 2017/1485 DELLA COMMISSIONE del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI

Acronimi utilizzati

ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti ed Ambiente
AT	Alta Tensione (di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV)
AAT	Altissima Tensione (di valore superiore a 220 kV)
FRT	Fault Ride Through
OVRT	Over Voltage Ride Through
PdC	Punto di Connessione o Punto di Consegna
POD	Power Oscillation Damping
RdE	Regolamento di Esercizio
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RTU	Remote Terminal Unit
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
TFN	Trasformatore Formatore di Neutro
UPDM	Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio
UVRT	Under Voltage Ride Through
WADC	Wide Area Damping Controller

Codici numerici

21:	Protezione distanziometrica
26:	Protezione di massima temperatura
27:	Protezione di minima tensione
50:	Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
50N:	Protezione di massima corrente di terra ad azione rapida
51:	Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
51N:	Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata
52:	Interruttore
59:	Protezione di massima tensione
59N:	Protezione di massima tensione omopolare
63:	Protezione di minima e massima pressione fluidi
67N:	Protezione direzionale di terra
81:	Protezione di minima e massima frequenza
87:	Protezione differenziale
97:	Protezione Buchholz

5. DEFINIZIONI

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete o CdR) così come quelle riportate nell'elenco seguente:

Inverter (o convertitore di potenza DC/AC): apparecchiatura elettrica che permette la conversione di una potenza elettrica in corrente continua in una potenza elettrica in corrente alternata; questa apparecchiatura è impiegata negli Impianti di Accumulo Elettrochimico per la conversione della potenza elettrica erogata/assorbita dalle batterie in una potenza elettrica in corrente alternata (monofase o trifase) scambiata con la rete elettrica.

Sistema di Accumulo (SdA): impianto elettrico connesso ad una rete elettrica in grado di assorbire energia elettrica dalla rete alla quale è connesso, accumulare questa energia internamente in una qualunque forma e successivamente rilasciare in rete l'energia accumulata.

Nel caso di un sistema di accumulo elettrochimico, comprende il sottosistema delle batterie e dei loro sistemi di controllo (Battery Management System, BMS), il sottosistema di conversione dell'energia comprensivi dei convertitori DC/AC (inverter) e dei trasformatori BT/MT, filtri, ed i sistemi di protezione, manovra e sezionamento necessari all'integrazione con la rete MT alla quale è connesso.

Impianto di Accumulo: Impianto di Produzione costituito da uno o più Sistemi di Accumulo e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento. Fanno parte dell'Impianto di Accumulo: i Sistemi di Accumulo, i trasformatori elevatori, gli organi di interruzione e di sezionamento, i dispositivi e le apparecchiature di protezione, comando, regolazione e controllo e i servizi ausiliari.

L'Impianto di Accumulo si può configurare come impianto indipendente (o stand-alone) oppure integrato in un Impianto Ospitante nel caso in cui l'Impianto di Accumulo ha una relazione funzionale (ad es. sistema

di controllo o di regolazione in comune) e condivide parte delle strutture di rete per la connessione alla RTN con un altro Impianto di Produzione.

Capacità Utile del Sistema di Accumulo (CUS): quantità di energia, espressa in MWh o multipli, che i Sistemi di Accumulo che costituiscono l'Impianto di Accumulo sono in grado di scambiare con la rete nel PdC in fase di scarica a P_{Sn} . La capacità utile di un sistema di accumulo può variare durante la vita utile del sistema.

Capacità Utile del Sistema di Accumulo disponibile (CUS_d): quantità di energia, espressa in MWh o multipli, che un sistema di accumulo è in grado di scambiare con la rete nel PdC in fase di scarica al netto di eventuali avarie e manutenzioni.

Potenza di scarica nominale P_{Sn} : massima potenza attiva che un Impianto di Accumulo può erogare in rete al PdC alle condizioni nominali.

Potenza di carica nominale P_{Cn} : massima potenza attiva che un Impianto di Accumulo può assorbire dalla rete al PdC alle condizioni nominali.

Potenza di scarica massima P_{Smax} : massima potenza attiva che un Impianto di Accumulo può erogare in rete al PdC; può variare in funzione delle condizioni operative.

Potenza di carica massima P_{Cmax} : massima potenza attiva che un Impianto di Accumulo può assorbire dalla rete al PdC; può variare in funzione delle condizioni operative.

Potenza apparente nominale dell'inverter (S_{n-INV}): potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale, e alla temperatura nominale indicata dal Costruttore, che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa². È espressa in kVA.

Potenza nominale dell'inverter (P_{n-INV}): potenza attiva del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento ad un determinato valore di $\cos(\phi)$. Ai fini del presente documento la potenza nominale è quella corrispondente ad un funzionamento dell'inverter a $\cos(\phi)=0,9$. È espressa in kW.

Potenza nominale dell'Impianto di Accumulo (P_n): è data dalla somma, espressa in MW, delle potenze nominali degli inverter dell'Impianto di Accumulo³.

Potenza nominale disponibile dell'Impianto di Accumulo (P_{nd}): è pari alla Potenza Nominale dell'Impianto di Accumulo (P_n) ridotta della Potenza Nominale degli inverter⁴ non disponibili per avaria o manutenzione. È espressa in MW.

Stato di Carica (SOC): valore percentuale ad un determinato istante della Capacità Utile di un Sistema di Accumulo disponibile (CUS_d).

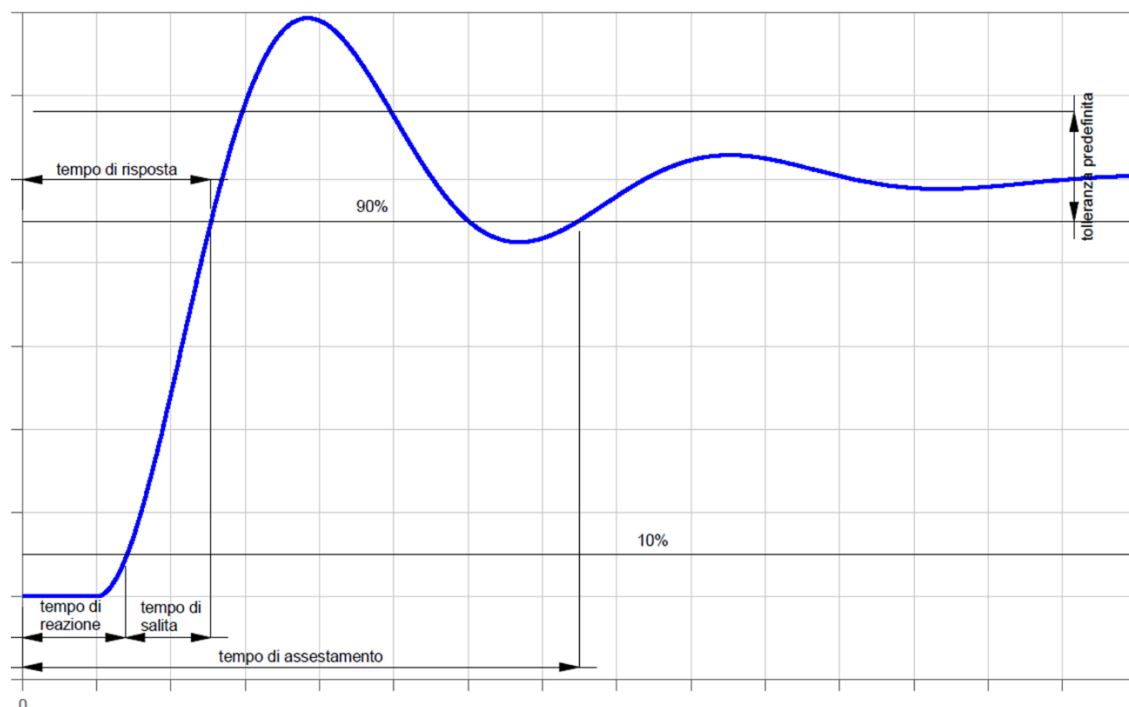
Tempi caratteristici della risposta:

Con riferimento alla seguente figura

² Talvolta nelle targhe tale valore è indicato come potenza attiva (kW) a $\cos(\phi)=1$.

³ Tali potenze possono essere eventualmente ridotte considerando le limitazioni legate alla potenza nominale dei moduli batterie sottesi allo stesso inverter.

⁴ Come nota 3



si definiscono:

- **Tempo di reazione:** Per una grandezza controllata, è il tempo impiegato dalla grandezza per effettuare una variazione di almeno il 10% della variazione attesa a regime, misurato a partire dall'istante di richiesta di variazione.
- **Tempo di risposta:** Per una grandezza controllata, è il tempo minimo impiegato dalla grandezza per entrare per la prima volta nell'intervallo di tolleranza della variazione attesa a regime, misurato a partire dall'istante di richiesta di variazione.
- **Tempo di assestamento:** Per una grandezza controllata, è il tempo impiegato dalla grandezza per entrare definitivamente nell'intervallo di tolleranza della variazione attesa a regime, misurato a partire dall'istante di richiesta di variazione.
- **Tempo di salita:** Per una grandezza controllata, è il tempo impiegato dalla grandezza per effettuare una variazione dal 10% al 90% del valore imposto, misurato a partire dall'istante corrispondente al tempo di reazione.

6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE

6.1. Prescrizioni generali

Ai fini di quanto regolamentato all'interno del Codice di Rete in materia di gestione del sistema elettrico, la connessione alla rete degli Impianti con Sistemi di Accumulo Elettrochimico è condizionata al rispetto dei requisiti del presente documento.

I requisiti elencati nei paragrafi successivi fanno riferimento a SdA stand-alone e sono altresì applicabili, con eventuali e opportune limitazioni, anche alle altre configurazioni descritte nel seguito del documento.

6.1.1. Connessioni di Tipo 1 (connessioni su livelli di tensione ≥ 110 kV)

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete ed in aggiunta che:

- la connessione di un Impianto di Accumulo alla RTN non deve dar luogo ad alcun degrado delle prestazioni o dell'affidabilità della RTN stessa né deve danneggiare gli altri Utenti della RTN e deve invece contribuire alla sicurezza ed alla qualità del servizio elettrico;
- l'Utente progetta e realizza gli impianti nel rispetto della normativa nazionale ed internazionale vigente in materia di sicurezza e tutela dell'incolumità delle persone e delle cose (conformemente alle norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO); gli impianti devono quindi essere costruiti utilizzando materiali e componenti realizzati ed installati a regola d'arte;
- un Impianto di Accumulo deve essere dotato di almeno un interruttore (Interruttore Generale), che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare dell'impianto (in seguito Utente)⁵; nel caso di Impianto di Accumulo stand-alone l'Interruttore Generale deve essere collocato lato AT.
- un Impianto di Accumulo integrato in un Impianto di Produzione deve essere dotato di un interruttore che permetta la separazione dell'Impianto di Accumulo dal resto della rete dell'Impianto di Produzione;
- gli interruttori di linea AT (se presenti) devono essere del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiuse rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT del/dei trasformatore/i MT/AT dell'Impianto di Accumulo devono essere ad isolamento uniforme⁶ e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT devono essere collegati a triangolo; la connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel Punto di Connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interuttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT del/dei trasformatore/i elevatore/i MT/AT dell'Impianto di Accumulo deve/devono essere dotato/i di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra $\pm 12\%$ della tensione nominale;
- il/i trasformatore/i elevatori MT/AT dell'Impianto di Accumulo deve/devono essere opportunamente dimensionato/i per consentire, in ogni condizione di funzionamento, il transito anche contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime dei SdA sottostanti, rispettando i requisiti di capability al Punto

⁵ Nel caso in cui la connessione alla RTN sia comune a impianti di proprietari diversi, l'Interruttore Generale sarà quello che realizza la separazione fra la rete e l'insieme degli impianti sottesi.

⁶ Per connessioni a tensione nominale superiore a 150kV può essere concordato con il Gestore l'utilizzo dell'isolamento graduato lato AT

di Consegna descritti nei paragrafi successivi, con un dimensionamento minimo della potenza apparente pari a 110% della P_n dell'impianto⁷;

- il/i trasformatore/i elevatori MT/AT eventualmente condivisi nell'Impianto Ospitante deve/devono comunque garantire il sufficiente margine necessario per consentire il transito anche contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima dei SdA sottostanti garantendo il rispetto dei requisiti di capability al Punto di Consegna descritti nei paragrafi successivi;
- i trasformatori BT/MT del/dei SdA di un Impianto di Accumulo devono essere opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima del SdA rispettando i requisiti di capability dell'impianto al Punto di Connessione;
- nel caso in cui gli inverter siano disconnessi, gli scambi di potenza reattiva con la rete devono essere minimizzati al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, in caso di potenza reattiva scambiata superiore a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi esterni di compensazione, che potranno essere rappresentati eventualmente dall'Impianto Ospitante se tecnicamente possibile o da reattanze shunt o dall'utilizzo della capability degli inverter, in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva scambiata a $P=0$ ed a V_n ;
- i trasformatori TA e TV dei trasduttori delle misure elettriche utilizzate dal sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo devono essere di classe 0,5 o migliore;
- i convertitori di misura delle grandezze utilizzate dal sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo devono essere di classe 0,2 o migliore.

Si ricorda infine che, per esigenze di sicurezza della rete, il Gestore può senza preavviso effettuare l'apertura dei collegamenti della rete verso l'Impianto di Accumulo o l'Impianto di Produzione Ospitante, determinando quindi la disalimentazione del sito. Pertanto, qualora necessario, sarà cura dell'Utente predisporre una soluzione tecnica capace di garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali durante questi eventi (ad esempio connessione secondaria di riserva o di emergenza in MT).

6.1.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni elettriche del Gestore)

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete e che le sezioni 36 kV delle stazioni elettriche del Gestore abbiano caratteristiche funzionali atte a mantenere tensioni normali di esercizio, correnti di cortocircuito tra le fasi e correnti di guasto a terra entro limiti prestabiliti.

Relativamente alle correnti di guasto a terra viene messo in evidenza che l'esercizio delle reti a 36 kV è previsto a neutro compensato con bobina di Petersen a reattanza variabile in modo da compensare un livello di corrente capacitiva prodotta dalle reti pari al 95% circa. Tale esercizio non esclude tuttavia l'eventualità di esercizio temporaneo a neutro isolato o a terra su resistenza di alto valore ohmico per indisponibilità della bobina di compensazione.

Le principali caratteristiche della stazione elettrica del Gestore sono le seguenti:

- impiego di TR a due avvolgimenti per la connessione alle reti 220-150-132 kV con tensione nominale $V_n = 230-150-132$ kV / 36 kV. (Parametri di riferimento indicativi: potenza nominale $S_n = 125$ MVA, collegamento degli avvolgimenti Ynd 11, $V_{cc} = 17,5\%$);
oppure

⁷ Nel caso in cui il trasformatore elevatore sia condiviso fra impianti di Utenti diversi il rispetto delle prescrizioni dovrà essere comunque garantito con accordi specifici fra le parti interessate.

impiego di TR a tre avvolgimenti per la connessione alle reti 380-220-150-132 kV con tensione nominale $V_n = 400-230-150-132/36/36$ kV. (Parametri di riferimento indicativi: potenza nominale $S_n = 250/125/125$ MVA, collegamento degli avvolgimenti Yn/d/d, $V_{cc} = 19\%-19\%$);

- tensione lato 36 kV regolata con l'obiettivo di mantenerla quanto più possibile prossima al valore nominale mediante Commutatori Sotto Carico dei trasformatori AAT/36 kV ed AT/36 kV (Ampiezza di riferimento indicativa dei gradini: 1,5 % V_n);
- bobine di compensazione della corrente di guasto a terra collegate alle sbarre 36 kV per l'esercizio della rete a neutro compensato aventi le seguenti caratteristiche principali: reattanza variabile per correnti comprese tra 125 ÷ 1250 A, resistenza parallelo di valore tale da garantire la circolazione di una corrente di terra resistiva non superiore a 150 A;
- numero 5 celle 36 kV per la connessione di altrettante linee di impianti di Utenti su una singola sezione 36 kV. Su ogni cella si potrà connettere un unico Utente;
- Corrente di corto circuito per il dimensionamento delle apparecchiature e connessioni: 20 kA per 1,0s

Da tali caratteristiche discendono le prescrizioni specifiche per la connessione di Impianti di Accumulo di seguito indicate:

- l'impianto deve essere dotato di interruttore sulla/e linea/e in arrivo (Interruttore di Interfaccia), per realizzare la separazione funzionale fra le attività interne all'impianto, di competenza del titolare dell'impianto, e quelle esterne ad esso;
- ogni feeder interno deve essere dotato di proprio interruttore e di sistema di protezione in grado di separarlo dal resto dell'impianto in caso di guasto. Limitatamente al caso di un impianto costituito da un solo feeder è accettabile la presenza di un unico interruttore con funzione di interfaccia e di interruttore del feeder;
- gli interruttori a 36 kV richiesti sono a comando tripolare con potere di interruzione delle correnti di cortocircuito ≥ 25 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A;
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN, se realizzata in cavo, deve disporre di un numero di terne in parallelo di norma non superiore a 2. In caso di potenze di impianto non trasportabili (indicativamente $P > 60$ MW) con 2 terne di cavi, si dovranno utilizzare due celle distinte sulla medesima sezione 36 kV della SE del Gestore. L'esercizio base previsto in questo caso è il doppio radiale. Sarà possibile anche esercire in modalità magliata le partenze lato Utente solo con integrazioni al sistema di protezione standard descritto al par. 7.2.2.1 per garantire la selettività a fronte di guasto su uno dei collegamenti. Sono consentite connessioni su diverse sezioni 36 kV di SE del Gestore solo ed esclusivamente se lato Utente non sono gestite in esercizio magliato fra di loro, con separazione assicurata da opportuni interblocchi;
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN deve essere dotata di vettori ridondanti in Fibra Ottica fra gli estremi con coppie di fibre disponibili e indipendenti utilizzabili per:
 - ✓ telemisure e telesegnali da scambiare con il Gestore (come meglio dettagliato ai par. 10.1 e 10.2);
 - ✓ scambio dei segnali associati alle regolazioni;
 - ✓ segnali di telescatto associati al sistema di protezione dei reattori shunt di linea;
 - ✓ eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione;
 - ✓ segnali per il sistema di Difesa (come meglio dettagliato al par. 8.7).
- condutture ed apparecchiature devono essere dimensionate per una tenuta alla corrente di cortocircuito ≥ 20 kA per 1,0 s;
- il livello di isolamento richiesto per tutte le apparecchiature è pari a $U_r=40,5$ kV, valore previsto dalla norma CEI EN 62271-1 e tale da rispettare la massima tensione di esercizio garantita dal Gestore pari a +10% della V_n ;

- la corrente di guasto a terra garantita dal Gestore con esercizio normale della rete a neutro compensato (bobina di compensazione attiva e funzionante) è pari a 150 A resistivi;
- Il sistema di protezione deve essere predisposto in modo da eliminare correttamente i guasti a terra sia nella condizione normale di esercizio della rete a neutro compensato sia in quella accidentale di esercizio a neutro isolato. Le due necessità devono essere garantite contemporaneamente, ovvero senza necessità di adeguare le tarature in funzione dello stato di neutro.
- i trasformatori di macchina 36 kV/MT devono essere opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime;
- nel caso in cui gli inverter siano disconnessi, gli scambi di potenza reattiva con la rete devono essere minimizzati al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, in caso di potenza reattiva scambiata superiore a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi esterni di compensazione, che potranno essere rappresentati eventualmente dall'Impianto Ospitante se tecnicamente possibile o da reattanze shunt o dall'utilizzo della capability degli inverter, in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva scambiata a $P=0$ ed a V_n ;
- in caso di collegamenti in cavo con la stazione elettrica del Gestore in grado di generare correnti capacitive a vuoto di valore superiore a quello interrompibile dagli interruttori, occorre prevedere una compensazione di valore commisurato alla capacità del cavo, che può essere realizzata con una reattanza shunt da collegare rigidamente alla linea. Con riferimento al limite di 50 A della corrente capacitiva interrompibile a vuoto dagli interruttori stabilito dalle norme, la reattanza shunt rigidamente connessa alla linea si rende necessaria per collegamenti in cavo di capacità superiore a 4,4 μF (corrispondenti ad una lunghezza di 12,6 km per cavi di capacità media di 350 nF/km e ad una lunghezza di 15,7 km per cavi di capacità media di 280 nF/km); il valore di compensazione da utilizzare è quello necessario a garantire il rispetto del limite dell'interruttore nella condizione più critica (apertura di linea guasta con estremo opposto aperto);
- i trasformatori TA e TV dei trasduttori delle misure elettriche utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0,5 o migliore;
- I convertitori di misura delle grandezze utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0,2 o migliore.

In base ai suddetti requisiti di sistema, si presentano limitazioni alla capacità di connessione di impianti ad una stessa sezione a 36 kV che il Gestore terrà presenti nella scelta delle soluzioni di connessione. Si evidenziano in particolare le due principali:

1. *Estensione massima ammessa della rete*: non può essere superata, per ciascuna sezione a 36 kV, una capacità complessiva di 64 μF per rispettare il limite di compensazione stabilito della corrente di terra. L'estensione massima della rete che può essere connessa su una singola sezione 36 kV sarà funzione della capacità media dei cavi, ad esempio, con una capacità media di 280 nF/km, la massima estensione non potrà superare i 225 km. In presenza di cavidotti formati da doppie terne di cavi in parallelo, l'estensione complessiva della rete si riduce in relazione alla loro quota parte.
2. *Potenza di cortocircuito massima applicabile alla rete 36 kV*: su ogni sezione a 36 kV non dovrà essere superato il limite di 20 kA stabilito per tenuta al cortocircuito dei quadri della stazione elettrica del Gestore. Tenuto conto che la I_{cc} fornita dal TR AT-AAT/36 kV può arrivare ad un massimo di 11 kA, il contributo alla corrente di cortocircuito simmetrico fornito dall'insieme degli impianti di produzione connessi alla stessa rete non può superare 9 kA.

6.1.3. Adempimenti Utente

Di seguito sono riportati alcuni adempimenti da parte dell'Utente che in particolare è tenuto a:

- effettuare le manovre sull'impianto di sua competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del SEN, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio attivo degli impianti 24 ore al giorno; in particolare l'Utente deve disporre di personale autorizzato sempre rintracciabile;
- effettuare tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN;
- rendere disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete;
- garantire il corretto funzionamento e l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni;
- garantire l'efficienza dei sistemi di regolazione della potenza e della tensione;
- garantire il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

6.2. Limiti di funzionamento

Gli Impianti di Accumulo (ed i relativi macchinari ed apparecchiature che lo compongono) devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare connessi alla rete elettrica in tutti gli stati del sistema. Essi devono essere in grado di restare connessi alla rete e funzionare per un tempo indefinito per tutti i valori di potenza attiva e reattiva quando la tensione nel punto di connessione si trova nei seguenti intervalli:

Connessioni di Tipo 1:

- $85\%V_n \leq V \leq 115\%V_n$ se il punto di connessione è a tensione inferiore a 300kV
- $85\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$ se il punto di connessione è a tensione superiore o uguale 300kV

Connessioni di Tipo 2:

Per queste connessioni il variatore sotto carico del trasformatore AT-AAT/36 kV sarà gestito con l'obiettivo di mantenere la tensione nel Punto di Consegna quanto più possibile prossima al valore nominale, consentendo al tempo stesso, nel lato primario del TR, il funzionamento nel medesimo range di tensione indicato nelle connessioni di Tipo 1.

Per tutti i tipi di connessione:

Con riferimento all'Allegato 1 al CdR, in caso di utilizzo della classe di isolamento corrispondente alla tensione massima di sistema per i componenti dell'Impianto, eventuali limitazioni sulle prestazioni ed i servizi forniti per valori di tensione superiore a quest'ultima devono essere sempre comunicati al Gestore a cura del Titolare e documentati all'interno del Regolamento di Esercizio.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, l'Impianto di Accumulo deve rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

e devono rimanere connessi alla rete per tempi limitati quando la frequenza si trova al di sotto di 47,5 Hz e al di sopra 51,5 Hz. Il Titolare non deve volontariamente limitare il campo di funzionamento dell'Impianto di Accumulo e deve dichiarare al Gestore i limiti di funzionamento, il cui effettivo utilizzo sarà concordato con il Gestore e riportato nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

6.3. Resistenza alla derivata di frequenza

Un Impianto di Accumulo deve essere in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a 2,5 Hz/s. La derivata di frequenza deve essere calcolata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100 ms).

Il calcolo della derivata deve poter essere effettuato con una finestra variabile impostabile tra 100ms e 1s (la finestra variabile viene utilizzata in coerenza al valore della derivata da calcolare, generalmente crescente al diminuire del valore della derivata).

Non è consentita l'installazione di protezioni RoCoF che limitino a tali valori eventuali prestazioni più ampie in derivata di frequenza.

6.4. Insensibilità alle variazioni di tensione

Gli Impianti di Accumulo, sia a livello di prestazione degli inverter che dei servizi ausiliari, devono essere in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni che si trovano all'interno dei profili minimi di sotto-tensione e sovra-tensione (tensioni concatenate) al punto di connessione riprodotti in Fig. 1. Tali profili minimi tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica UVRT), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica OVRT). Le prescrizioni per la curva di FRT sono le stesse sia per gli impianti con connessione di Tipo 1 che di Tipo 2.

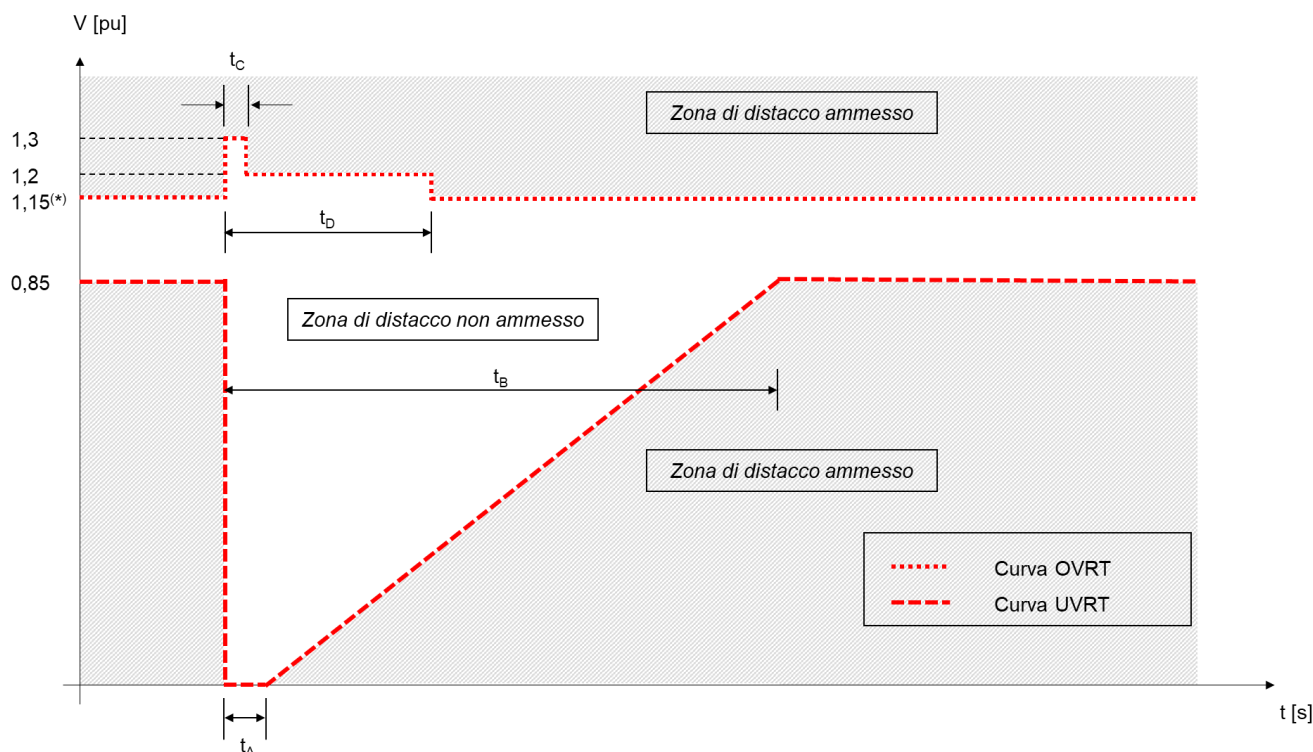
I profili minimi rappresentano criteri essenziali per la progettazione dell'Impianto di Accumulo ed il dimensionamento dei singoli componenti ed esulano da azioni di distacco dalla rete definite da esigenze di esercizio e/o protezioni della rete e che sono implementate tramite apparecchiature e relativi parametri definiti dal Gestore (ad es. protezioni). Qualora l'Impianto di Accumulo sia in grado di fornire una caratteristica di FRT più ampia di quella minima prescritta, l'Utente non deve limitare tale caratteristica, che sarà descritta nel Regolamento di Esercizio.

La caratteristica di distacco dalla rete indicata in Fig. 1 può essere rispettata in maniera assimilabile ai morsetti dell'inverter. Si precisa che anche tutti i sistemi ausiliari non devono risentire dei buchi di tensione secondo la caratteristica minima descritta.

La zona di distacco non ammesso deve essere rispettata per qualsiasi valore di potenza di corto circuito pre-guasto e post-guasto compreso tra i valori minimi e massimi della potenza di corto circuito attesi nel punto di connessione. A tale riguardo, si può fare riferimento ai valori minimi e massimi delle potenze di corto circuito che il Gestore rende annualmente pubblici sul proprio sito internet per tutti i nodi della RTN.

La zona di distacco non ammesso deve essere rispettata senza limiti sul numero di disturbi di tensione che si possono verificare in un breve intervallo di tempo.

Nella zona di distacco ammesso, la logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.



(*) 1,1 se il punto di connessione è a tensione superiore o uguale 300 kV

Fig. 1 – Caratteristica FRT per Impianti di Accumulo

Parametri UVRT	Valore		
t_A	200ms		
t_B^8	<u>132/150kV</u> 2s	<u>220kV</u> 2,8s	<u>380kV</u> 4s
Parametri OVRT	Valore		
t_C	100ms		
t_D	1s		

Tabella 1 – Prestazioni minime richieste per funzionalità FRT

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica UVRT t_B dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione per le connessioni di Tipo 1 o della sezione a tensione più elevata della stazione elettrica del Gestore di connessione per le connessioni di Tipo 2.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, il comportamento dell'Impianto di Accumulo deve inoltre fornire un supporto alla tensione durante i guasti come meglio specificato al par. 8.10 (laddove effettivamente richieste) ed al rientro all'interno degli intervalli di tensione indicati al par. 6.2, dovranno essere ripristinate in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la

⁸ Tale valore deve essere maggiore o uguale al tempo di ritardo impostato per le protezioni di minima tensione (27).

regolazione di potenza reattiva impostata con una tolleranza massima del $\pm 10\%$ della P_n dell'Impianto di Accumulo.

6.5. Qualità della fornitura

In condizioni normali di funzionamento della RTN, la connessione di un Impianto di Accumulo non deve causare un degrado delle prestazioni della RTN nel PdC oltre i seguenti livelli, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate ad un Impianto di Accumulo sono fissate dal Gestore tenendo conto dei limiti di emissione riportate negli standard di riferimento, dei valori minimi attesi della potenza di cortocircuito nel punto di connessione in condizioni normali di esercizio della RTN, delle emissioni degli altri Utenti già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi Utenti che hanno già iniziato l'iter di connessione.

Nelle porzioni di rete dove i limiti di pianificazione sono già superati non è ammesso l'allacciamento di nuovi impianti disturbanti, senza interventi tali da far rientrare i valori nei limiti indicati dal Gestore.

La valutazione dell'impatto sulla RTN del nuovo Impianto di Accumulo è fatta dal Gestore sulla base dei seguenti dati:

- i dati caratteristici dell'impianto;
- i parametri caratteristici della rete nel nodo di allacciamento;
- i limiti di emissione tipici dell'impianto, in relazione alla taglia dichiarata dal Titolare;
- le emissioni dell'impianto del Titolare, valutate dal Gestore supponendo l'impianto stesso già connesso e tenendo conto del disturbo già preesistente.

Il Gestore si riserva di richiedere al Titolare dell'Impianto di Accumulo, in funzione del sito di connessione, l'installazione di ulteriori sistemi al fine di garantire gli standard qualitativi richiesti dalla rete.

Le indicazioni contenute nei paragrafi successivi fanno riferimento alla tensione del Punto di Consegna.

6.5.1. Dissimmetria delle correnti

In assenza di guasto sulla rete o di interruzioni di fase, l'iniezione di corrente di sequenza inversa da un Impianto di Accumulo deve essere tale che il grado di dissimmetria della tensione nel punto di connessione rimanga:

- inferiore all'1% per le reti con tensione nominale inferiore od uguale a 150 kV;
- inferiore allo 0,8% per le reti con tensione superiore od uguale a 220 kV.

Inoltre, nel caso di connessione in un nodo della rete con una potenza di corto circuito inferiore a 500 volte la potenza efficiente dell'Impianto di Accumulo, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel punto di connessione deve essere inferiore a ⁹:

$$I_{2p.u.} = E_{ui} * \frac{S_{cc}}{P_n}$$

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale dell'Impianto di Accumulo, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di corto circuito trifase al nodo di connessione, P_n la potenza nominale dell'Impianto di Accumulo.

Il parametro E_{ui} è calcolato dal Gestore in base alle caratteristiche della rete nel PdC:

⁹ in accordo a IEC/TR 61000-3-13

$$E_{ui} = \max \left[0.002, L * \sqrt[1.4]{\frac{k_{uE} * P_n}{S_t}} \right]$$

dove k_{uE} è in genere pari a 0,7.

Il parametro L è pari a 0,008 per impianti connessi alla rete a 220 kV o 380 kV e pari a 0,01 per impianti connessi a reti con tensione inferiore od uguale a 150 kV.

Il parametro S_t è pari a:

- 50 MVA per reti con tensione nominale < 110 kV;
- 225 MVA per reti con tensione nominale ≥ 110 kV e < 220 kV;
- 350 MVA per reti con tensione nominale di 220 kV;
- 1000 MVA per reti con tensione nominale di 380 kV.

6.5.2. Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche dell'Impianto di Accumulo devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THD_I), calcolato fino alla 50-esima armonica e le singole correnti armoniche considerando come base la corrente nominale dell'Impianto di Accumulo¹⁰ nel PdC non superino i valori indicati nelle Tabelle¹¹ di seguito riportate, in relazione al livello di tensione e in accordo a IEEE 519.

Ordine armonico ¹² - Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ¹³						
I_{cc}/I_L ¹⁴	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
<20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥ 1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10

Tabella 2 – Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV

Ordine armonico ¹⁵ - Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ¹⁶						
I_{cc}/I_L ¹⁷	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabella 3 – Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV

¹⁰ Questo parametro è indicato in IEEE 519 come TDD

¹¹ Le Tabelle sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

¹² Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

¹³ I_L è la corrente nominale dell'Impianto di Accumulo che inietta nel PdC.

¹⁴ I_{cc} è la massima corrente di corto-circuito nel PdC

¹⁵ Come nota 12

¹⁶ Come nota 13

¹⁷ Come nota 14

L'Utente deve inoltre fornire i modelli matematici dell'emissione armonica secondo quanto prescritto al par. 11.

6.5.3. Distorsione armonica della tensione

Le emissioni di armoniche dell'Impianto di Accumulo devono essere limitate in modo tale che il massimo livello di distorsione armonica totale (THD_v) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel punto di connessione dell'Impianto di Accumulo, considerato anche il contributo apportato dal nuovo impianto stesso, non superi i seguenti valori:

- $THD_v \leq 5\%$ per le reti con tensione nominale superiore o uguale a 36kV ed inferiore a 110 kV;
- $THD_v \leq 2,5\%$ per le reti a tensione nominale superiore o uguale a 110kV ed inferiore a 220 kV;
- $THD_v \leq 1,5\%$ per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione dell'impianto si possono verificare le seguenti alternative:

- le emissioni dell'impianto in termini di distorsione della corrente sono conformi ai limiti indicati nelle tabelle di cui sopra e sono tali che i livelli di distorsione della tensione (THD_v) non vengano superati; in tale caso, l'impianto può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;
- le emissioni dell'impianto in termini di distorsione della corrente sono conformi ai limiti indicati nelle tabelle di cui sopra ma la distorsione armonica in tensione nel punto di connessione è superiore ai limiti (THD_v) sopra indicati; in tale caso, il gruppo può essere connesso solo a seguito di analisi tecnica effettuata dal **Gestore** e concordata con l'utente per definire le eventuali ulteriori compensazioni.

6.5.4. Effetto flicker

Relativamente all'effetto flicker un Impianto di Accumulo deve rispettare i seguenti requisiti:

- L'indice di severità del flicker a breve termine (P_{st}) e a lungo termine (P_{lt}) devono essere contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione [kV]	P_{st}	P_{lt}
220 - 380	0,70	0,50
36- 150	0,85	0,62

- le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della potenza scambiata con la rete non devono superare le soglie riportate nella Tabella 4

Numero di variazioni n	$\Delta U/U_n$ [%]
$n \leq 4$ al giorno	3-5
$n \leq 2$ ogni ora e $n > 4$ al giorno	3
$2 < n \leq 10$ ogni ora	2,5

Tabella 4 – Livello di planning delle RVC estratto da IEC/TR 61000-3-7

**IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO
ELETTROCHIMICO**

Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT
Sistemi di protezione regolazione e controllo

Codifica

Allegato A.79

Rev. 01

23 maggio
2025

Pag. **21** di 84

7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DEGLI IMPIANTI DI ACCUMULO

7.1. Requisiti generali

Il sistema di protezione di un Impianto di Accumulo include gli apparati dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

Il SdA deve essere in grado di restare connesso alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni del SdA non devono comandare anticipatamente la separazione del SdA dalla rete stessa o la fermata degli inverter¹⁸.

Ogni Impianto di Accumulo deve contribuire all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Per l'eliminazione dei guasti interni all'Impianto di Accumulo, che potrebbero coinvolgere anche altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, l'Impianto di Accumulo deve essere dotato di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'Impianto di Accumulo, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, devono essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio dell'Impianto di Accumulo.

In ogni caso, il Gestore può richiedere modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire al Gestore su richiesta.

Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità del SEN. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento indicato al par. 6.4. All'interno di tale campo l'Impianto di Accumulo deve poter funzionare senza danneggiamenti.

Agli Impianti di Accumulo è richiesto di sostenere richiusure rapide e lente nella rete limitrofa senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per gli Impianti di Accumulo.

¹⁸ Questo requisito è necessario in considerazione dei normali cicli di richiusura automatica rapida e lenta degli interruttori applicati dagli automatismi della rete rilevante nel caso di un guasto in linea

7.2. Impianti di Accumulo indipendenti (stand-alone)

7.2.1. Connessioni di Tipo 1 (su livelli di tensione $\geq 110\text{kV}$)

Nella Fig. 2 è rappresentata una connessione tipica di un Impianto di Accumulo stand-alone con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'Impianto di Accumulo è connesso.

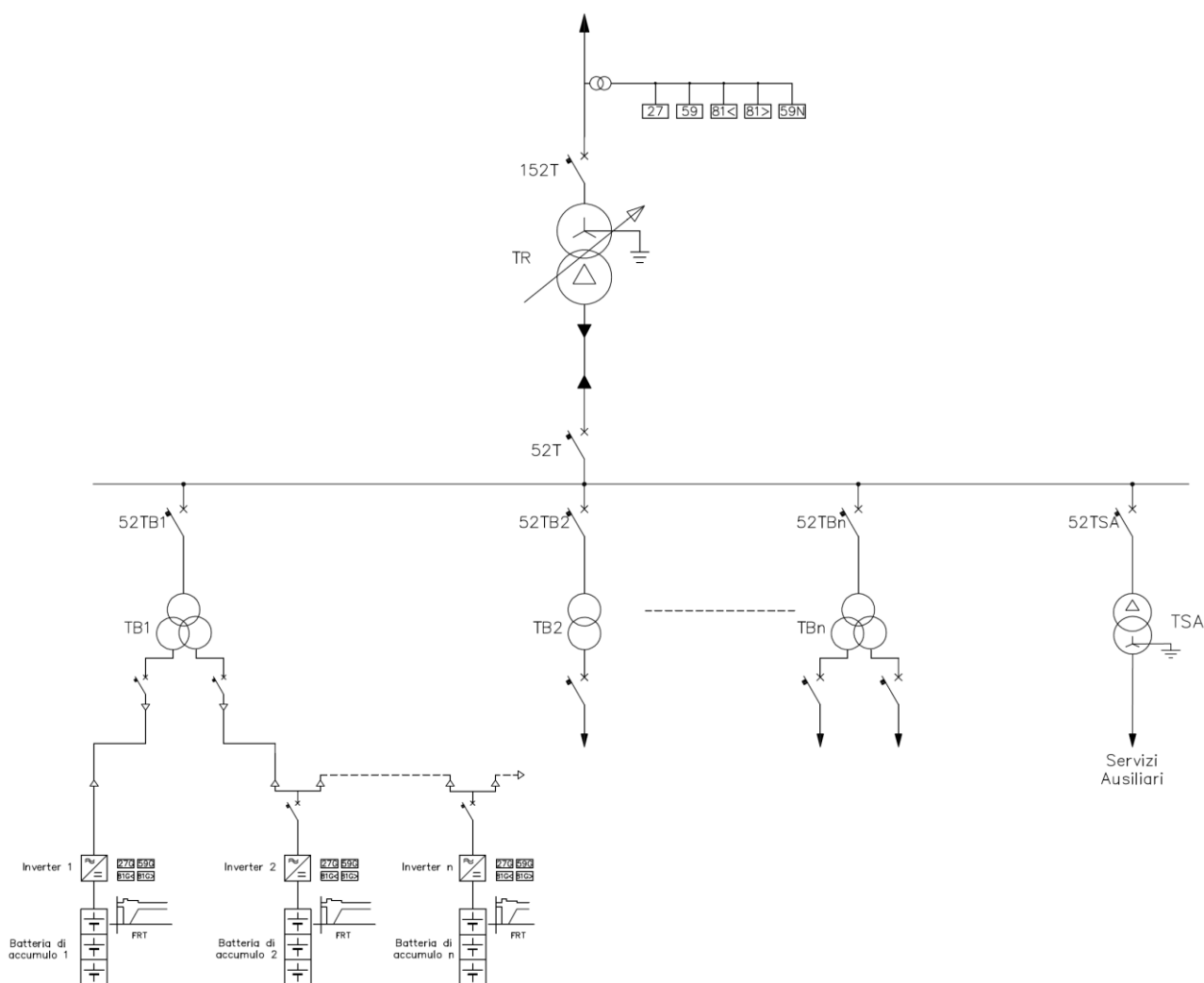


Fig. 2 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di un Impianto di Accumulo

7.2.1.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

7.2.1.1.1. Protezioni di rete nella sezione AT

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete da installare nella sezione AT degli Impianti di Accumulo:

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

Per le prime quattro funzioni protettive è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta funzione, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore/i generale/i. Gli Impianti di Accumulo devono essere predisposti per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

Le prime quattro protezioni (27,59,81<,81>) sono anche ripetute a bordo degli inverter.

Il Titolare dell'Impianto di Accumulo potrà adottare ulteriori protezioni, rispetto all'elenco precedente, purché coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti i campi di funzionamento indicati relativamente alla tensione e alla frequenza. In tal caso, il Titolare informerà il Gestore della presenza di ulteriori apparati e concorderà con lo stesso le relative tarature.

Le tarature sensibili agli eventi in rete sono stabilite dal Gestore in accordo ai criteri generali stabiliti nel Codice di Rete e sono riportate nel Regolamento di Esercizio dell'Impianto di Accumulo. In relazione alle esigenze del SEN a cui è connesso l'Impianto di Accumulo, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato A.2 al CdR:

Caso "A": Impianto di Accumulo connesso ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Caso "B": Impianto di Accumulo su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Qualsiasi modifica ai valori di taratura proposti dal Gestore deve essere preliminarmente approvata dallo stesso.

Sistema di Accumulo – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT

PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	Unica	80 % $V_{nR}^{(1)}$	A) 2,0 ÷ 4,0s ⁽²⁾	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.
			B) 0,6 s	
Massima tensione (59)	Unica	115 % $V_{nR}^{(1)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	1 ^a soglia	10 ÷ 20% $V_{RES MAX}^{(3)}$	A) 2,0 ÷ 4,0 s ⁽²⁾	
			B) 1,2 s	
	2 ^a soglia ⁽⁴⁾	70% $V_{RES MAX}$	0,1 s	
Minima frequenza (81<) ⁽⁵⁾	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) ⁽⁶⁾	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2 ^a soglia	52.5 Hz	0,1 s	

Note:

⁽¹⁾ V_{nR} è la tensione nominale della rete

⁽²⁾ Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV; 4,0 s nelle reti a 380 kV

⁽³⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1^a soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso, infatti, la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa, i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima ($V_{RES MAX}$) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

⁽⁴⁾ Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

⁽⁵⁾ Tensione operativa 0,2 V_{nG}

⁽⁶⁾ Tensione operativa 0,8 V_{nG}

7.2.1.1.2. Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter contro i guasti e le perturbazioni di rete sono indipendenti dalla configurazione di impianto e dallo schema di connessione.

PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27I)	1ª soglia	85 % V_{nl} ⁽¹⁾	2,0 ÷ 4,0 s ⁽²⁾	Arresto inverter
	2ª soglia (opzionale)	Vedi nota ⁽³⁾	Vedi nota ⁽³⁾	
Massima tensione (59I)	1ª soglia	115 % V_{nl} ⁽¹⁾	1,0 s	
	2ª soglia (se presente)	120 % V_{nl} ⁽¹⁾	0,1 s	
Minima frequenza (81I <) ⁽⁴⁾	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	
Massima frequenza (81I >) ⁽⁵⁾	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	
Note:				
⁽¹⁾ V_{nl} è la tensione nominale dell'inverter				
⁽²⁾ Valori di ritardo: 2,0 s per impianti connessi nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV; 4,0 s nelle reti a 380 kV				
⁽³⁾ Coppia di valori tensione e tempo coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di UVRT, riportata ai morsetti dell'inverter (Es. 30% V_{nl} ; 0.85 s per gli impianti connessi nelle reti a 132-150 kV)				
⁽⁴⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nl}				
⁽⁵⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nl}				
⁽⁶⁾ Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori				

7.2.1.2. Protezioni dell'impianto di Accumulo contro i guasti interni

7.2.1.2.1. Protezioni del trasformatore AT/MT

Le protezioni minime contro i guasti interni all'impianto che devono essere previste per il/i trasformatore/i elevatore MT/AT di un Impianto di Accumulo sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT e MT del trasformatore elevatore. È consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo dei trasformatori come, ad esempio, Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc. i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore e/o dall'esercente.

Il Titolare dell'impianto può adottare, oltre alle precedenti, ulteriori protezioni sempre con l'obiettivo di proteggere l'impianto.

7.2.1.2.2. Protezioni nella sezione MT

I sistemi di protezione contro i guasti interni della sezione MT non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

7.2.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni elettriche del Gestore)

A livello della stazione elettrica del Gestore, le protezioni presenti sulla sezione a tensione più alta seguono quanto descritto in A.4 e A.11.

Per quanto riguarda i TR AT-AAT/36 kV, sono protetti con le seguenti protezioni:

- Protezione differenziale trasformatore (87T);
- Protezione distanziometrica lato primario AT o AAT (21);
- Protezione distanziometrica lato 36kV (21);
- Protezione di massima tensione omopolare lato 36 kV(59N).

Sulla sbarra 36 kV è presente una protezione di massima tensione omopolare (59N)

Infine, sui collegamenti in partenza verso l'Impianto di Accumulo sono presenti:

- Protezione distanziometrica (21) oppure protezione di massima corrente (50/51) contro i guasti fra le fasi;
- Protezione di massima corrente direzionale di terra (67N) contro i guasti a terra.

Una configurazione tipica è rappresentata in Fig. 3.

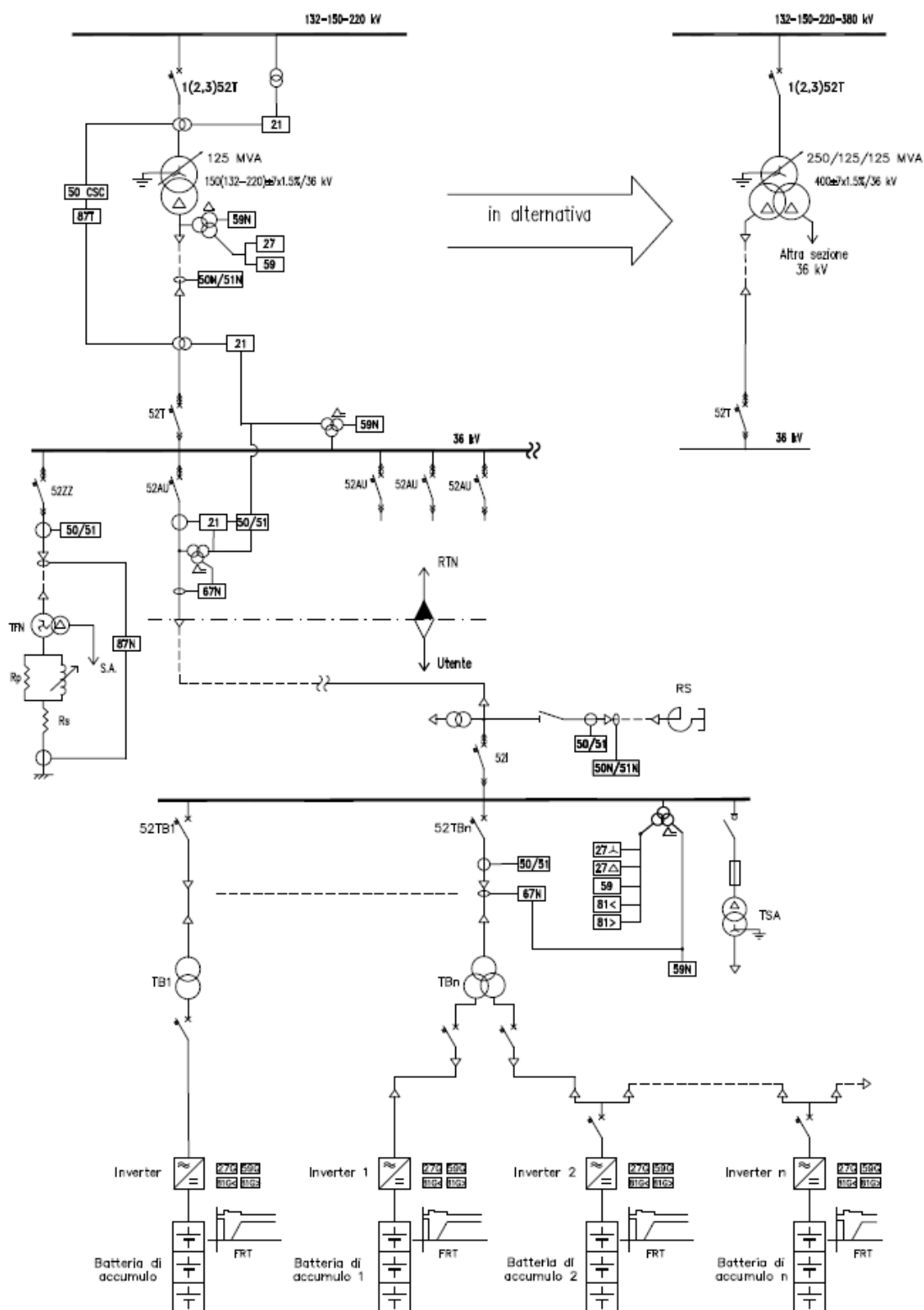


Fig. 3 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di un Impianto di Accumulo

Le tarature tipiche delle protezioni della linea di connessione con l'impianto di Accumulo lato stazione elettrica del Gestore sono riportate nella tabella seguente:

Stazione elettrica del Gestore – Linea 36 kV verso Impianto di Accumulo				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Distanziometrica (21)	1ª zona	$X_1 = 5 \text{ ohm}; R_1 = (2 \div 4) X_1$	0,35 s	Apertura interruttore 52 AU
	2ª zona	$X_2 = 10 \text{ ohm}; R_2 = (1 \div 2) X_2$	1,0 s	
Massima corrente di fase (50/51) (attiva in alternativa alla protezione 21)	1ª soglia	$I > = (2 \div 3) \sum I_{n \text{ SdA}} I^{(1)}$	1,0 s	
	2ª soglia	$I >> = 3000 \div 4000 \text{ A}^{(2)}$	0,35 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro Compensato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES \text{ MAX}}^{(3)}$ $I_{RES} = 10 \text{ A}$ $\angle = [61^\circ; 257^\circ]$	0,5 s	
	2ª soglia (Neutro Isolato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES \text{ MAX}}^{(3)}$ $I_{RES} = 15 \text{ A}$ $\angle = [60^\circ; 120^\circ]$	0,5 s	
	3ª soglia (Doppio Guasto a terra)	$V_{RES} = 5\% V_{RES \text{ MAX}}^{(3)}$ $I_{RES} \geq 300 \text{ A}$ $\angle = [-60^\circ; 133^\circ]$	0,35 s	
Note: ⁽¹⁾ $\sum I_{n \text{ SdA}}$ è la sommatoria delle correnti nominali dei SdA sottesi alla linea 36kV ⁽²⁾ Il valore di regolazione della soglia $I >>$ deve essere: • Minore della corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase al termine della linea di connessione dell'impianto Utente con la stazione elettrica del Gestore mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8; • maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall'impianto Utente al momento dell'energizzazione simultanea dei trasformatori ad esso connessi stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia $I >>$ ⁽³⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra				

7.2.2.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

Si riportano le protezioni e le rispettive tarature nella configurazione più semplice rappresentata in Fig. 3.

7.2.2.1.1. Protezioni di rete sulla sbarra 36 kV dell'Utente

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo al Codice di Rete. In relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connesso l'Impianto di Accumulo, le tarature potranno essere parzialmente discordanti da quelle indicate nelle tabelle successive.

Le protezioni sulla sbarra 36 kV sono costituite da:

- 1) Protezione di minima tensione rete (27Y);
- 2) Protezione di minima tensione rete (27Δ);
- 3) Protezione di massima tensione rete (59);
- 4) Protezione di minima frequenza rete (81<);
- 5) Protezione di massima frequenza rete (81>);
- 6) Protezione di massima tensione omopolare rete (59N);

Per la prima funzione protettiva (27Y) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni stellate. Per le funzioni protettive 2)÷5) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la sesta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

Si precisa che le funzioni in tensione sopra descritte possono essere implementate all'interno di un unico apparato multifunzione adducendo un'unica terna di tensioni stellate ed affidando all'apparato il compito di ricavare la terna di tensioni concatenate e la tensione omopolare.

Lo stesso risultato può essere conseguito con l'utilizzo di due apparati distinti uno alimentato con tensioni stellate e l'altro con tensioni concatenate.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'Interruttore di Interfaccia 52I del collegamento con la stazione elettrica del Gestore.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni contro i carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature dell'insieme delle protezioni di rete.

Impianto di Accumulo - Sbarre 36kV dell'Impianto Utente				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione di fase (27Y)	Unica	80 % $V_{nYR}^{(1)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽³⁾	Apertura interruttore 52 I
Minima tensione concatenata (27Δ)	Unica	80 % $V_{nR}^{(2)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽³⁾	
Massima tensione (59)	1 ^a soglia	110 % $V_{nR}^{(2)}$	60 s	
	2 ^a soglia	115 % $V_{nR}^{(2)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	Unica	10 % $V_{RES MAX}^{(4)}$	1,0 ÷ 2,0 s	
Minima frequenza (81<) ⁽⁵⁾	1 ^a soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁷⁾	
Massima frequenza (81>) ⁽⁶⁾	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2 ^a soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁷⁾	
Note:				
⁽¹⁾ V_{nYR} è la tensione nominale stellata della rete 36 kV				
⁽²⁾ V_{nR} è la tensione nominale concatenata della rete 36 kV				
⁽³⁾ Valori di ritardo riferiti alla tensione nominale della sezione a tensione più elevata della SE del Gestore di connessione: 2,0 s per 132-150 kV; 2,8 s per 220 kV; 4,0 s per 380 kV				
⁽⁴⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra				
⁽⁵⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nR}				
⁽⁶⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nR}				
⁽⁷⁾ Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori				

7.2.2.1.2. Protezioni degli inverter

Come per connessioni di Tipo 1 i tempi di ritardo delle protezioni di minima tensione (2,0 ÷ 4,0 s) devono essere riferiti al livello di tensione primaria della stazione elettrica del Gestore di connessione.

7.2.2.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni

7.2.2.2.1. Protezioni dei feeder interni

Le linee di connessione dei singoli SdA in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51);
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N).

I setting di riferimento, al fine di garantire il coordinamento con le protezioni presenti in SE del Gestore sono quelli riportati in tabella sottostante. Eventuali protezioni e/o tarature diverse potranno essere impostate a cura dell'Utente purché garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete. Dovranno essere comunque concordate con il Gestore e riportate all'interno del Regolamento di Esercizio.

Impianto di Accumulo – Linee di connessione dei singoli feeder 36kV dell’Impianto Utente					
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO	
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo		
Massima corrente di fase (50/51)	1ª soglia	$I > = 1,15 \sum I_{n \text{ SdA}}^{(1)}$	Curva a tempo inverso	Apertura interruttore 52 F	
	2ª soglia	$I >> = 400 \div 600 \text{ A}$	0,6 ÷ 0,8 s		
	3ª soglia	$I >>> = 2000 \div 3000 \text{ A}^{(2)}$	0,12 ÷ 0,15 s		
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro Compensato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES \text{ MAX}}^{(3)}$ $I_{RES} = 5 \div 10 \text{ A}$ $\angle = [61^\circ; 257^\circ]$	0,3 s		
	2ª soglia (Neutro Isolato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES \text{ MAX}}^{(3)}$ $I_{RES} = 10 \text{ A}$ $\angle = [60^\circ; 120^\circ]$	0,3 s		
	3ª soglia (Doppio Guasto a terra)	$V_{RES} = 5\% V_{RES \text{ MAX}}^{(3)}$ $I_{RES} \geq 300 \text{ A}$ $\angle = [-60^\circ; 133^\circ]$	0,12 ÷ 0,15 s		
Note: ⁽¹⁾ $\sum I_{n \text{ SdA}}$ è la sommatoria delle correnti nominali dei SdA sottesi al singolo feeder interno ⁽²⁾ Il valore di regolazione della soglia $I >>>$ deve essere: • minore del minimo valore di corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase nel terminale remoto della linea di connessione mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8; • maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall’impianto Utente al momento dell’energizzazione simultanea dei trasformatori ad esso connessi stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia $I >>>$ ⁽³⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra					

7.2.2.2. Protezioni del reattore shunt sulla linea di connessione alla stazione elettrica del Gestore

Il reattore shunt, se presente, è dedicato alla compensazione del collegamento in cavo con la stazione elettrica del Gestore, al fine di rispettare i vincoli costruttivi degli interruttori sulle correnti capacitive massime a vuoto interrompibili. Tale reattore è solidale con il collegamento in cavo con la stazione elettrica del Gestore e le relative protezioni agiscono sugli interruttori ai due estremi.

Nella tabella sottostante si riportano i valori di riferimento per le tarature:

Impianto di Accumulo– Reattori Shunt 36kV				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1 ^a soglia	$I > = 1,1 \div 1,15 I_{nRS}$	5,0 s	Allarme
	2 ^a soglia	$I >> = 1,35 I_{nRS}$	0,5 s	Apertura interruttore locale 52 I +
	3 ^a soglia	$I >> = 4 \div 5 I_{nRS}$	ist.	
Massima corrente omopolare (50N/51 N)	1 ^a soglia	$I_E > = 0,15 \div 0,3 I_{nRS}$	1,5 s	Apertura interruttore remoto del Gestore 52AU tramite telescatto
	2 ^a soglia	$I_E >> = 1,5 \div 2,0 I_{nRS}$	0,1 s	

7.3. Impianti di Accumulo integrati nella rete MT di impianti eolici e fotovoltaici

7.3.1. Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

Nel caso di un Impianto di Accumulo integrato nella rete MT di una centrale eolica o fotovoltaica, le protezioni nella sezione AT indicate negli allegati A.17 e A.68 contro i guasti e le perturbazioni nella rete AT coprono l'intero impianto e quindi anche il SdA ospitato nella sezione MT.

Le protezioni a bordo degli inverter contro gli eventi suddetti sono, invece, le stesse previste per gli inverter degli Impianti di Accumulo indipendenti (stand-alone). Anche le regolazioni e i comandi sono i medesimi e, pertanto, si rinvia a quanto indicato nella tabella del par. 7.2.1.1.2 precedente.

7.3.2. Protezioni dell’Impianto di Accumulo contro i guasti interni

I sistemi di protezione contro i guasti interni della sezione MT del SdA (feeder MT, sbarre MT, trasformatore MT/BT) non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

7.4. Impianti di Accumulo integrati nella rete MT di impianti di produzione con generatori sincroni

Di norma il SdA integrato in un Impianto di Produzione con generatori sincroni trova applicazione con una delle seguenti soluzioni:

- connessione alle sbarre MT dei Servizi Ausiliari di centrale;
- connessione alle sbarre MT del generatore asservito attraverso una trasformazione dedicata.

Anche con schemi diversi da quelli considerati possono trovare applicazione i criteri generali di protezione di seguito enunciati.

7.4.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

In questo caso, nella sezione AT dell'Impianto Ospitante non sono necessarie protezioni aggiuntive a quelle previste dall'Allegato A.11.

Nei riguardi dei guasti e delle perturbazioni nella rete esterna sono sufficienti le protezioni a bordo degli inverter. In presenza di disturbi esterni alla centrale non risolti dalle protezioni di rete, l'unità di produzione si deve distaccare dalla rete rimanendo in funzione sui propri SA (Load Rejection) e anche il SdA deve rimanere in esercizio. Pertanto, le protezioni interne agli inverter dovranno essere regolate in selettività scalare e temporale con le protezioni del generatore sincrono sfruttando la massima ampiezza della caratteristica FRT.

Sistema di Accumulo integrato al funzionamento di generatori sincroni – Protezioni inverter				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27I) ⁽¹⁾	1 ^a soglia	$70 \div 75\% V_{nl}^{(2)}$	$2,5 \div 4,5 \text{ s}^{(3)}$	Arresto inverter
	2 ^a soglia	Inattiva		
Massima tensione (59I) ⁽⁴⁾	1 ^a soglia	$115 \div 120 \% V_{nl}^{(2)}$	1,0 s	
	2 ^a soglia (se presente)	$130 \div 135 \% V_{nl}^{(2)}$	$0,1 \div 0,3 \text{ s}$	
Minima frequenza (81I<) ⁽⁵⁾	1 ^a soglia	47,0 Hz	4,5 s	
	2 ^a soglia	46,0 Hz	0,3 s	
Massima frequenza (81I>) ⁽⁶⁾	1 ^a soglia	52,0 Hz	$\geq 1,5 \text{ s}^{(7)}$	
	2 ^a soglia	53,0 Hz	$\geq 0,5 \text{ s}^{(7)}$	
Note: ⁽¹⁾ La protezione di Minima Tensione Inverter (27I) deve essere regolata in selettività scalare e temporale con le protezioni contro i guasti esterni del generatore sincrono associato al SdA; se il generatore è dotato di protezioni di minima tensione (27G) le soglie di tensione di 27I devono essere più basse di 5% V_n mentre i tempi devono essere più alti di 0,5 s ⁽²⁾ V_{nl} è la tensione nominale dell'Inverter ⁽³⁾ Valori di ritardo: 2,5 s nelle reti a 132-150 kV; 3,3 s nelle reti a 220 kV; 4,5 s nelle reti a 380 kV ⁽⁴⁾ La protezione di Massima Tensione Inverter (59I) deve essere regolata in modo analogo all'omologa protezione del montante MT del generatore sincrono (59G) ⁽⁵⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nl} ⁽⁶⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nl}				

⁽⁷⁾ Il tempo di intervento deve essere superiore alla durata del transitorio di frequenza sopra la soglia regolata a seguito del distacco dalla rete del gruppo rotante associato all'inverter

7.4.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni

I sistemi di protezione contro i guasti interni nella sezione MT del SdA (feeder MT, sbarre MT, trasformatore MT/BT) non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

7.5. Impianti di Accumulo integrati nelle reti MT di impianti di consumo e di produzione e consumo

7.5.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

In questo caso, nella sezione AT dell'Impianto Ospitante non sono necessarie protezioni aggiuntive a quelle previste dall'Allegato A.11.

Le protezioni di tensione e di frequenza installate in MT sensibili ai guasti ed alle perturbazioni nella rete AT sono invece le stesse previste per gli impianti di Accumulo indipendenti (stand alone). Anche le loro regolazioni ed i loro comandi sono di base gli stessi e pertanto si rinvia a quanto indicato nella tabella del par. 7.2.1.1 precedente.

Negli impianti di produzione e consumo potranno essere adottate soglie di intervento più larghe e tempi di intervento più alti se, dopo il distacco dalla rete, è richiesto che l'impianto o parti di esso funzionino in isola separata insieme al Sistema di Accumulo. Questi casi dovranno essere esaminati singolarmente e risolti in accordo con il Gestore utilizzando come riferimento i criteri indicati al par. 7.4.

7.5.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo nella sezione MT del SdA contro i guasti interni

I sistemi di protezione contro i guasti interni della sezione MT del SdA (feeder MT, sbarre MT, trasformatore MT/BT) non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli Impianti di Accumulo sono le seguenti:

- Controllo della produzione;
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete;
- Regolazione della potenza reattiva;
- Regolazione della potenza attiva;
- Sistemi di teledistacco e modulazione rapida della produzione;
- Black start;
- Inerzia sintetica;
- Supporto alla tensione durante i guasti;
- Gestione dello stato di carica.

Nei paragrafi successivi sono descritti nel dettaglio i singoli requisiti.

8.1. Controllo della potenza attiva

Le caratteristiche costruttive dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire uno scambio controllabile della potenza attiva nel punto di connessione in tutto il campo di funzionamento senza soluzione di continuità. Significa in particolare che il sistema di controllo di un Impianto di Accumulo deve, sia in carica sia in scarica, essere in grado di controllare la potenza attiva dell'impianto (calcolata come media dei campioni disponibili su un secondo) attorno ad un valore di set-point (riferimento), con un errore di controllo massimo tra set-point e misura della potenza attiva pari a 1% della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo (P_n) per un funzionamento a regime, ossia quando il segnale di riferimento è costante. La prescrizione è da intendersi rispettata se la rilevazione di potenza eseguita su intervalli a set-point costante di durata non inferiore a 10 minuti rispetta le seguenti condizioni:

- il 95% dei campioni misurati ha un errore rispetto al set-point non superiore al 1% della potenza nominale;
- la totalità dei campioni misurati ha un errore rispetto al set-point non superiore al 5% della potenza nominale.

E rilevazioni di cui sopra devono avvenire con un intervallo di campionamento non superiore ad 1 s.

In caso di variazione a gradino del segnale di riferimento, il tempo di risposta non deve essere superiore a 1 s e il tempo di reazione non deve essere superiore a 300 ms. L'eventuale overshoot massimo ammesso è pari al 5% della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo (P_n) per 2 secondi dopo la variazione del setpoint. Sono quindi considerati ammissibili i punti di lavoro inferiori al profilo di tolleranza superiore e superiori al profilo di tolleranza inferiore nella Fig. 4.

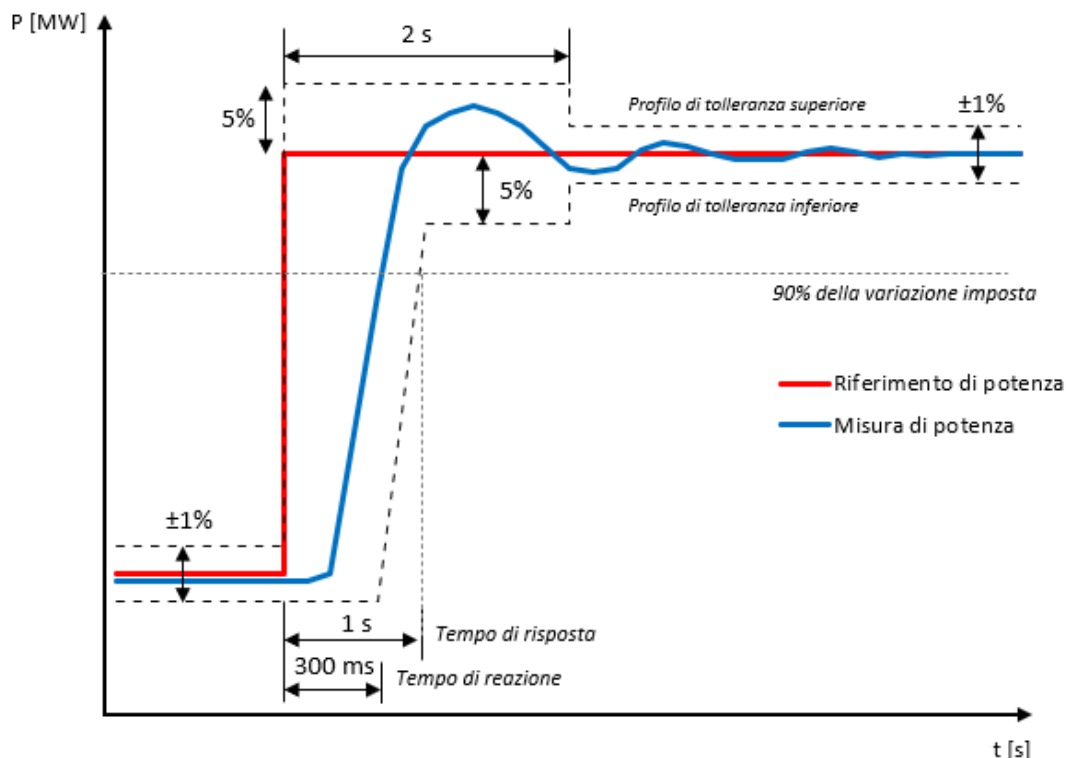


Fig. 4 – Requisiti per la regolazione di potenza

Questi valori sulla tolleranza del controllo si applicano anche al controllo di potenza per la fornitura di servizi specifici di rete (ad esempio, la regolazione di frequenza), solo nel caso in cui i requisiti del servizio non impongano valori di tolleranza più stringenti. La regolazione deve essere continua e, non sono ammesse regolazioni che procedano a step successivi (sequenze di gradini).

8.1.1. Limiti di rampa

L'Impianto di Accumulo deve essere in grado di seguire le variazioni dei setpoint e del programma con le massime prestazioni di cui è in grado; deve comunque essere predisposto in modo tale da poter limitare se richiesto, la velocità di variazione del set-point di carico, e conseguentemente della potenza, in maniera continua e lineare. Il valore della massima velocità di variazione del carico deve essere concordato con il Gestore, tipicamente nel range $1 \div 200\%$ /minuto della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo (P_n); su richiesta il Gestore può concordare intervalli più ampi.

Generalmente, le limitazioni di rampa di cui sopra non si applicano ai casi in cui sia il Gestore a richiedere esplicitamente una variazione del carico. Ad ogni modo, per ciascuna tipologia di variazione di potenza attiva, deve essere possibile assegnare una rampa con gradiente diverso nel range di cui sopra (ad es. regolazione secondaria della frequenza, regolazione terziaria della frequenza, variazione di potenza a programma ecc.).

8.1.2. Telecontrollo della potenza attiva da parte del Gestore

L'Impianto di Accumulo deve essere predisposto per la ricezione di un set-point remoto di potenza attiva che permetta al Gestore di modulare l'immissione o l'assorbimento dell'Impianto di Accumulo, compreso l'annullamento dello scambio con la rete del contributo di potenza attiva del solo Impianto di Accumulo.

L'attuazione della richiesta del Gestore, a carico dell'Utente e sotto la sua responsabilità, dovrà avvenire, in ogni condizione di esercizio dell'Impianto di Accumulo e da qualsiasi punto di funzionamento, con le

stesse performance descritte al par. 8.1 e con un ritardo massimo aggiuntivo di 1s che tiene conto del ritardo tra la ricezione del setpoint e l'invio al campo come rappresentato in Fig. 5.

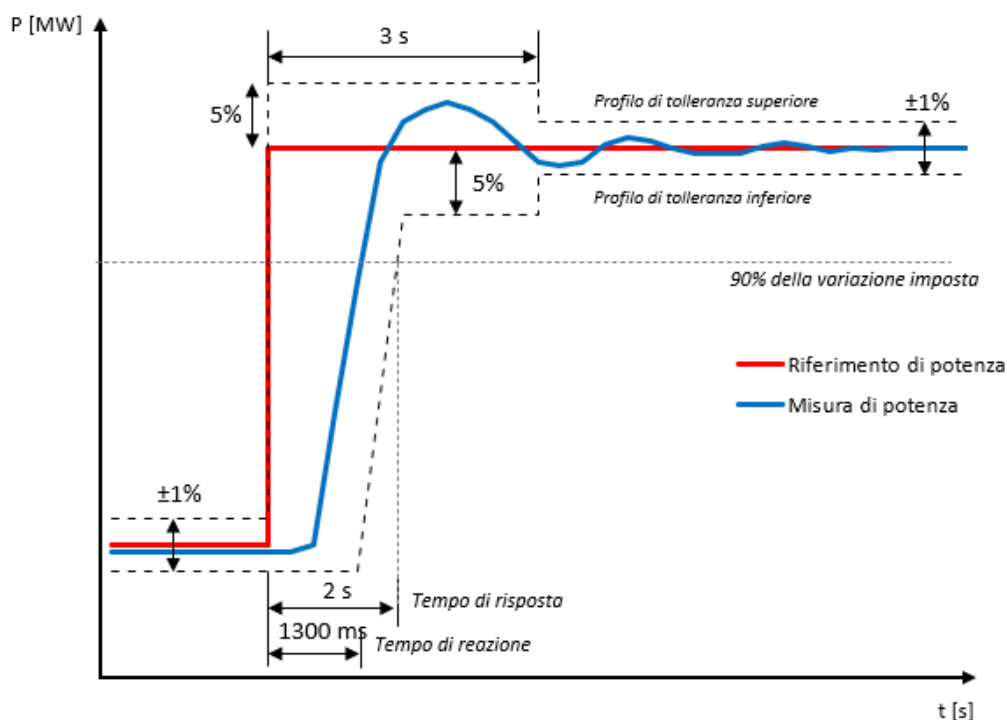


Fig. 5 – Requisiti per il telecontrollo della potenza attiva da parte del Gestore

8.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete, è richiesto che le variazioni di potenza avvengano con gradualità, seguendo variazioni continue e lineari. Il limite sulla variazione della potenza attiva immessa/assorbita dovrà essere regolabile su indicazione del Gestore secondo quanto previsto al par. 8.1.1.

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio dell'Impianto (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

L'entrata in servizio dell'Impianto di Accumulo oppure il rientro in servizio a seguito dell'intervento delle protezioni di rete sono condizionati da valori di frequenza di rete:

- non superiore a 50.2 Hz per un programma di carico che prevede immissione di potenza in rete,
- non inferiore a 49,8 Hz per un programma di carico che prevede assorbimento di potenza dalla rete.

Le condizioni di rete sopra devono essere verificate per un tempo minimo selezionabile in un intervallo tra 0 s e 900 s con step di variazione non superiore a 5 s; il tempo è impostato di default a 300 s, salvo diverse indicazioni dal Gestore.

A ciò deve conformarsi il sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo o degli inverter.

In ogni caso, la riconnessione alla RTN dopo eventi che hanno causato l'intervento delle protezioni e quindi l'apertura dell'Interruttore Generale (o di Interfaccia) deve essere autorizzata dal Gestore, salvo quanto diversamente indicato dal Gestore nel RdE.

Nel caso in cui il Gestore non consenta il rientro in servizio dell'impianto dovranno essere mantenuti aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete.

Dopo una disconnessione, qualora venga richiesto dal Gestore, indipendentemente dal valore di frequenza di rete, il rientro in servizio dell'Impianto di Accumulo deve essere possibile in un tempo inferiore a 15 minuti.

Le condizioni per l'entrata in esercizio o la riconnessione dopo intervento delle protezioni sono riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

8.3. Capability di potenza reattiva

Un Impianto di Accumulo deve essere progettato per fornire risorse di potenza reattiva che possono essere utilizzate dal Gestore ai fini del controllo di tensione della rete. I requisiti minimi di capability di potenza reattiva di un Impianto di Accumulo sono definiti in termini di capability d'impianto al Punto di Connessione.

Un Impianto di Accumulo deve essere progettato e dimensionato per rispettare i seguenti requisiti relativi allo scambio di potenza reattiva al Punto di Connessione.

- Quando l'Impianto di Accumulo si trova alla sua potenza nominale (P_{nd} , in produzione o assorbimento), deve essere in grado di scambiare una potenza reattiva con la rete corrispondente a qualsiasi punto della superficie di involuppo del profilo $U-Q/P_{nd}$ riportato in Fig. 6 per gli impianti con connessioni di Tipo 1 e Fig. 8 per gli impianti con connessione di Tipo 2.

Al fine di tenere conto delle possibili perdite reattive sulla rete interna, è ammessa la possibilità di traslare orizzontalmente la superficie di involuppo. Tale traslazione deve comunque assicurare le seguenti prestazioni:

- in sottoeccitazione deve poter essere fornita una potenza reattiva minima non inferiore a $-0,48 P_{nd}$.
- in sovraeccitazione deve poter essere fornita una potenza reattiva minima non inferiore a $0,3 P_{nd}$ per gli impianti con connessione di Tipo 1 e a $0,4 P_{nd}$ per gli impianti con connessione di Tipo 2.
- la somma della potenza reattiva minima fornibile in sovraeccitazione (in valore assoluto) e della potenza reattiva minima fornibile in sottoeccitazione (in valore assoluto) deve essere non inferiore a $0,96 P_{nd}$.
- deve essere garantito lo scambio reattivo nullo al PdC per qualunque tensione nell'intervallo 90-110% della tensione nominale.

Il profilo rappresenta l'intervallo minimo di potenza reattiva richiesto al Punto di Connessione in funzione della tensione del Punto di Connessione stesso.

Fig. 6 e Fig. 8 forniscono due esempi di possibile traslazione della superficie di involuppo. In blu è rappresentata una traslazione verso sinistra; si noti che, a tensione nominale, è garantita una sovraeccitazione non inferiore al 30% di P_{nd} per il Tipo 1 (40% P_{nd} per il Tipo 2) ed un range di regolazione reattiva del 96% di P_{nd} . In verde è rappresentata una traslazione verso destra; si noti che, a tensione nominale, è garantita una sottoeccitazione non inferiore al 48% di P_{nd} ed un range di regolazione reattiva del 96% di P_{nd} . In ogni caso, in caso di traslazione, deve essere garantita la possibilità di avere scambio reattivo nullo al PdC per qualunque tensione nell'intervallo 90÷110%.

Per tensioni esterne al range $\pm 10\%$ della tensione nominale al punto di connessione, si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dall'Impianto di Accumulo ma non devono essere predisposte limitazioni ulteriori rispetto a quanto l'impianto è tecnicamente in grado di fare.

Qualora l'Impianto di Accumulo sia in grado di fornire risorse di potenza reattiva maggiori di quelle minime indicate in figura, l'Utente è tenuto a comunicare tali caratteristiche al Gestore.

- Quando lo scambio di potenza attiva con la rete al punto di connessione è inferiore (in valore assoluto) alla potenza nominale dell'impianto (P_{nd}), lo scambio di potenza reattiva dell'Impianto di Accumulo con

la rete deve essere limitato solo dal raggiungimento dei limiti di potenza reattiva dei singoli inverter. La curva di capability PQ risultante al Punto di Connessione è riportata in Fig. 7 per gli impianti con connessioni di Tipo 1 e Fig. 9 per gli impianti con connessione di Tipo 2; il profilo U-Q risultante non deve comunque essere inferiore al profilo riportato in Fig. 6 per gli impianti con connessioni di Tipo 1 e Fig. 8 per gli impianti con connessione di Tipo 2.

Al fine di tenere conto delle possibili perdite reattive sulla rete interna, è ammessa la possibilità di traslare orizzontalmente la superficie di inviluppo indicata in Fig. 7 e Fig. 9. Tale traslazione deve comunque assicurare le seguenti prestazioni:

- in sottoeccitazione, a potenza attiva nulla, deve poter essere fornita una potenza reattiva non inferiore a $-0,9 P_{nd}$.
- in sovrareccitazione, a potenza attiva nulla, deve poter essere fornita una potenza reattiva non inferiore a $0,72 P_{nd}$ per il Tipo 1 e $0,82 P_{nd}$ per il Tipo 2.
- a potenza attiva nulla, la somma della potenza reattiva minima fornibile in sovrareccitazione (in valore assoluto) e della potenza reattiva minima fornibile in sottoeccitazione (in valore assoluto) deve essere non inferiore a $1,8 P_{nd}$.
- le curve di raccordo tra le condizioni a potenza attiva nulla e le condizioni a potenza attiva pari a P_{cmax} e P_{smax} devono essere la risultante della somma delle capability dei singoli inverter a meno dell'assorbimento/produzione di potenza reattiva della rete interna all'impianto.

Fig. 7 e Fig. 9 forniscono due esempi di possibile traslazione della superficie di inviluppo. In blu è rappresentata una traslazione verso sinistra; si noti che, a potenza attiva nulla, è garantita una sovrareccitazione non inferiore al 72% di P_{nd} per il Tipo 1 (82% P_{nd} per il Tipo 2) ed un range di regolazione reattiva del 180% di P_{nd} . In verde è rappresentata una traslazione verso destra; si noti che, a potenza attiva nulla, è garantita una sottoeccitazione non inferiore al 90% di P_{nd} ed un range di regolazione reattiva a tensione nominale del 180% di P_{nd} .

All'interno delle capability di potenza reattiva al punto di connessione risultanti dai requisiti di cui sopra, deve essere garantita la possibilità di spostamento da un punto qualsiasi ad un altro con variazioni continue¹⁹.

Per le connessioni di tipo 2 le capability di cui sopra sono definite lato 36kV.

L'impianto di Accumulo deve essere in grado di annullare il proprio contributo di scambio di potenza reattiva con la rete nel Punto di Connessione per qualsiasi condizione di funzionamento (compreso in caso di potenza attiva scambiata nulla). Quando gli inverter sono disconnessi deve essere comunque garantita una compensazione che rispetti i requisiti del par. 6.1

Nel caso di Impianti di Accumulo installati nelle sezioni MT di Impianti Ospitanti, valgono gli stessi requisiti di capability al Punto di Connessione relativamente alla sola quota di potenza dell'impianto di Accumulo. L'Utente deve garantire che l'impianto di Accumulo abbia prestazioni tali da garantire la capability richiesta ai punti precedenti al Punto di Consegna nelle condizioni teoriche per le quali esso è il solo elemento attivo dell'impianto Ospitante. Considerando che tali condizioni teoriche sono operativamente difficilmente raggiungibili, si ammette che l'Utente dimostri le prestazioni richieste tramite calcoli di load flow.

¹⁹ Devono essere escluse variazioni a gradino risultanti da inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione.

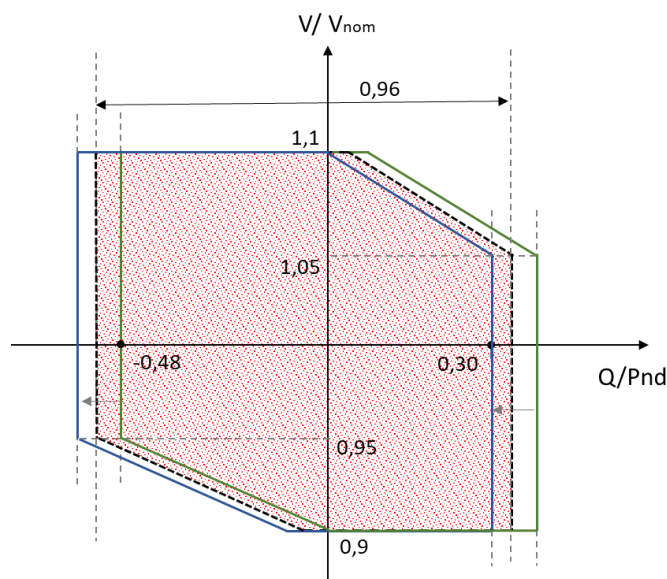


Fig. 6 – Curva capability V/Q dell'Impianto di Accumulo al Punto di Connessione AT ed alla Potenza nominale disponibile (P_{nd}) per connessioni di Tipo 1

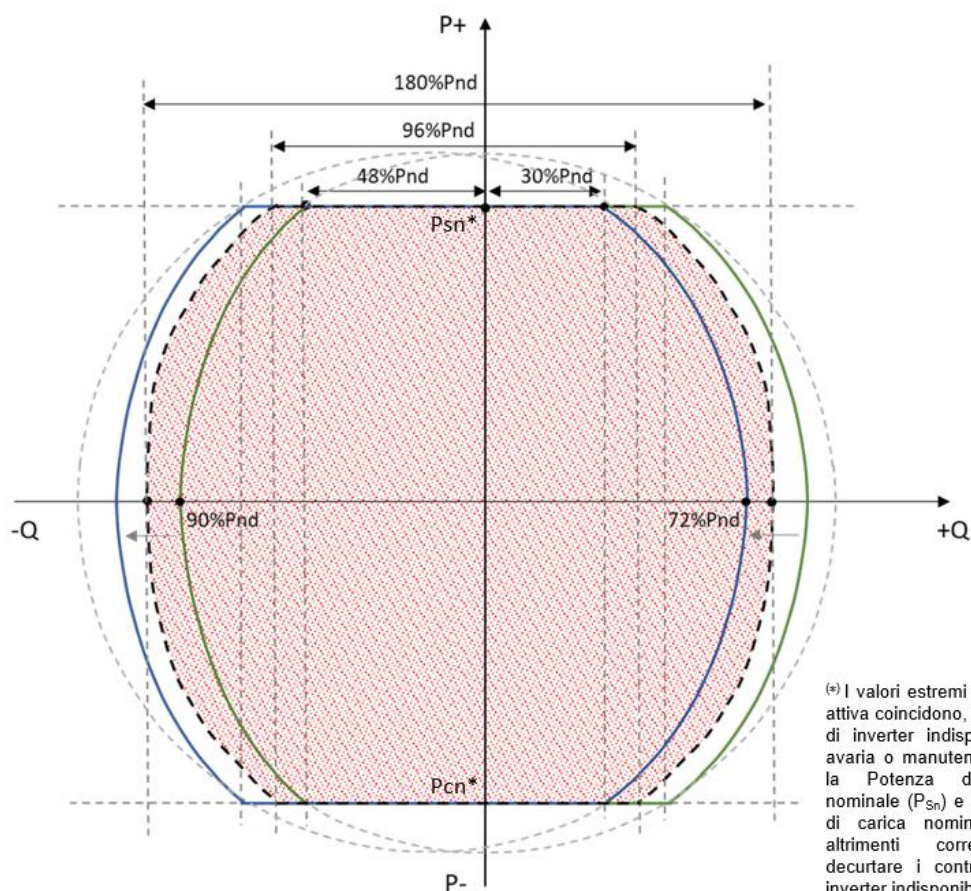


Fig. 7 – Capability di potenza reattiva di un Impianto di Accumulo nel Punto di Connessione ed alla tensione nominale V_n per connessioni di Tipo 1

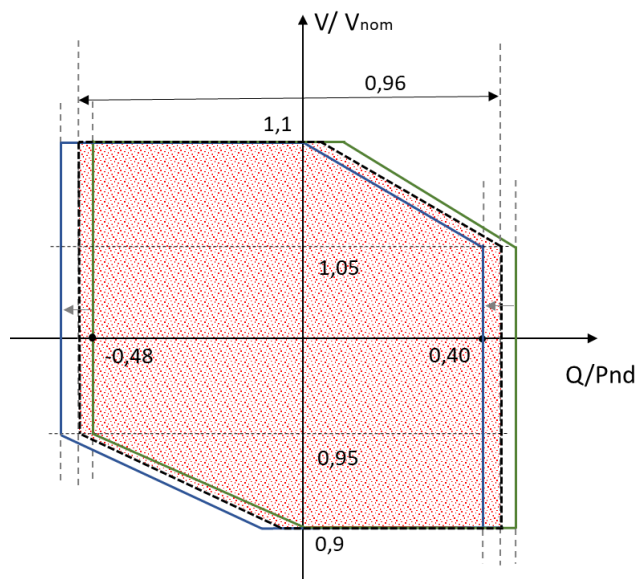
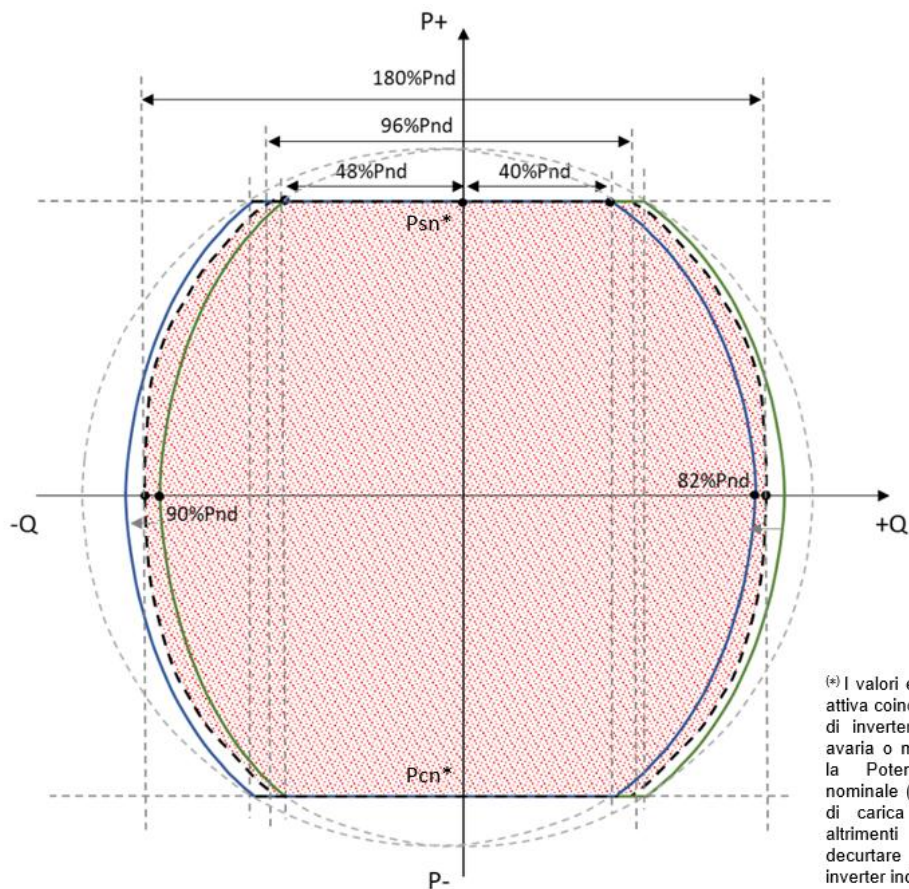


Fig. 8 – Curva capability V/Q dell'Impianto di Accumulo al Punto di Connessione AT lato 36kV ed alla Potenza nominale disponibile (P_{nd}) per connessioni di Tipo 2



(*) I valori estremi di potenza attiva coincidono, in assenza di inverter indisponibili per avaria o manutenzione, con la Potenza di scarica nominale (P_{sn}) e la Potenza di carica nominale (P_{cn}), altrimenti corrette per decurtare i contributi degli inverter indisponibili

Fig. 9 – Capability di potenza reattiva di un Impianto di Accumulo nel Punto di Connessione lato 36kV ed alla tensione nominale V_n per connessioni di Tipo 2

8.4. Regolazione della tensione e della potenza reattiva

L'impianto di Accumulo in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico regolando la potenza reattiva prodotta o assorbita con le modalità descritte in dettaglio nei paragrafi successivi.

I sistemi di controllo d'impianto o gli apparati dedicati alle funzionalità di regolazione della tensione descritte devono rendere disponibili tutte le funzionalità di regolazione a cui si fa riferimento in questo documento. Le funzionalità di regolazione devono essere selezionabili localmente o tramite segnale remoto inviato dal Gestore di rete. Il passaggio dall'una all'altra modalità di controllo deve sempre avvenire in maniera bumpless o raccordata.

La regolazione della potenza reattiva deve essere effettuata sulla base delle Curve di Capability dell'impianto al punto di connessione, come descritto al par. 8.3.

8.4.1. Caratteristiche tecniche e performance dell'anello di controllo della potenza reattiva

Il sistema di controllo di un Impianto di Accumulo deve essere dotato di una funzione che permetta di regolare la potenza reattiva scambiata con la rete nel punto di connessione ad un determinato valore di riferimento (set-point). Lo schema ed i parametri di questo anello di controllo della potenza reattiva devono essere impostati per ottenere le seguenti prestazioni:

- l'errore di controllo (ossia lo scarto tra la propria misura di potenza reattiva scambiata con la rete nel punto di connessione ed il valore di riferimento) in assenza di variazione del segnale di riferimento deve essere inferiore al minimo tra 5% della massima potenza reattiva erogabile dall'impianto²⁰ e 0,5 MVar;
- a seguito di una variazione a gradino del segnale di riferimento, la risposta dinamica dell'anello di controllo della potenza reattiva deve essere in accordo con i profili di tolleranza indicati in Fig. 10. Il tempo di risposta deve essere un parametro tarabile nel range 3÷200 secondi (valore di default 5s), con un tempo di reazione massimo pari a 300 ms;
- l'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine;
- l'eventuale overshoot massimo ammesso è pari al 5% della massima potenza reattiva erogabile dell'impianto di Accumulo per 5 secondi dopo la variazione del setpoint.

²⁰ La massima potenza reattiva erogabile è riferita alla capability del par. 8.3.

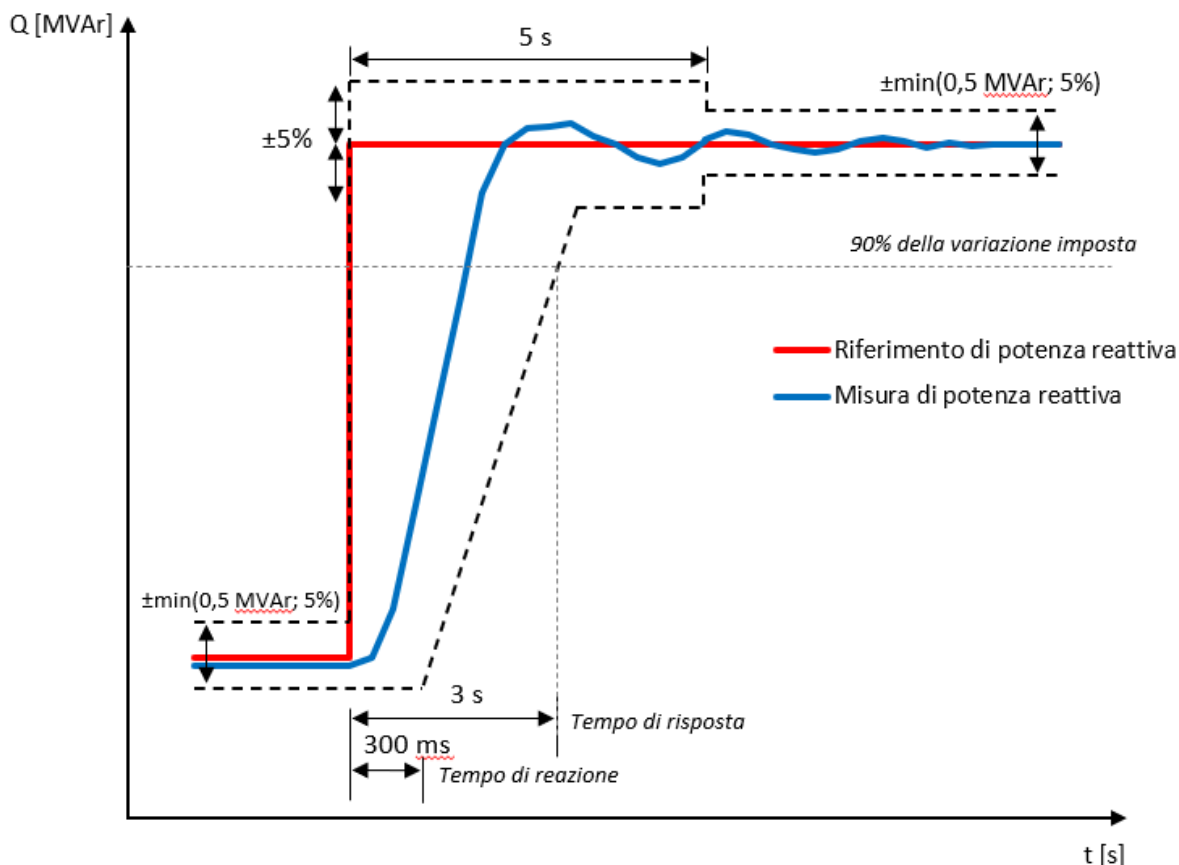


Fig. 10 – Requisiti per la regolazione di potenza reattiva

Il valore del riferimento di potenza reattiva da seguire deve poter essere inserito manualmente dall'operatore (modalità da utilizzare solo in caso di test) oppure, nel normale esercizio dell'impianto, ricevuto o calcolato automaticamente in funzione della modalità di regolazione attivata.

8.4.2. Modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva

L'impianto di Accumulo deve essere predisposto per regolare, attraverso gli anelli di controllo rappresentati in APPENDICE A, la tensione o la potenza reattiva scambiata con la rete sulla base di set point esterni indicati da Terna. I set point, per ciascuna modalità di controllo, devono poter essere impostati sia localmente sia tramite ricezione di un valore definito dal Gestore attraverso adeguati canali di telecomunicazione. L'impianto fornirà in tempo reale attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattiva disponibili, sia in sovraeccitazione che in sotto-eccitazione.

I setpoint saranno comunicati in tempo reale dal Gestore secondo una delle seguenti modalità:

- tramite comunicazione telefonica all'operatore dell'impianto di Accumulo;
- con mezzi informatici e/o tele-segnali in accordo a quanto previsto in APPENDICE C e negli Allegati A.6, A.34, A.36 e/o A.16 laddove applicabili.

La misura di tensione deve poter essere sia rilevata localmente, tramite misura in sito delle grandezze, sia ricevuta dal Gestore. In particolare:

- per le connessioni di Tipo 1 prelevata dai TV installati nella sezione AT della Centrale;

- per le connessioni di Tipo 2 prelevata nella sezione a tensione primaria della SE del Gestore di connessione ed inviato tramite il canale di telecomunicazione in Fibra Ottica all’Impianto di Accumulo (in caso di anomalie nel canale di comunicazione, dovrà essere utilizzato il valore prelevato dai TV sulla sezione 36 kV dell’Utente)²¹.

In tutte le modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva, i riferimenti dovranno essere inseguiti tramite la regolazione degli inverter fino ai limiti di capability dell’impianto con una precisione non inferiore al minimo tra il 5% della massima potenza reattiva erogabile²² e 0,5 MVar.

La tensione al PdC ed i valori di setpoint devono avere tempo di campionamento tarabili in modo indipendente all’interno del range 500 ms – 1 min (con valore di default pari 1s, salvo diversa comunicazione dal Gestore).

Il sistema di controllo dell’impianto non deve costituire limitazione all’utilizzo dell’intera capability disponibile.

In APPENDICE A è riportato lo schema a blocchi funzionale che descrive le funzionalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva che devono essere implementate. I parametri dello schema saranno ottimizzati in fase di commissioning.

Nei paragrafi di seguito le performance richieste per ogni modalità di funzionamento.

8.4.2.1. Regolazione della tensione ad anello aperto - Modalità Q(ΔV)

La modalità di regolazione Q(ΔV) è una modalità di controllo in cui il valore di riferimento dell’anello di controllo della potenza reattiva di cui al par. 8.4.1 è definito secondo una curva caratteristica lineare $Q=f(\Delta V)$ rappresentata in Fig. 11. Tale curva prevede che:

- il riferimento di potenza reattiva sia proporzionale allo scarto tra la tensione AT nel punto di connessione (V_s) ed un set-point V_{rif} comunicato dal Gestore e
- il riferimento di potenza reattiva sia pari al 100% della massima erogazione/assorbimento di potenza reattiva (secondo quanto previsto al par. 8.3) in corrispondenza dei valori ΔV_{max} e ΔV_{min} .

Il range minimo di variabilità del set-point V_{rif} deve essere all’interno dell’intervallo:

$$95\% V_n \leq V_{rif} \leq 105\% V_n$$

dove V_n è la tensione nominale del Punto di Connessione per le connessioni di Tipo 1 o della sezione a tensione primaria della stazione elettrica del Gestore di connessione per le connessioni di Tipo 2.

Il passo di variabilità di V_{rif} richiesto è minore o uguale a 0,1% V_n

Il valore V_s di tensione lato AT-AAT deve poter assumere sia il valore della misura di tensione acquisita localmente dai TV installati nella sezione AT dell’impianto sia un valore trasmesso dal Gestore (tramite RTU e/o in cablato dalla sottostazione vicina).

I valori di tensione ΔV_{max} e ΔV_{min} devono essere tarabili nel range 0-20% V_n .

Nella curva deve essere possibile l’implementazione di una banda morta intorno alla tensione di riferimento tarabile con passi non superiori a 0,1 % V_n .

Per limitare fenomeni di eccessiva mobilità intorno al punto di equilibrio deve essere possibile attivare una fascia di insensibilità intorno alla caratteristica lineare descritta sopra, anche essa tarabile a passi non superiori a 0,1 % V_n .

²¹ Qualora la misura sia fornita in protocollare, le prestazioni si intendono applicabili coerentemente ai tempi di aggiornamento del protocollo stesso, mentre qualora la misura sia fornita in cablato si applicano i requisiti prestazionali espressi nell’allegato.

²² Come nota 20

Tutti parametri della curva così come le modalità di comunicazione del set-point di tensione V_{rif} saranno riportati nel Regolamento di Esercizio dell’Impianto di Accumulo.

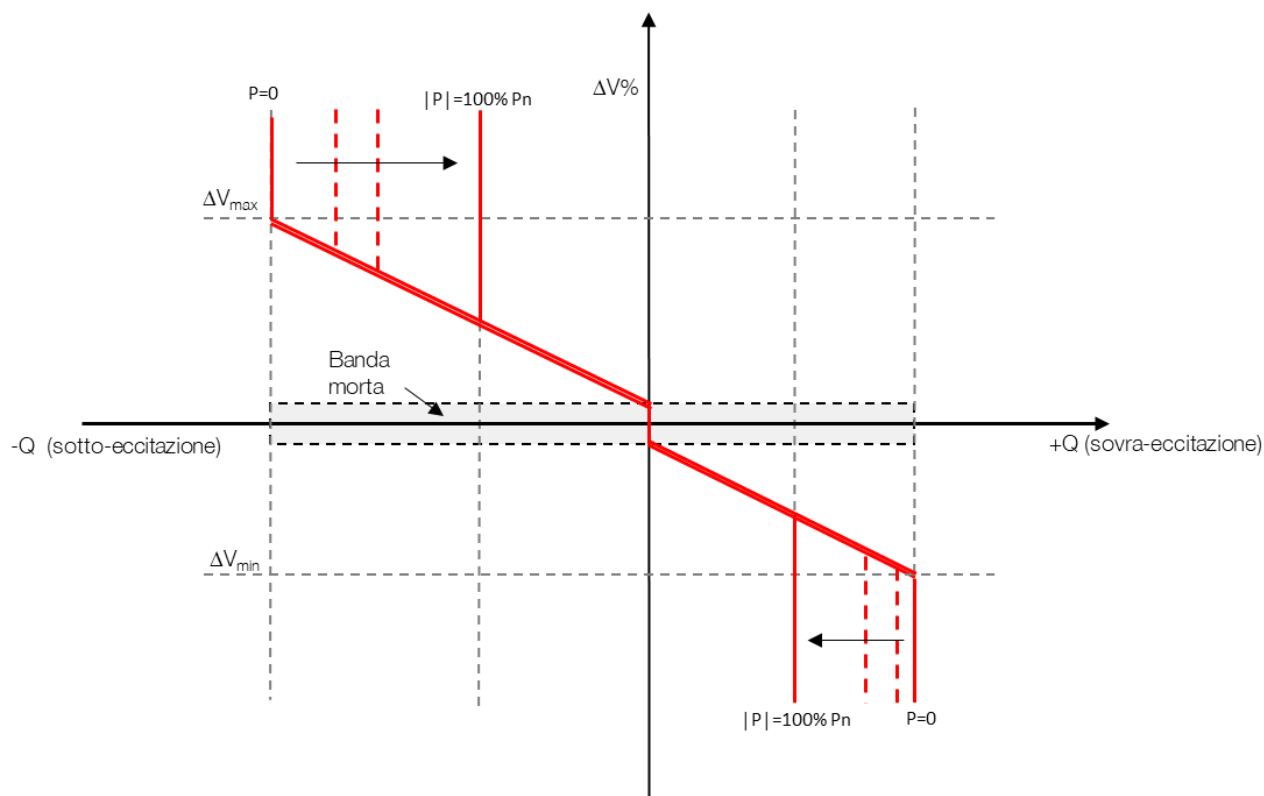


Fig. 11 – Curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$

A seguito di una variazione di tensione ΔV , si richiede che l’impianto sia in grado di erogare il quantitativo corrispondente ΔQ , secondo le performance e le caratteristiche tecniche dell’anello di controllo della potenza reattiva riportate al par. 8.4.1.

8.4.2.2. Regolazione di potenza reattiva con intervento sul set point di tensione (RegQ)

La modalità di regolazione RegQ consiste nell’inseguimento e mantenimento di un set point di potenza reattiva, da potersi definire sia in valore assoluto (MVar) sia in termini percentuali rispetto alla capability calcolata in tempo reale dell’impianto (livello di $Q\%$)²³, a discrezione del Gestore, intervenendo sul riferimento di tensione lato AT dell’anello di regolazione interno in tensione. In tal senso, la regolazione RegQ deve essere implementata come anello esterno alla regolazione RegV fast e deve pertanto essere in grado di pilotarne la tensione di riferimento.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l’impianto sia in grado di compensare l’errore, secondo le performance e le caratteristiche tecniche dell’anello di controllo della potenza reattiva riportate al par. 8.4.1.

L’andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

²³ Ambo le modalità devono essere implementate

8.4.2.3. Regolazione di potenza reattiva (FixedQ)

La modalità di regolazione FixedQ consiste nell'inseguimento e mantenimento di un set point di potenza reattiva, da potersi definire sia in valore assoluto (MVar) sia in termini percentuali rispetto alla capability calcolata in tempo reale dell'impianto (livello di $Q\%$)²⁴, a discrezione del Gestore, senza intervento sul set point di tensione dell'anello di regolazione interno RegV fast, ma tramite comando diretto sugli inverter, con possibilità pertanto di avere una dinamica di controllo più rapida e, per quanto possibile, invariante rispetto alla tensione esterna.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 0,5-20s (valore di default 0,5s).

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.2.4. Regolazione di tensione veloce ad anello chiuso (RegV fast)

Nella modalità di regolazione RegV fast, è richiesto che l'impianto inseguia un riferimento di tensione con un errore di controllo a regime non superiore a 0,2% di V_n . Il riferimento di tensione dovrà essere inseguito tramite la regolazione fino ai limiti di capability dell'impianto.

A seguito di una variazione dell'errore di tensione ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 0,5-20s (valore di default 0,5s).

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.2.5. Regolazione di tensione lenta ad anello chiuso (RegV slow)

Nella modalità di regolazione RegV slow, è richiesto che l'impianto inseguia un riferimento di tensione con un errore di controllo a regime non superiore a 0,2% di V_n . Il riferimento di tensione dovrà essere inseguito tramite la regolazione fino ai limiti di capability dell'impianto.

A seguito di una variazione dell'errore di tensione ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 25-500s (valore di default 50s).

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.3. Power Oscillation Damping (POD)

Il sistema di controllo della tensione e della potenza reattiva di un Impianto di Accumulo deve essere dotato della funzionalità POD.

Il POD è un sistema che viene alimentato dalle misure provenienti dal campo e genera un segnale stabilizzante addizionale che contribuisce allo smorzamento dei fenomeni oscillatori della rete.

Questo controllore può essere considerato come un filtro e comprende il controllo del guadagno, il filtro di washout ed una compensazione di fase mediante filtro lead-lag.

I segnali in ingresso al POD saranno le misure di frequenza di rete e di potenza attiva; l'uscita del POD sarà un segnale aggiuntivo in corrente che sarà sommato al riferimento di corrente come riportato in APPENDICE A.

²⁴ Come nota 23

8.4.4. Regolazione della tensione in Impianti di Accumulo integrati in Impianti Ospitanti

Nel caso di Impianti di Accumulo integrati in Impianti Ospitanti, il supporto dell'impianto complessivo (Impianto di Accumulo più Impianto Ospitante) alla regolazione di tensione deve essere coordinato a livello di impianto.

Secondo le taglie e tipologie dell'Impianto di Accumulo e dell'Impianto Ospitante, il livello di coordinamento potrà essere sia in termini di aggiustamenti dei parametri delle funzioni di regolazione sopra descritte che di adeguamenti delle funzioni di regolazione dell'Impianto di Accumulo e/o dell'Impianto Ospitante in modo tale da ottimizzare la risposta dell'impianto complessivo nel punto di connessione.

Queste azioni di coordinamento dovranno quindi essere preliminarmente analizzate, discusse e concordate con il Gestore e saranno riportate nel Regolamento di Esercizio degli impianti.

8.5. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Ai fini del controllo della frequenza del SEN, il sistema di controllo di un Impianto di Accumulo deve essere dotato di una funzione che permetta di modulare la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in funzione dell'andamento della frequenza di rete. Tale regolazione è da intendersi in somma al punto di lavoro corrente: i punti indicati in Fig. 12 devono perciò essere calcolati dinamicamente dalla regolazione in funzione del punto di lavoro (al variare di P_{fn}) in tutti i punti di funzionamento possibili. La figura mostra due esempi: in blu l'Impianto di Accumulo è in scarica, in rosso è carica.

La curva richiesta per la regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza è descritta in Fig. 12²⁵. Si distinguono tre zone:

- Una regolazione intorno alla frequenza nominale, chiamata regolazione FSM (*Frequency Sensitive Mode*), che agisce all'interno del range di frequenza $f_{B1} - f_{B2}$ ed è descritta al par. 8.5.2;
- Una regolazione in sotto-frequenza per frequenze inferiori ad una data soglia, chiamata regolazione LFSM-U (*Limited Frequency Sensitive Mode in Underfrequency*), che agisce per frequenza inferiore a f_{B1} ed è descritta al par. 8.5.3;
- Una regolazione in sovra-frequenza per frequenze superiori ad una data soglia, chiamata regolazione LFSM-O (*Limited Frequency Sensitive Mode in Overfrequency*), che agisce per frequenza superiore a f_{B2} ed è descritta al par. 8.5.4.

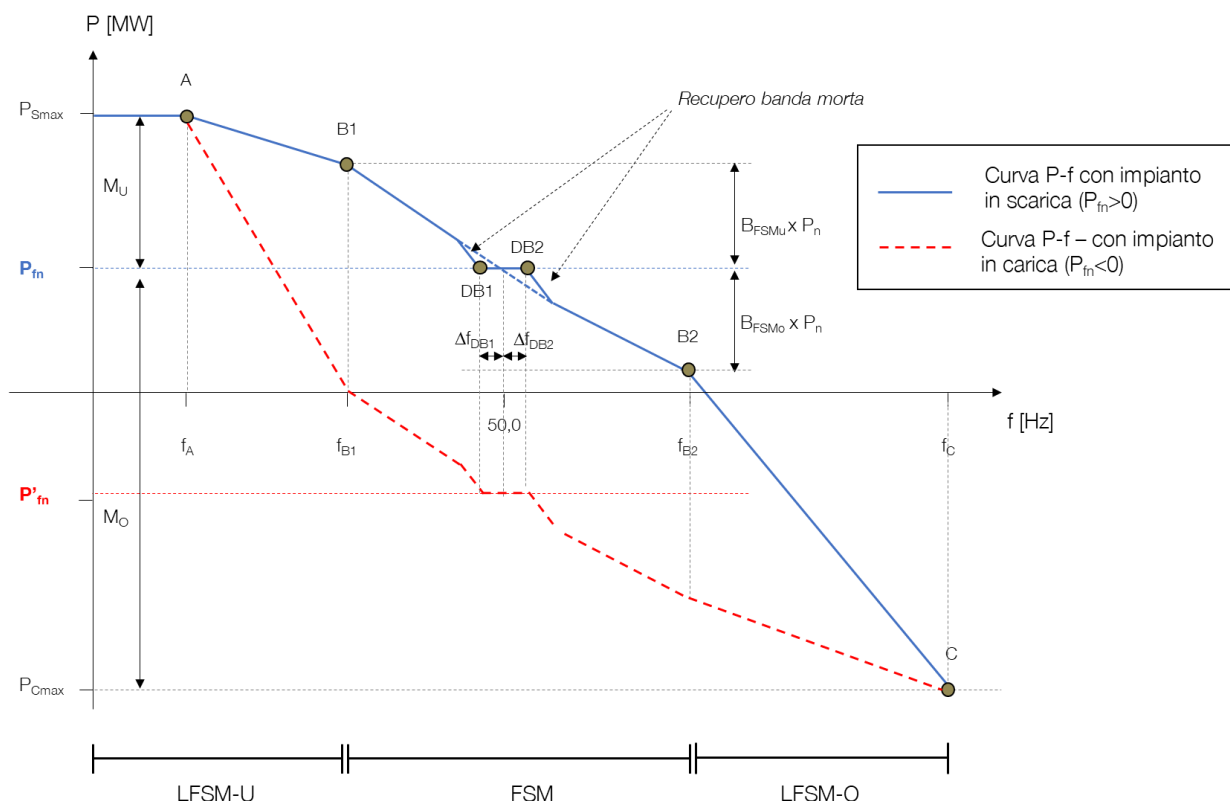


Fig. 12 – Esempi di curve P/f per un Impianto di Accumulo in funzione del punto di lavoro

²⁵ I meccanismi di recupero del contributo di regolazione fuori dalla banda morta hanno carattere esemplificativo. Maggiori dettagli sul funzionamento della banda morta sono riportati in Fig. 14.

Relativamente ad entrambe le regolazioni FSM ed LFSM, si richiede la predisposizione di un blocco lead-lag che agisca sull'output del contributo di regolazione primaria di frequenza $\Delta P_{FSM/LFSM,output}$ ²⁶ calcolato secondo Fig. 12, il cui modello di principio è rappresentato nel blocco in Fig. 13.

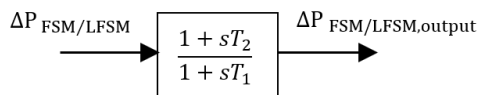


Fig. 13 - Blocco lead-lag per regolazione FSM/LFSM

I parametri del blocco devono essere parametrizzabili ed agevolmente modificabili²⁷, nei seguenti intervalli:

- T_1 tra 0 e 100 s con passo di campionamento pari a 1 s
- T_2 tra 0,1 e 10 s con passo di campionamento pari a 0,1 s

Salvo diverse indicazioni da parte del Gestore tale blocco deve essere escluso di default ($T_1 = 0$, $T_2 = 0$).

8.5.1. Misura di frequenza ai fini della regolazione di frequenza

La frequenza utilizzata per le azioni di regolazione deve avere le seguenti caratteristiche minime:

- la risoluzione della misura deve essere inferiore o uguale a 1mHz;
- il tempo di aggiornamento della misura deve essere inferiore o uguale a 100ms;
- il tempo di campionamento della misura ai fini della regolazione deve anch'esso essere inferiore o uguale a 100ms;
- la precisione statica della misura deve essere migliore di 10mHz ed in accordo con lo standard industriale vigente se migliore;
- a fronte di una variazione a gradino della frequenza di rete, la misura deve raggiungere il nuovo valore di frequenza (con la precisione statica di cui al punto precedente) in un tempo inferiore a 200ms;
- l'insensibilità massima del regolatore, esclusa la parte di misura, non deve essere superiore a ± 10 mHz.

8.5.2. Regolazione FSM

Il sistema di controllo di un Impianto di Accumulo deve essere dotato di una funzione, chiamata regolazione FSM, che agisce quando la frequenza di rete si trova all'interno del range $f_{B1} - f_{B2}$ e che consiste in variare automaticamente la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in maniera proporzionale all'errore di frequenza in rete. Il coefficiente di proporzionalità dovrà essere imposto in modo tale per cui si ottenga uno statismo dell'Impianto di Accumulo pari a:

- $\sigma_{FSMu} = (50 - f_{B1}) / 50 / B_{FSMu}$ per variazioni di frequenza nel range $[f_{B1} \dots 50 \text{ Hz}]$;
- $\sigma_{FSMo} = (f_{B2} - 50) / 50 / B_{FSMo}$ per variazioni di frequenza nel range $[50 \text{ Hz} \dots f_{B2}]$.

Le due semi-bande di regolazione B_{FSMu} e B_{FSMo} , rispettivamente in sotto e sovra-frequenza, dovranno essere parametri tarabili distintamente nel range 0%÷100% del valore della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo.

Se richiesto dall'errore di frequenza ed in funzione del punto di lavoro P_{IN} , potrà essere erogata tutta la banda di regolazione B_{FSMu} (rispettivamente B_{FSMo}) dell'impianto oppure solo il margine di regolazione M_U

²⁶ Per l'inserimento del blocco lead lag sono ammesse modalità di implementazione alternative (es. blocco applicato sul valore degli statismi calcolati oppure applicato al canale di frequenza utilizzato per la regolazione primaria della frequenza)

²⁷ A titolo esemplificativo, tali parametri devono poter essere tempestivamente modificati in autonomia dal titolare di impianto senza che vi sia necessità di intervento da parte del fornitore.

(rispettivamente M_o) nei casi in cui il punto di lavoro dell’Impianto di Accumulo P_{IN} è tale per cui il margine di regolazione M_u (rispettivamente M_o) risulta inferiore alla banda di regolazione B_{FSMu} (rispettivamente B_{FSMo}). La regolazione FSM deve inoltre permettere l’inserimento di una banda morta Δf_{DB} tarabile nell’intervallo [0;500 mHz] secondo le indicazioni fornite dal Gestore. Per variazioni di frequenza superiori alla banda morta, il contributo non fornito per effetto della banda morta deve essere recuperato con una curva di raccordo e secondo le indicazioni riportate in Fig. 14.

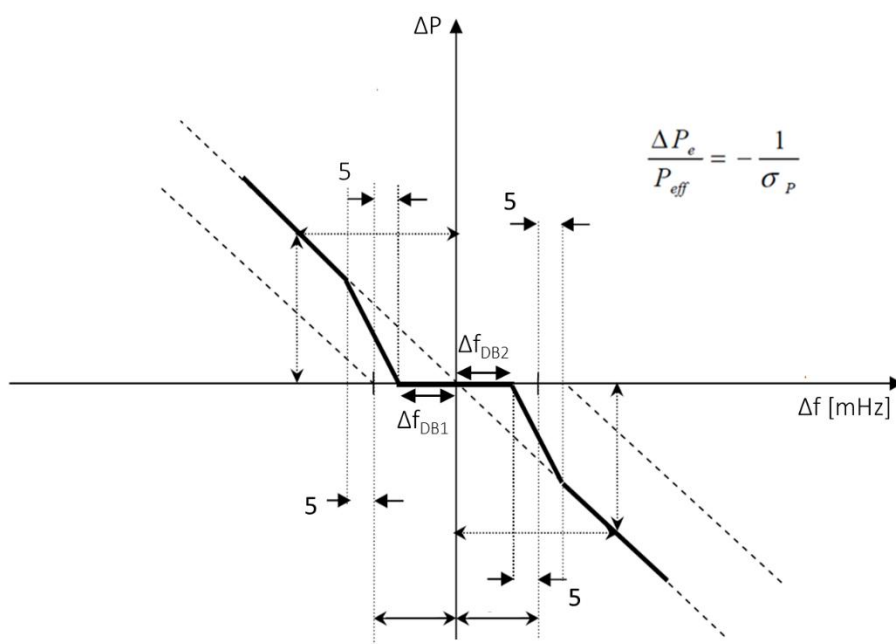


Fig. 14 – Curva di raccordo per il recupero della banda morta della regolazione FSM

L'erogazione del contributo FSM deve essere in accordo ai requisiti del controllo di potenza riportati al par. 8.1.

L'implementazione della regolazione FSM è obbligatoria per tutti gli Impianti di Accumulo di cui al par. 2 e la sua attivazione è normata al Capitolo 4 del CdR.

8.5.2.1. Gestione della produzione per il margine minimo di potenza per regolazione FSM

Gli Impianti di Accumulo devono essere in grado di mantenere un margine minimo di potenza rispetto alla potenza massima di scarica P_{smax} e potenza massima di carica P_{cmax} per permettere l'erogazione di un contributo minimo della regolazione FSM.

Gli impianti di accumulo devono essere predisposti per poter ricevere dal Gestore un segnale che indichi il margine di potenza da mantenere per l'erogazione del servizio di regolazione FSM.

Il margine di potenza da mantenere di default è definito al Capitolo 4 del CdR. Deve essere implementata una funzione che permetta di rendere sempre disponibile la banda di riserva, anche a temperature ambiente diverse da quelle previste e indipendentemente da qualsiasi altra condizione al contorno che possa avere un impatto.

8.5.2.2. Gestione del SOC per il margine minimo di energia per la regolazione FSM

Gli Impianti di Accumulo per i quali è richiesta l'attivazione della regolazione FSM durante l'esercizio devono inoltre mantenere opportuni margini di energia rispetto alle condizioni di SOC 0% e 100%²⁸ che permettano di soddisfare i seguenti requisiti²⁹:

- l'attivazione della regolazione FSM secondo la curva di Fig. 12 deve essere garantita senza limiti di tempo nel corso della sessione di mercato a cui partecipa l'impianto quando il SEN si trova nello stato normale di funzionamento (contributo K);
- l'attivazione della regolazione FSM secondo la curva di Fig. 12 deve essere garantita per un'energia equivalente minima corrispondente al margine di potenza disponibile, al più pari alle bande di regolazione B_{FSMu} e B_{FSMo} , per un tempo $t_{min-FSM}$ (valore di default pari a 30 minuti), a partire dal momento in cui il SEN esce dallo stato normale di funzionamento;
- l'attivazione della regolazione FSM secondo la curva di Fig. 12 deve essere garantita fintantoché persista la deviazione di frequenza e lo permetta il SOC disponibile, secondo quanto previsto al paragrafo 8.5.6.

Per soddisfare questi requisiti, gli impianti di accumulo devono in particolare implementare una gestione attiva del SOC che permetta di assicurare, quando il SEN si trova in uno stato normale di funzionamento, che il SOC dell'Impianto di Accumulo rimanga nell'intervallo:

$$0\% + M_{d_FSMu} \times P_n \times t_{min-FSM} / CUS_d + K \leq SOC [\%] \leq 100\% - M_{d_FSMo} \times P_n \times t_{min-FSM} / CUS_d - K$$

Dove:

- M_{d_FSM} è il contributo da riservare per quando il SEN esce dallo stato normale di funzionamento e dipende dal punto di lavoro P_{fn} rispetto alla massima potenza e varia tra il margine minimo di potenza per la regolazione FSM e B_{FSM}
- K è il contributo riservato alla regolazione FSM quando il SEN è nello stato normale di funzionamento.

Resta inteso che la gestione attiva del SOC non può basarsi sulla sovra attivazione di FSM.

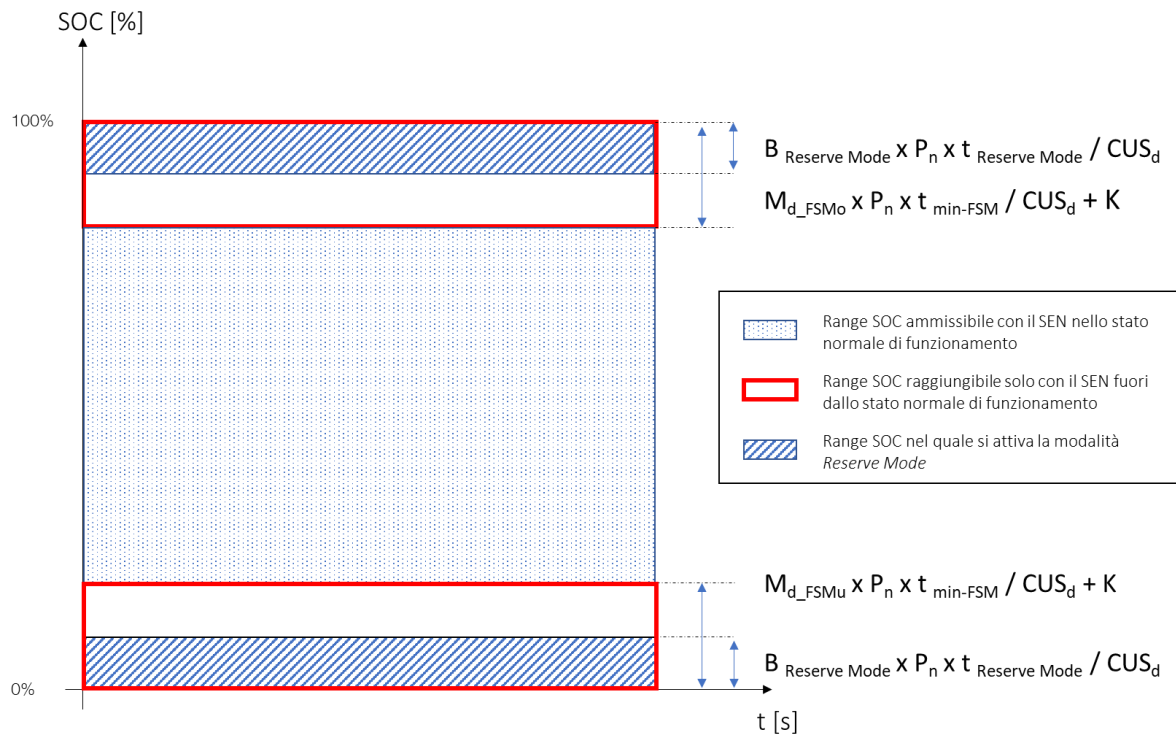
Nei casi in cui il SEN esce dallo stato normale di funzionamento, la gestione attiva del SOC deve immediatamente cessare e può riattivarsi non prima di 5 minuti dopo il ritorno del SEN nello stato normale di funzionamento; al rientro del SEN nello stato normale di funzionamento, deve permettere il ritorno del SOC nel range sopra indicato entro 2 ore.

Ai fini dei requisiti sopra, lo stato di normale funzionamento del SEN può essere identificato facendo riferimento al Capitolo 10 del CdR ed utilizzando il solo criterio in frequenza.

La Fig. 15 illustra il range di SOC che la gestione attiva del SOC deve garantire quando il SEN si trova (o ritorna) nello stato normale di funzionamento.

²⁸ Gli estremi 0-100% rappresentano gli intervalli di SOC realmente ammissibili in tempo reale

²⁹ Questi requisiti e la definizione degli stati di funzionamento del SEN sono derivati dalle prescrizioni del Regolamento (UE) 2017/1485 della commissione europea del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica



8.5.3. Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)

Tutti gli impianti di accumulo devono fornire un supporto al SEN nei casi di eventi di rete che provocano grandi transitori di sotto-frequenza; tale supporto è denominato regolazione LFSM-U (*Limited Frequency Sensitive Mode - Under-Frequency*) e consiste, quando la frequenza scende al di sotto di una determinata soglia di sotto-frequenza (f_{B1}), nel modificare automaticamente la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in coerenza con la curva di Fig. 12. Se richiesto dall'errore di frequenza, potrà essere erogato tutto il margine in incremento ancora disponibile $M_U = P_{smax} - P_{fn}$ fino a raggiungere la potenza di scarica massima a f_A .

L'erogazione del contributo della regolazione LFSM-U deve essere in accordo ai requisiti del controllo di potenza riportati al par. 8.1.

Qualora l'errore di frequenza lo richieda, il contributo della regolazione LFSM-U deve essere fornito senza limitazione di tempo o energia e fino al completo esaurimento della capacità energetica dell'impianto di Accumulo.

8.5.4. Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Tutti gli impianti di accumulo devono fornire un supporto al SEN nei casi di eventi di rete che provocano grandi transitori di sovra-frequenza; tale supporto è denominato regolazione LFSM-O (*Limited Frequency Sensitive Mode - Over-Frequency*) e consiste, quando la frequenza supera una determinata soglia di sovra-frequenza (f_{B2}), nel modificare automaticamente la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in coerenza con la curva di Fig. 12. Se richiesto dall'errore di frequenza, potrà essere erogato tutto il margine in diminuzione ancora disponibile $M_O = P_{fn} - P_{cmax}$ fino a raggiungere la potenza di carica massima a f_C .

L'erogazione del contributo della regolazione LFSM-O deve essere in accordo ai requisiti del controllo di potenza riportati al par. 8.1.

Quando richiesto, il contributo della regolazione LFSM-O deve essere fornito senza limitazione di tempo o energia e fino al completo riempimento della capacità energetica dell’Impianto di Accumulo.

8.5.5. Campi di regolazione

Si riportano in tabella seguente i parametri della curva di regolazione P(f) di Fig. 12 con il range di taratura ed i valori di default.

Elemento	Range di taratura		Passo di taratura	Valore di default
A	f _A [Hz]	47,5 ÷ 50,0	0,001	49,5
B1	f _{B1} [Hz]	49,5 ÷ 50,0	0,001	49,8
B2	f _{B2} [Hz]	50,0 ÷ 50,5	0,001	50,2
Banda morta DB1 - DB2 ³⁰	Δf _{DB1} = Δf _{DB2} [Hz]	0 ÷ ±0,5	0,001	±0,01
C	f _C [Hz]	50,2 ÷ 51,5	0,001	51,5
B _{FSM-O}	[% P _n]	0 ÷ 100	0,1	10,0
B _{FSM-U}	[% P _n]	0 ÷ 100	0,1	10,0

Tabella 5 – Parametri di taratura FSM/LFSM

8.5.6. Regolazione Reserve Mode

Il sistema di controllo di un Impianto di Accumulo deve essere dotato di una funzione di regolazione, denominata Reserve Mode, che permetta di avere un comportamento predeterminato del/i sistema/i di accumulo all’approssimarsi dello stato di massima o minima carica, escludendo fenomeni di cessazione istantanea della potenza attiva scambiata.

La regolazione *Reserve Mode* si sostituisce alle eventuali ulteriori regolazioni di potenza attiva quando l’Impianto di Accumulo si trova a funzionare in condizioni prossime al raggiungimento di un SOC pari a 0 oppure 100%, e permette di mantenere, seppure in maniera degradata, un contributo dell’Impianto di Accumulo alla regolazione della frequenza di rete. In tale modalità di funzionamento la potenza scambiata dal sistema di accumulo dipende esclusivamente dall’inerzia sintetica e dall’azione di *Reserve Mode*.

La regolazione *Reserve Mode* deve attivarsi automaticamente nelle seguenti condizioni (v. Fig. 15):

$$\text{SOC} [\%] \leq B_{\text{Reserve Mode}} \times P_n \times t_{\text{Reserve Mode}} / \text{CUS}_d$$

$$100\% - B_{\text{Reserve Mode}} \times P_n \times t_{\text{Reserve Mode}} / \text{CUS}_d \leq \text{SOC} [\%]$$

La grandezza $B_{\text{Reserve Mode}}$ deve essere un parametro tarabile nel range [0,100%] (riferito alla potenza nominale dell’Impianto di Accumulo).

La grandezza $t_{\text{Reserve Mode}}$ deve essere un parametro tarabile nell’intervallo [0, 300 s] con passo di campionamento pari a 0,5s.

Non deve essere possibile impostare parametri $B_{\text{Reserve Mode}}$ e $t_{\text{Reserve Mode}}$ tali per cui

³⁰ Banda morta comprensiva di insensibilità intrinseca del sistema di regolazione

$$B_{\text{Reserve Mode}} \times t_{\text{Reserve Mode}} > \text{Min} (B_{\text{FSMu}} ; B_{\text{FSMo}}) \times t_{\text{min-FSM}}$$

I valori di taratura dei parametri, le modalità di attivazione/disattivazione della regolazione *Reserve Mode*, gli schemi di implementazione della regolazione così come le interazioni con le altre funzioni di regolazioni della frequenza sopra esposte (FSM, LFSM-O, LFSM-U, ILF, ecc.) devono essere conformi a quanto riportato nell'Allegato A.15 e devono essere riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

8.5.7. Regolazione locale integrale di frequenza (ILF)

Il sistema di controllo di un Impianto di Accumulo deve essere dotato di una funzione ILF (Integrale Locale di Frequenza) che concorre al ripristino della frequenza a valori prossimi alla nominale, adeguando la potenza prodotta dall'Impianto di Accumulo fino, se necessario, al valore di Potenza di scarica massima P_{Smax} o Potenza di carica massima P_{Cmax} . L'intervento del ILF svolge una funzione equivalente a quella della funzione di regolazione secondaria della frequenza centralizzata, che deve pertanto essere automaticamente inibita durante la sua attivazione.

Le caratteristiche di esercizio della funzione ILF sono riportate al par. 8 nell'Allegato A.15 del CdR.

La funzione ILF è realizzata mediante un opportuno sistema di regolazione automatico che agisce sul riferimento di potenza dall'Impianto di Accumulo, implementando una regolazione integrale dell'errore di frequenza, in accordo al seguente schema di funzionamento, sulla base della misura locale della frequenza di rete:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di una soglia tarabile, di default pari a +/-0,3 Hz;
- inibizione per un errore di frequenza minore di una soglia tarabile, di default pari a +/-0,1 Hz, con successiva riattivazione laddove l'errore di frequenza oltrepassi nuovamente il limite di inibizione;
- disattivazione con modalità manuale e/o automatica, secondo quanto precisato nel seguito.

L'attivazione della funzione ILF deve eseguire un by-pass della funzione di regolazione secondaria di frequenza rendendo, di fatto, la potenza generata dall'impianto dipendente esclusivamente dalla funzione di Regolazione Primaria di Frequenza (funzionalità FSM e LFSM), dall'azione ILF e dall'eventuale funzionalità di Inerzia, i cui contributi si sommano alla potenza di programma.

A valle dell'attivazione, la funzione ILF può utilizzare anche il margine minimo di potenza per regolazione FSM di cui al par. 8.5.2.1.

A valle della prima attivazione, se l'errore di frequenza è inferiore o uguale alla soglia di inibizione (default pari a -0,1 Hz), l'ILF deve agire sul riferimento di potenza dall'impianto incrementandone il valore con legge integrale fino al raggiungimento, se necessario, della Potenza di scarica massima P_{Smax} ; viceversa, se l'errore di frequenza è superiore o uguale alla soglia di inibizione (default pari a 0,1 Hz), l'ILF dovrà diminuire il riferimento di potenza dell'impianto fino al raggiungimento, se necessario, della Potenza di carica massima P_{Cmax} . Con errore di frequenza inferiore alla soglia di inibizione (default +/-0,1 Hz) si richiede che il riferimento di potenza dall'impianto rimanga invariato, facendo in modo di non annullare il contributo integrale associato ad ILF. In aggiunta si precisa che la funzionalità deve essere dotata di opportuno schema anti wind-up e deve rimanere attiva fino al verificarsi della condizione di disattivazione, indipendentemente dal valore assunto della frequenza di rete.

Quando attivato, il contributo della regolazione ILF deve essere fornito senza limitazione di tempo e fino al completo esaurimento/riempimento della capacità energetica dell'Impianto di Accumulo.

La disattivazione della funzione ILF³¹ deve avvenire secondo una o entrambe le seguenti modalità:

³¹ Dopo la disattivazione della funzione ILF tornerà ad attivarsi al superamento della soglia di attivazione, cioè di default per un errore di frequenza di +/-0,3 Hz

- tramite azione manuale da parte dell'operatore dall'impianto, su indicazione del Centro di Controllo del Gestore;
- tramite logica automatica, dopo 5 minuti continuativi in cui l'errore di frequenza è rimasto in valore assoluto inferiore o uguale a 30 mHz.

A valle della disattivazione di ILF, il riferimento di potenza ottenuto a seguito dell'azione ILF deve rimanere invariato, fino a successiva indicazione da parte del Centro di Controllo del Gestore: il reset del contributo integrale associato ad ILF può avvenire a valle della richiesta, da parte del Gestore, di variazione o ripristino della potenza di programma³². Il rilascio del contributo ILF deve avvenire in modo bumpless³³, al fine di garantire una disinserzione senza transitori di potenza indesiderati.

La variazione del riferimento di potenza causata dall'azione della funzione ILF può essere a rampa costante o variabile, rispettivamente indipendente o dipendente dal valore dell'errore di frequenza³⁴. Il gradiente che l'azione ILF induce sulla potenza generata dell'impianto deve essere tarabile e compatibile con le caratteristiche elettriche o meccaniche dell'impianto. I valori del gradiente dell'azione ILF sulla potenza generata dall'impianto, indipendentemente dall'implementazione a rampa costante o variabile, saranno tipicamente compresi tra 20%/min e 30%/min della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo, con un errore di frequenza di riferimento pari a 0,15 Hz, e valore di default pari a 30%/min.

I gradienti della funzione ILF sono tarati per garantire stabilità a livello di sistema elettrico, motivo per cui non corrispondono alle massime prestazioni degli impianti, in termini di velocità di variazione, ma a valori che garantiscano il disaccoppiamento dinamico tra la funzione di regolazione primaria della frequenza (prioritaria) e ILF. Il Gestore si riserva la facoltà di concordare con il Produttore valori diversi di gradiente ILF, eventualmente anche al di fuori dei range sopraindicati, in funzione delle prestazioni dell'impianto.

Durante transitori rapidi di tensione o buchi di tensione, qualora il funzionamento della funzione di regolazione primaria della frequenza, Inerzia e/o ILF non sia tecnicamente possibile, queste possono essere temporaneamente bloccate³⁵. Al termine del transitorio rapido di tensione si richiede che tali regolazioni riprendano il loro normale funzionamento, evitando che all'atto della riabilitazione si verifichino brusche variazioni indesiderate del riferimento di potenza sul quale agiscono le regolazioni.

Nell'Allegato A.15 sono riportate le informazioni relative alla funzionalità ILF che devono essere scambiate in tempo reale tramite RTU.

8.6. Regolazione da remoto

Gli impianti di accumulo devono essere predisposti per ricevere e saper gestire con logiche separate diversi setpoint inviati dal Gestore da remoto.

8.7. Sistemi di teledistacco e modulazione rapida della potenza

Tutti gli impianti di accumulo si devono dotare di UPDM atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, modulazione rapida della potenza, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del SEN.

Le funzionalità e le caratteristiche dell'apparato UPDM sono descritte nell'Allegato A.52 del CdR.

³² Tali indicazioni possono pervenire per il tramite dei canali con cui vengono trasmessi i comandi e/o opportuni telesegnali.

³³ In ogni caso tale rilascio deve avvenire con una variazione del riferimento di potenza avente gradiente non superiore al 20%/min della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo.

³⁴ In tal caso con gradiente maggiore in caso di errore di frequenza più elevato.

³⁵ Il blocco momentaneo di tali regolazioni può permanere per tutta la durata o anche solamente per una quota parte del transitorio rapido di tensione (es. blocco circoscritto al solo buco di tensione iniziale).

L'apparato UPDM deve essere integrato nel sistema di difesa del Gestore in accordo ai criteri di connessione riportati nell'Allegato A.69 del CdR.

Per le connessioni di tipo 2 si utilizzeranno allo scopo i canali in fibra ottica previsti in accordo al par. 6.1.2, ferma restando la responsabilità del Produttore in merito alla gestione e manutenzione:

- dell'apparato di telecomunicazione installato nell'Impianto Utente 36 kV, il quale dovrà rispondere a specifici requisiti stabiliti dal Gestore;
- dei vettori di comunicazione in Fibra Ottica di cui sopra.

Nei casi di impianti di accumulo integrati in impianti di produzione già equipaggiati con UPDM, quest'ultimo deve essere rivisto nelle sue funzionalità per integrare la gestione dell'Impianto di Accumulo.

I comandi provenienti dal Sistema di Difesa verso l'UPDM sono diretti:

- a) agli interruttori lato AT, o agli interruttori MT per gestirne la parzializzazione delle aperture, eseguendo l'apertura istantanea (da attuarsi nei tempi indicati nell'Allegato A.69 del CdR);
- b) al sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo onde permettere l'azzeramento della potenza attiva o l'impostazione della potenza attiva massima in assorbimento o in immissione.

Più nello specifico per il punto b) sono previste tre diverse azioni:

- comando di massima produzione: l'impianto si deve portare nella condizione di massima scarica (P_{smax});
- comando di massimo assorbimento: l'impianto si deve portare nella condizione di massima carica (P_{cmax});
- comando di azzeramento della potenza: l'impianto si deve portare nella condizione di potenza di scambio pari a 0. Nel caso di impianti di accumulo dove il prelievo per i servizi ausiliari non è effettuato sullo stesso montante, il comando di azzeramento della potenza deve anche provvedere alla limitazione del consumo degli ausiliari al 10% della potenza nominale dell'impianto.

Il tempo di risposta dell'apparato UPDM deve essere conforme a quanto previsto negli allegati A.52 e A.69 sia con riferimento alle prescrizioni sul tempo T_a (tempo che intercorre tra la ricezione del comando di modulazione e la chiusura dei contatti dei relè sull'apparato UPDM), sia in termini del "tempo di risposta" (tempo che intercorre tra la chiusura dei contatti del relè di comando del modulo di output dell'apparato UPDM e l'istante di raggiungimento del 90% della potenza target del comando di modulazione istantanea) che deve essere non superiore a 180ms.

A seguito di una qualsiasi delle richieste provenienti dal Sistema di Difesa l'Impianto di Accumulo è tenuto a effettuare tutte le manovre necessarie alla sicurezza dell'impianto e a predisporre per la ripresa del normale funzionamento da effettuare solo a seguito di uno specifico comando di ripristino da parte del Sistema di Difesa.

L'impianto deve sempre essere asservito al Sistema di Difesa e le richieste provenienti dal Sistema di Difesa hanno sempre la priorità assoluta anche quando sono in potenziale conflitto con altre richieste di potenza attiva. Resta inteso che le regolazioni di potenza reattiva devono continuare a essere operative.

Al fine della dichiarazione di indisponibilità al servizio, a causa di limitazioni tecniche o manutenzioni, l'apparato UPDM deve prevedere l'invio di due distinti segnali, uno legato all'indisponibilità dell'apertura interruttore e l'altro all'indisponibilità della modulazione istantanea.

8.8. Ri-alimentazione del sistema (black-start)

L'Impianto di Accumulo con una potenza nominale uguale o superiore a 20 MW, o su richiesta del Gestore, deve essere progettato per prestare il servizio di ri-alimentazione del SEN di cui al Capitolo 4³⁶ del CdR e in particolare per quanto riguarda la capacità di avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna (il cosiddetto Black Start). Significa in particolare che l'Impianto di Accumulo deve soddisfare i seguenti requisiti:

- deve essere capace di energizzare a rampa il proprio trasformatore MT/AT (v. Fig. 2);
- deve essere in grado di energizzare una porzione di rete e i relativi carichi connessi con inserzioni di carico a gradino, compatibilmente con la potenza nominale dell'Impianto di Accumulo;
- deve garantire la continuità degli scambi di potenza attiva e reattiva durante le manovre di sincronizzazione con porzioni di rete alimentate, operate mediante interruttori esterni all'impianto;
- deve essere capace di gestire eventuali commutazioni tra modalità Grid Forming e Grid Following, con impianto in servizio, tramite transizioni bumpless (es. senza azzerare lo scambio di potenza con la rete³⁷ e raccordando tra loro, con una rampa lineare di durata parametrica, i valori di potenza attiva e reattiva laddove questi dovessero essere diversi nel passaggio da una modalità all'altra);
- su richiesta del Gestore, deve essere in grado di:
 - energizzare i servizi ausiliari di centrali di produzione limitrofe con le modalità di cui a punti precedenti;
 - eseguire il parallelo con centrali di produzione³⁸ con regolazioni di frequenza e tensione abilitate e successivamente seguire un riferimento di potenza attiva;
- deve fornire il servizio di regolazione locale di tensione durante le manovre di ri-alimentazione del sistema;
- deve riuscire ad imporre forme d'onda di tensione e di corrente compatibili con i requisiti di alimentazione dei carichi;
- deve essere in grado di completare la procedura di avviamento autonomo entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore.

Per quanto riguarda le caratteristiche generali relative alle procedure di ri-alimentazione del sistema si applica quanto previsto negli Allegati A.10 e A.19 del CdR e nel Piano di Riaccensione e Rialimentazione del SEN.

8.9. Inerzia sintetica

Il sistema di controllo degli impianti di accumulo con una potenza nominale uguale o superiore a 10 MW deve essere dotato di una funzione, chiamata "inerzia sintetica", di emulazione dell'inerzia dei gruppi rotanti sincroni che modifica lo scambio di potenza attiva dell'Impianto di Accumulo con la rete in funzione della misura di frequenza e/o della derivata di frequenza (anche in forma combinata con operatori logici).

Gli schemi e le modalità implementative della funzione così come le caratteristiche della catena di misura della frequenza e della sua derivata devono essere preliminarmente discussi e concordati con il Gestore e riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

³⁶ Par. "4.4.10 Partecipazione alla ri-alimentazione del sistema elettrico"

³⁷ È ammesso che tale commutazione avvenga sequenzialmente, ovvero è possibile eseguire la commutazione un inverter per volta.

³⁸ A tale scopo l'Impianto di Accumulo deve essere dotato di dispositivi di gestione degli interruttori in grado di effettuare chiusure su elementi di rete esterni fuori tensione; l'impianto deve inoltre essere capace di energizzare a rampa eventuali trasformatori ed ulteriori elementi esterni (ad esempio compatibilmente con la corrente di inserzione dei trasformatori degli impianti interessati).

8.10. Supporto alla tensione durante i guasti in rete

Sostenere la tensione durante un cortocircuito significa contrastare la variazione di tensione a fronte di cortocircuiti nelle reti AAT ed AT le cui ripercussioni nelle aree al contorno del punto di guasto sono tanto maggiori quanto minore è la potenza di cortocircuito in gioco. Ciò significa che l'Impianto di Accumulo non solo dovrà rimanere connesso alla rete in caso di riduzione della tensione su cortocircuito secondo la caratteristica UVRT o di transitorie sovratensioni a guasto rimosso secondo la caratteristica OVRT, ma dovrà anche durante il guasto, sostenere la tensione erogando corrente reattiva.

Il servizio è richiesto in relazione ai guasti che, per posizione o per tipo, sono in grado di provocare una sensibile variazione della tensione nella rete AT, ovvero per i guasti simmetrici (cortocircuiti di tipo trifase) come pure quelli dissimmetrici (cortocircuiti monofase, bifase netti e bifase con terra).

Per ulteriori dettagli si rimanda all'APPENDICE B.

8.11. Regolazione dello stato di carica

Il sistema di controllo degli impianti di accumulo deve essere dotato di una funzione di regolazione che permetta di raggiungere un valore obiettivo dello stato di carica dell'impianto come richiesto dal Gestore.

La suddetta funzionalità deve essere predisposta per cui l'Impianto di Accumulo possa ricevere dal Gestore e attuare una delle seguenti due coppie di grandezze, mutuamente esclusive:

- a) il set-point di SOC obiettivo nel range [0%, 100%] e il valore di potenza attiva da erogare nel range [-100%, 100%] di P_n al fine da raggiungere il suddetto valore di SOC;
- b) il set-point di SOC obiettivo nel range [0%, 100%] e il tempo massimo, nel range [5, 480] minuti entro cui raggiungere il suddetto valore di SOC.

L'ordine di SOC obiettivo da parte del Gestore verrà inviato per via telematica tramite procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. La funzionalità locale deve prevedere un controllo di validazione sui comandi ricevuti dal Gestore.

L'attuazione della richiesta del Gestore, a carico dell'Utente e sotto la sua responsabilità, dovrà avvenire senza ritardi dalla ricezione della comunicazione, in ogni condizione di esercizio dell'Impianto di Accumulo e da qualsiasi punto di funzionamento.

Nelle fasi iniziali (ricezione dei comandi e avvio) e finali (approssimarsi del valore di SOC obiettivo) la modulazione di potenza attiva deve avviarsi e cessare secondo i limiti di gradiente imposti al par. 8.1.1, garantendo un profilo continuo e lineare. In assenza di ulteriori comunicazioni del Gestore, si applica un valore finale di set-point, a SOC obiettivo raggiunto, configurabile nel campo [-100%, 100%] di P_n e tarato su indicazione del Gestore stesso.

9. PRIORITÀ AZIONI DI CONTROLLO E AZIONI DI PROTEZIONE

Il Titolare dell'Impianto di Accumulo deve organizzare i sistemi e dispositivi di protezione e di controllo dell'impianto in base al seguente ordine di priorità (decrescente), distinti tra le azioni di protezione/limitazione elencate in Tabella 6 e le azioni di controllo e ulteriori funzionalità in termini di accesso alla potenza disponibile in Tabella 7.

#	Priorità azioni di limitazione	Par.	Cluster funzionalità	Note
1	Protezione dell'Impianto di Accumulo	-	<i>Intervento sistemi di protezione</i>	
2	Protezione della rete	7	<i>Intervento sistemi di protezione</i>	
3	Tele-distacco	8.7	<i>Intervento sistemi di difesa</i>	
4	Supporto alla tensione durante i guasti in rete	8.10 <i>Annex B</i>	<i>Regolazioni in potenza reattiva</i>	Durante il cortocircuito è consentito al sistema di controllo di ridurre la componente attiva della corrente in corrispondenza della crescita della componente reattiva.
5	Modulazione rapida dell'immissione di potenza	8.7	<i>Intervento sistemi di difesa</i>	Comandi tramite apparato UPDM di: - massima produzione - massimo assorbimento - azzeramento della potenza
6	Reserve mode	8.5.6	<i>Regolazioni in potenza attiva</i>	Durante il funzionamento in Reserve Mode devono rimanere abilitate le sole funzioni 1-2-3-4-7-14³⁹ , in aggiunta alla funzione 13 manovrabile nel solo verso che favorisce il ripristino del SOC.
 <i>Intervento sistemi di protezione</i> <i>Regolazioni in potenza attiva</i> <i>Intervento sistema di difesa</i> <i>Regolazioni in potenza reattiva</i>				

Tabella 6 – Priorità azioni di protezione/limitazione

³⁹ Si specifica che in caso di inserzione della funzione Reserve Mode quanto prescritto indica che la potenza attiva scambiata dal sistema di accumulo dipende esclusivamente dall'inerzia sintetica e dalla Reserve Mode stessa.

#	Priorità di accesso alla potenza disponibile	Par.	Cluster funzionalità	Note
7 ⁴⁰	Inerzia sintetica	8.9	Regolazioni in potenza attiva	Accesso con priorità temporale alla potenza disponibile sino ad esaurimento del margine residuo (contributi in somma al punto di lavoro definito nel blocco di funzioni 10-11-12-13)
8	Regolazione FSM + Regolazione LFSM	8.5.2 8.5.3 8.5.4	Regolazioni in potenza attiva	
9	Regolazione secondaria della frequenza, ove applicabile	-	Regolazioni in potenza attiva	Contributo in somma al punto di lavoro definito dal blocco di funzioni 11-12-13 , nei limiti delle semi-bande di regolazione secondaria della frequenza riservate in esito al mercato. La funzione è mutuamente esclusiva con Regolazione ILF (funzione 10)
10	Regolazione ILF	8.5.7	Regolazioni in potenza attiva	Servizi tra loro mutuamente esclusivi con priorità (un solo servizio agente alla volta). Le modulazioni in potenza del blocco di funzioni 11-12-13 non devono utilizzare le semi-bande minime di regolazione primaria della frequenza (FSM + LFSM).
11	Telecontrollo della produzione da parte del Gestore	8.1.2	Regolazioni in potenza attiva	
12	Regolazione dello stato di carica	8.1.1	Regolazioni in potenza attiva	
13	Attuazione dei piani di produzione (*)	-	Regolazioni in potenza attiva	(*) Include il contributo di gestione attiva del SOC per il mantenimento delle bande energetiche minime di regolazione primaria della frequenza
14	Regolazione della potenza reattiva: - Modalità Q(ΔV) - RegQ - FixedQ - RegV fast - RegV slow Smorzamento oscillazioni (*): - POD - WADC	8.4.2 8.4.3 Annex A	Regolazioni in potenza reattiva	(*) Funzionalità implementabili in potenza attiva e/o potenza reattiva

■ Regolazioni in potenza reattiva
■ Regolazioni in potenza attiva

Tabella 7 – Priorità di accesso alla potenza disponibile

La regolazione di potenza reattiva occupa la priorità più bassa e, quindi, gli inverter del sistema di accumulo devono essere eserciti in “P mode”⁴¹.

10. MONITORAGGIO E SCAMBIO DI INFORMAZIONI

Di seguito sono elencate le varie tipologie di informazioni che l’Impianto di Accumulo ciascun Produttore deve scambiare con il Gestore. Per eventuali esigenze legate alla sicurezza del SEN, il Gestore si riserva la facoltà di richiedere ulteriori informazioni.

10.1. Telecontrollo in tempo reale

Un Impianto di Accumulo deve essere dotato di una RTU per la trasmissione delle telemisure e telesegnali e la ricezione di comandi e setpoint necessari per l’esercizio in tempo reale della rete, in particolare nell’ambito dei seguenti processi:

⁴⁰ In caso di modalità di funzionamento Grid Forming l’ordine di priorità delle funzioni 6 e 7 è invertito.

⁴¹ Es.: nel caso in cui un Impianto di Accumulo si trovasse in condizioni di $P = 0$ MW e $Q = Q_{\max}$ in accordo alla Fig. 6 o Fig. 8 del par. 8.3.2 e fosse istantaneamente richiesta un’attivazione di $P = P_n$, sarà dato accesso prioritario alla P ed erogata la Q residua ammessa dalla capability del Sistema di Accumulo.

- telecontrollo;
- teleconduzione;
- teleregolazione.

Le specifiche di dettaglio della RTU, dei telesegnali e delle telemisure da scambiare, delle prestazioni minime richieste e delle modalità di interfacciamento con i sistemi del Gestore sono descritti negli Allegati A.6 e A.13 del CdR.

Per le connessioni di tipo 2 si utilizzeranno allo scopo i canali in fibra ottica previsti in accordo al par. 6.1.2, ferma restando la responsabilità del Produttore in merito alla gestione e manutenzione:

- dell'apparato di telecomunicazione installato nell'Impianto Utente 36 kV, il quale dovrà rispondere a specifici requisiti stabiliti dal Gestore;
- dei vettori di comunicazione in Fibra Ottica di cui sopra.

In aggiunta a quanto sopra, gli impianti di accumulo devono anche fornire al Gestore tramite RTU le telemisure e telesegnali ai fini della stabilità e sicurezza del SEN, oltre a poter ricevere ed eseguire i setpoint e comandi elencati in APPENDICE C.

Resta inteso che si aggiunge a quanto sopra uno scambio dedicato in caso di partecipazione a progetti pilota e/o a specifici servizi di rete forniti.

10.2. Monitoraggio continuo

Gli impianti di accumulo di taglia superiore o uguale a 10 MW devono installare una PMU (Phasor Measurement Unit) che prelevi le informazioni dalle sbarre AT della stazione di consegna, le cui caratteristiche di dettaglio devono essere concordate con il Gestore. La PMU dovrà essere integrata nei sistemi di controllo del Gestore e interfacciata tramite protocollo IEEE C37.118 Ed.2011. Su richiesta del Gestore occorre garantire che il sistema di monitoraggio continuo predisponga in locale l'archiviazione delle informazioni di PMU e di altre grandezze specifiche in un archivio circolare di durata minima 30 giorni.

Per le connessioni di tipo 2 si utilizzeranno allo scopo i canali in fibra ottica previsti in accordo al par. 6.1.2, ferma restando la responsabilità del Produttore in merito alla gestione e manutenzione:

- dell'apparato di telecomunicazione installato nell'Impianto Utente 36 kV, il quale dovrà rispondere a specifici requisiti stabiliti dal Gestore;
- dei vettori di comunicazione in Fibra Ottica di cui sopra.

10.3. Monitoraggio dei guasti

Ai fini delle analisi, a cura del Gestore, delle perturbazioni di rete, i sistemi di monitoraggio che devono essere installati dal Titolare di un Impianto di Accumulo sono definiti nell'Allegato A.7 del CdR. Il Gestore si riserva di richiedere sistemi dedicati di monitoraggio anche ad impianti di taglia inferiore a quella riportata nell'Allegato A.7 del CdR, qualora rivestano particolare importanza ovvero in base al loro Punto di Connessione.

Il sistema di protezione dell'Impianto di Accumulo deve comprendere una funzione di oscillografia interna alle protezioni che permetta di registrare perturbazioni per una durata sufficientemente superiore al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE⁴².

Tale prescrizione è obbligatoria:

⁴² La prescrizione relativa agli oscillografici interni alle protezioni è obbligatoria per le protezioni installate nella sezione AT e sul lato MT dei trasformatori elevatori MT/AT di Centrale, mentre per quelle della sezione MT è solo raccomandata.

- per le protezioni installate nella sezione AT e sul lato MT dei trasformatori elevatori MT/AT di Centrale per le Connessioni di Tipo 1;
- per le protezioni installate nella sezione 36 kV dell'Impianto Utente per le Connessioni di Tipo 2.

Preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto dovranno essere svolte prove di invio di file di oscillo-perturbografia con modalità definite dal Gestore.

A seguito di un guasto o di un disservizio, il Titolare dell'Impianto di Accumulo deve comunicare tempestivamente al Gestore:

- la disponibilità dell'impianto escluso durante il disservizio, le cause che ne hanno determinato l'esclusione e quelle che ne impediscono il rientro;
- i tempi necessari al rientro.

Inoltre, in ottemperanza agli obblighi riportati nell'Allegato A.7 del CdR per la ricostruzione dei disservizi, il Titolare dell'Impianto di Accumulo è tenuto a rendere disponibili al Gestore entro 10 minuti dall'evento:

- le registrazioni rilevate da oscillo-perturbografi (relative ai valori istantanei di corrente e di tensione, ai segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di protezione, ecc...) (par. 5 dell'Allegato A.7 del CdR);
- le registrazioni cronologiche di eventi complete (RCE) (par. 6 dell'Allegato A.7 del CdR).

Le modalità di scambio delle informazioni saranno concordate con il Gestore e dovranno essere automatizzate.

11. DATI E MODELLI

Prima dell'entrata in esercizio di un Impianto di Accumulo, Il Titolare è tenuto a comunicare le informazioni tecniche dell'impianto indicate nell'Allegato A.65 al CdR secondo le tempistiche riportate nell'allegato stesso e nel Capitolo 1A del CdR.

Il Titolare dell'Impianto di Accumulo deve inoltre fornire al Gestore un modello di simulazione dell'impianto con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:

- Regime stazionario;
- Regime elettromeccanico (RMS) considerando anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced);
- Regime elettromagnetico (EMT) su richiesta del Gestore;
- Regime armonico, onde valutare l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze.

Per ciascuna tipologia di simulazione sopra, se necessario dovranno essere forniti al Gestore:

- un modello dettagliato composto da
 - i singoli modelli dei sistemi di accumulo (accumulo elettrochimico, inverter, trasformatori BT/MT e sistemi di controllo),
 - la rete interna MT,
 - il/i trasformatore/i MT/AT
 - il sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo;
- per le connessioni di Tipo 1, un modello aggregato equivalente composto da:
 - un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla P_n dell'Impianto di Accumulo;
 - un ramo MT equivalente a tutta la rete interna in MT dell'Impianto di Accumulo;
 - un trasformatore elevatore MT/AT (equivalente se presenti più trasformatori);
 - il sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo.
- per le connessioni di Tipo 2, un modello aggregato equivalente composto da:
 - un solo inverter connesso a 36 kV, di taglia pari alla P_n della Centrale;
 - un ramo 36 kV equivalente a tutta la rete interna della Centrale;
 - il sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo.

Il modello aggregato equivalente deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello dettagliato a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di P/f e di Q/V degli inverter e del sistema di controllo dell'impianto;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione;
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente.

I modelli potranno essere forniti preferibilmente sia in formato compatibile con software commerciale di larga diffusione⁴³ che in *free format* ovvero: fogli excel, diagrammi a blocchi con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

Con riferimento alla procedura di entrata in esercizio come da Cap. 1A del Codice di Rete, i dati tecnici e i modelli, nonché le simulazioni effettuate utilizzando i modelli stessi, devono essere forniti al Gestore per ottenere la comunicazione di esercizio provvisorio (ION). A valle dell'esecuzione delle prove in campo necessarie per ottenere la comunicazione definitiva di esercizio (FON) i modelli dovranno essere aggiornati in linea con gli esiti delle prove e trasmessi nuovamente al Gestore. Il dettaglio delle simulazioni richieste sarà fornito dal Gestore.

⁴³Si richiedono modelli dettagliati e non sono consentite modellazioni di tipo "black box"; se richiesto, il Gestore si rende disponibile a sottoscrivere un Accordo di Riservatezza con il fornitore.

12. PROVE

A completamento delle normali prove di commissioning, è richiesta l'esecuzione delle prove reali elencate nel seguito per confermare l'adeguatezza dell'Impianto di Accumulo alle prescrizioni contenute nel presente documento. Le prove sono indicate nei paragrafi sotto e sono suddivise in:

- Prove di conformità comuni ai gruppi di generazione (v. par. 12.1); per questa tipologia di prove, si fa riferimento ai paragrafi 9, 10, 15, 16, 17, 18 e 19 dell'Allegato A.18 ed il presente documento fornisce solo alcune precisazioni sulle modalità di esecuzione per tenere conto delle specificità degli impianti di accumulo rispetto agli altri gruppi di generazione;
- Prove specifiche per gli impianti di accumulo (v. par. 12.2); per questa tipologia di prove, il presente documento definisce un protocollo completo delle prove da eseguire.

Il Gestore può richiedere l'esecuzione di prove aggiuntive rispetto al suddetto elenco minimo.

In generale si precisa che tali prove ricadono nel regime delle verifiche di conformità di cui all'Allegato A.18 ereditandone le prescrizioni, ivi inclusi i requisiti minimi sulla strumentazione, tempistiche, modalità e sorveglianza da parte di apposito Organismo Accreditato.

I risultati delle prove dovranno essere contenuti in una relazione dettagliata fornita al Gestore (v. par. 22 dell'Allegato A.18).

Si segnala inoltre che la registrazione delle grandezze elettriche di tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva devono essere riferite al Punto di Connessione dell'Impianto di Accumulo. Con riferimento agli Impianti di Accumulo integrati in Impianti Ospitanti, qualora sia tecnicamente impraticabile disalimentare la rimanente porzione dell'Impianto Ospitante, devono essere applicate le seguenti indicazioni:

- la potenza attiva deve essere prelevata nel punto dal quale il sistema di controllo acquisisce le misure utilizzate per le regolazioni;
- la potenza reattiva e la tensione possono essere misurate ai capi del sistema di accumulo riportando le misure al Punto di Connessione, ipotizzando che la rimanente porzione dell'Impianto Ospitante non sia alimentata. In questo caso il Titolare deve fornire il metodo di calcolo utilizzato.

In generale le grandezze rilevate devono essere riportate alle condizioni ISO standard⁴⁴, considerando ad esempio la dipendenza in funzione della temperatura ambiente (rif. 25°C).

12.1. Prove comuni ai gruppi di generazione

Con riferimento all'Allegato A.18 ed al nome delle prove ivi indicate, è richiesta l'esecuzione delle prove riportate nella Tabella 8. La tabella riporta inoltre alcune precisazioni sulle modalità di esecuzione. I criteri di accettazione di ciascuna prova fanno riferimento alle prestazioni richieste nel presente documento.

⁴⁴ Conformemente alla normativa CEI EN IEC 62933-2-1

<u>Prova</u>	<u>Riferimento A.18</u>	<u>Precisazioni</u>
PPM-AVV	Par. 15.1	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La prova deve prevedere anche la simulazione delle seguenti condizioni di rete pre-connessione: • Set-point di potenza in scarica, tensione nominale al PdC e frequenza pari a 51,5 – 50,21 – 50 – 49,79 – 47,5 Hz; • Set-point di potenza in carica, tensione nominale al PdC e frequenza pari a 47,5 – 49,79 – 50 – 50,21 – 51,5 Hz. Per impianti di accumulo integrati in Impianti Ospitanti è prevista l'apertura dell'interruttore dell'intero impianto, qualora ciò sia tecnicamente impraticabile è ammessa l'apertura dell'interruttore del solo Impianto di Accumulo. Per verificare la corretta implementazione del requisito di cui al par. 8.1.1 (Limiti di rampa) durante la presa di carico post-sincronizzazione, deve essere temporaneamente impostata una limitazione del gradiente del set-point di carico pari a 20%/min di Pn.
PPM-FMIS	Par. 16.1	Nessuna.
PSET	Par. 9.2	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La prova dovrà prevedere l'Impianto di Accumulo un'escursione del set-point di potenza da un valore nullo fino ad un valore pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo, prima con l'impianto in carica e poi in scarica. La prova dovrà essere ripetuta per i seguenti valori di SOC: 20%-50%-80%. Per verificare la corretta implementazione del requisito di cui al par. 8.1.1 (Limiti di rampa), deve essere temporaneamente impostata una limitazione del gradiente del set-point di carico pari a 20%/min di Pn.
PMAX	Par. 9.8	La prova deve essere eseguita sia in massimo assorbimento che in massima produzione⁴⁵. In entrambi i casi, la prova deve essere eseguita a partire da un valore di SOC pari a 50%. I risultati devono essere valutati tenendo in considerazione le condizioni ambientali al momento della prova.
PPM-FSMLFSM	Par. 16.3	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La prova deve essere eseguita con l'impianto in carica e set-point di potenza pari al 50% della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo; la prova deve poi essere ripetuta con l'impianto in scarica (e sempre con set-point di potenza pari al 50% della potenza nominale dell'Impianto di Accumulo).
PPM-ILF	Par. 16.4	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%.

⁴⁵ Per gli impianti che dispongono di inverter con funzione di sovraccaricabilità di breve durata, la potenza massima di set-point si intende la massima potenza esclusa tale funzionalità di sovraccarico.

PPM-LIMQ	Par. 17.1	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 20%. La prova deve essere eseguita con la regolazione di potenza reattiva in modalità RegQ di cui al par. 8.4.2.2. La sequenza di variazione del set-point di potenza reattiva deve essere eseguita con i seguenti livelli di potenza attiva: - carica al 100% della potenza nominale dell’Impianto di Accumulo; - scambio nullo; - scarica al 100% della potenza nominale dell’Impianto di Accumulo.
PPM-V	Par. 17.2	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La prova deve essere eseguita con la regolazione di tensione ad anello aperto in modalità Q(ΔV) di cui al par. 8.4.2.1.
STAV	Par. 10.1	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La prova deve essere eseguita sia con la regolazione di tensione in modalità veloce ad anello chiuso (RegV fast) di cui al par.8.4.2.4, sia con la regolazione di tensione in modalità lenta ad anello chiuso (RegV slow) di cui al par. 8.4.2.5.
DINV	Par. 10.3	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La prova deve essere eseguita sia con la regolazione di tensione in modalità veloce ad anello chiuso (RegV fast) di cui al par.8.4.2.4, sia con la regolazione di tensione in modalità lenta ad anello chiuso (RegV slow) di cui al par. 8.4.2.5.
PPM-ARM	Par. 18.1	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%. La misura deve essere effettuata al Punto di Connessione. La prova deve essere ripetuta per i seguenti valori del set-point di potenza: • Impianto in scarica e set-point pari al 100% della potenza nominale, • Impianto in scarica e set-point pari al 50% della potenza nominale, • Impianto a scambio nullo al PdC, • Impianto in carica e set-point pari al 100% della potenza nominale, • Impianto in carica e set-point pari al 50% della potenza nominale.
PPM-DIS	Par. 19.1	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%.

Tabella 8 – Prove di conformità e relative precisazioni

Oltre alle grandezze elencate in ciascun paragrafo dell’Allegato [A.18], durante l’esecuzione di tali prove devono essere registrate le seguenti grandezze relative all’Impianto di Accumulo:

- valore percentuale dello stato di carica
- riferimento di potenza
- potenza assorbita dagli ausiliari

- grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell'impianto di accumulo (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella, ...).

12.2. Prove specifiche ai sistemi di accumulo

12.2.1. Inversione rapida di potenza (ACC-INVP)

Lo scopo di questa prova è quello di verificare la funzionalità di inversione della potenza dell'Impianto di Accumulo di cui al par. 8.7.

12.2.1.1. Condizioni di prova

Per l'esecuzione della prova è richiesto che l'Impianto di Accumulo sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- set-point iniziale di potenza per uno scambio nullo al PdC,
- SOC iniziale pari a circa 50%,
- eventuali altre regolazioni (FSM, LFSM-O, LFSM-U, secondaria, ...) escluse.

12.2.1.2. Metodo di prova

Ove applicabile, per l'esecuzione della prova si richiede l'utilizzo dei segnali scambiati con il Gestore attraverso l'apparato UPDM. Qualora possibile, il segnale di comando sarà inviato direttamente dal centro di controllo del Gestore (implementazione remota), viceversa il segnale di comando può essere simulato in locale (implementazione locale) sostituendosi all'uscita dell'UPDM che comanda il sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo.

Dalla situazione riportata nelle condizioni di prova, il test consiste nel fornire al sistema di controllo i comandi di massima produzione (potenza massima di scarica), massimo assorbimento (potenza massima di carica) ed azzeramento della potenza attiva secondo la sequenza riportata in Fig. 16.

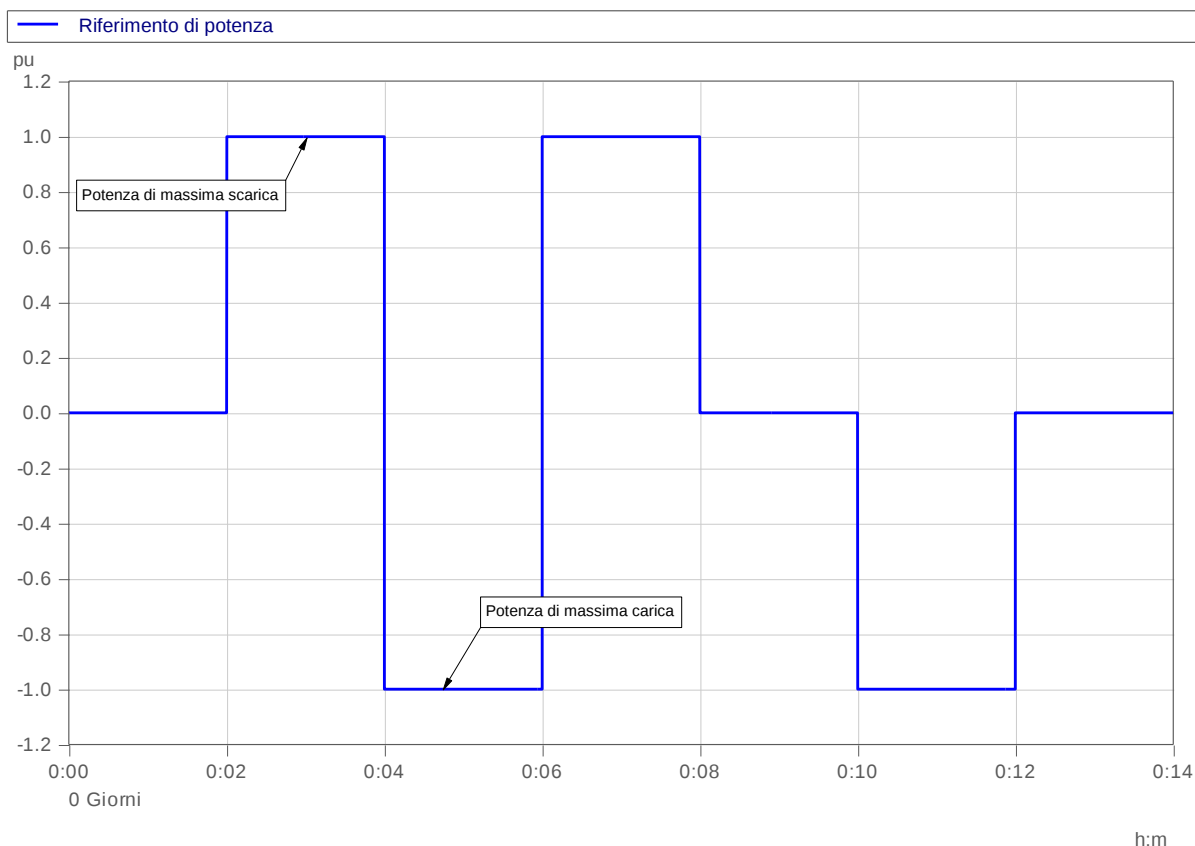


Fig. 16 – Variazione del set-point di potenza per la prova di inversione di potenza

12.2.1.3. Grandezze da registrare

Durante la prova devono essere registrate le grandezze elettriche al Punto di Connessione dell'Impianto di Accumulo (tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva) e lo stato di carica.

Devono inoltre essere registrati i segnali UPDM, il riferimento di potenza del sistema di controllo, la potenza assorbita dagli ausiliari dell'Impianto di Accumulo e tutte le grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell'impianto (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella, ...).

12.2.1.4. Processamento dei dati registrati

In un grafico devono essere riportati gli andamenti nel tempo del riferimento di potenza e della potenza attiva scambiata al PdC. Dalle misure devono essere rilevati i valori massimi di potenza di carica e di scarica.

Il riferimento e la misura di potenza devono essere utilizzati per determinare i tempi di reazione, di salita, di risposta e di assestamento del sistema di controllo della potenza.

Dalle misure di potenza attiva si devono inoltre determinare i tempi di inversione della potenza nei casi di passaggio per lo zero dalla potenza massima di scarica alla potenza massima di carica e viceversa.

12.2.1.5. Criteri di valutazione del risultato

L'esito della prova è da considerare positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- Le variazioni di set-point non provocano oscillazioni di potenza non smorzate;
- I tempi di risposta e di inversione sono inferiori o uguali alla prescrizione del presente allegato;

- I valori delle potenze massime di carica e di scarica sono conformi a quanto dichiarato dal Titolare dell’Impianto di Accumulo.

12.2.2. Valutazione della capacità utile (ACC-DIM)

La prova ha lo scopo di verificare che la capacità utile dell’Impianto di Accumulo sia conforme al valore dichiarato dal Titolare dell’Impianto di Accumulo.

12.2.2.1. Condizioni di prova

Per l’esecuzione della prova è richiesto che l’Impianto di Accumulo sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- set-point iniziale di potenza a scambio nullo al PdC;
- SOC iniziale pari a 0%;
- eventuali altre regolazioni (FSM, LFSM-O, LFSM-U, secondaria, ...) escluse.

12.2.2.2. Metodo di prova

Dalle condizioni di prova descritte sopra, il test consiste nell’eseguire le seguenti operazioni:

- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell’Impianto di Accumulo ed attendere che l’impianto abbia raggiunto un SOC del 100%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed attendere circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell’Impianto di Accumulo ed attendere che l’impianto abbia raggiunto un SOC nullo.

Fig. 17 rappresenta un esempio di svolgimento della prova, gli andamenti dello stato di carica in essa riportati sono indicativi e hanno scopo solamente esemplificativo.

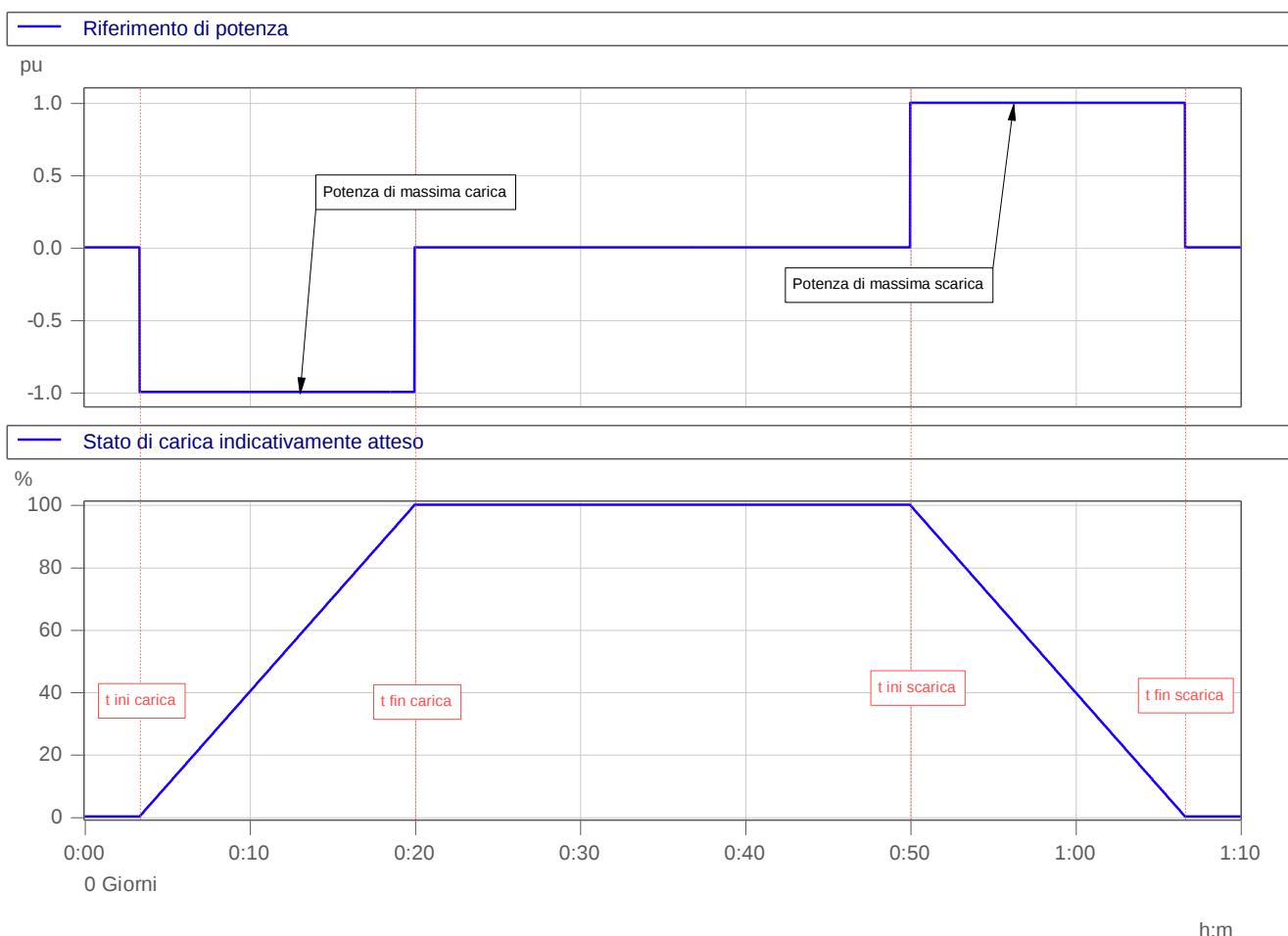


Fig. 17 – Andamento indicativo atteso per la prova per la valutazione della capacità utile

12.2.2.3. Grandezze da registrare

Durante la prova devono essere registrate le grandezze elettriche al punto di connessione dell’Impianto di Accumulo (tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva).

Devono inoltre essere registrati il riferimento di potenza, il valore percentuale dello stato di carica dell’Impianto di Accumulo, la potenza assorbita dagli ausiliari dell’Impianto di Accumulo e tutte le grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell’impianto (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella, temperatura ambiente...).

12.2.2.4. Processamento dei dati registrati

In un grafico devono essere riportati gli andamenti nel tempo dello stato di carica, del riferimento di potenza e della potenza attiva scambiata al PdC durante la fase di scarica.

Deve essere tracciato un grafico di tipo X-Y che riporta l’andamento delle potenze massime di carica e scarica in funzione del SOC.

Devono inoltre essere calcolati i tempi di raggiungimento del SOC massimo ($t_{fin\ carica} - t_{ini\ carica}$) e del SOC minimo ($t_{fin\ scarica} - t_{ini\ scarica}$), oltre al valore dell'energia scambiata al PdC in fase di carica (ΔE_{carica}) e in fase di scarica ($\Delta E_{scarica}$) come integrale della potenza scambiata P_{PdC} :

$$\Delta E_{carica} = \int_{t_{ini\ carica}}^{t_{fin\ carica}} P_{PdC} dt$$

$$\Delta E_{scarica} = \int_{t_{ini\ scarica}}^{t_{fin\ scarica}} P_{PdC} dt$$

Per gli Impianti di Accumulo integrati in Impianti Ospitanti per cui il punto di acquisizione della potenza attiva (P) non include il contributo di potenza assorbito dai sistemi ausiliari (P_{aux}), le energie scambiate devono essere valutate come l'integrale di $P - P_{aux}$.

12.2.2.5. Criteri di valutazione del risultato

L'esito della prova è da considerare positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- le potenze di carica e scarica sono scambiate con la rete in modo stabile;
- il valore di energia scambiata in fase di scarica al PdC ($\Delta E_{scarica}$) è superiore o uguale al CUS dichiarato dal Titolare dell'Impianto di Accumulo, tenendo in considerazione le condizioni ambientali al momento della prova.

12.2.3. Stima dell'energia residua (ACC-ERES)

La prova ha lo scopo di verificare l'accuratezza della stima dell'energia residua elaborata dal sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo.

12.2.3.1. Condizioni di prova

Per l'esecuzione della prova è richiesto che l'Impianto di Accumulo sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- set-point iniziale di potenza a scambio nullo al PdC,
- SOC iniziale pari a 100%,
- eventuali altre regolazioni (FSM, LFSM-O, LFSM-U, secondaria, ...) escluse.

12.2.3.2. Metodo di prova

Dalle condizioni di prova descritte sopra, il test consiste nell'eseguire le seguenti operazioni:

- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed attendere circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 75%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed attendere circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;
- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 50%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed attendere circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;

- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 25%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed attendere circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'Impianto di Accumulo ed attendere che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%.

Fig. 18 rappresenta un esempio di svolgimento della prova, quando il tempo di scarica dal 100% di carica è di circa due ore. Gli andamenti dello stato di carica in essa riportati sono indicativi e hanno scopo solamente esemplificativo.

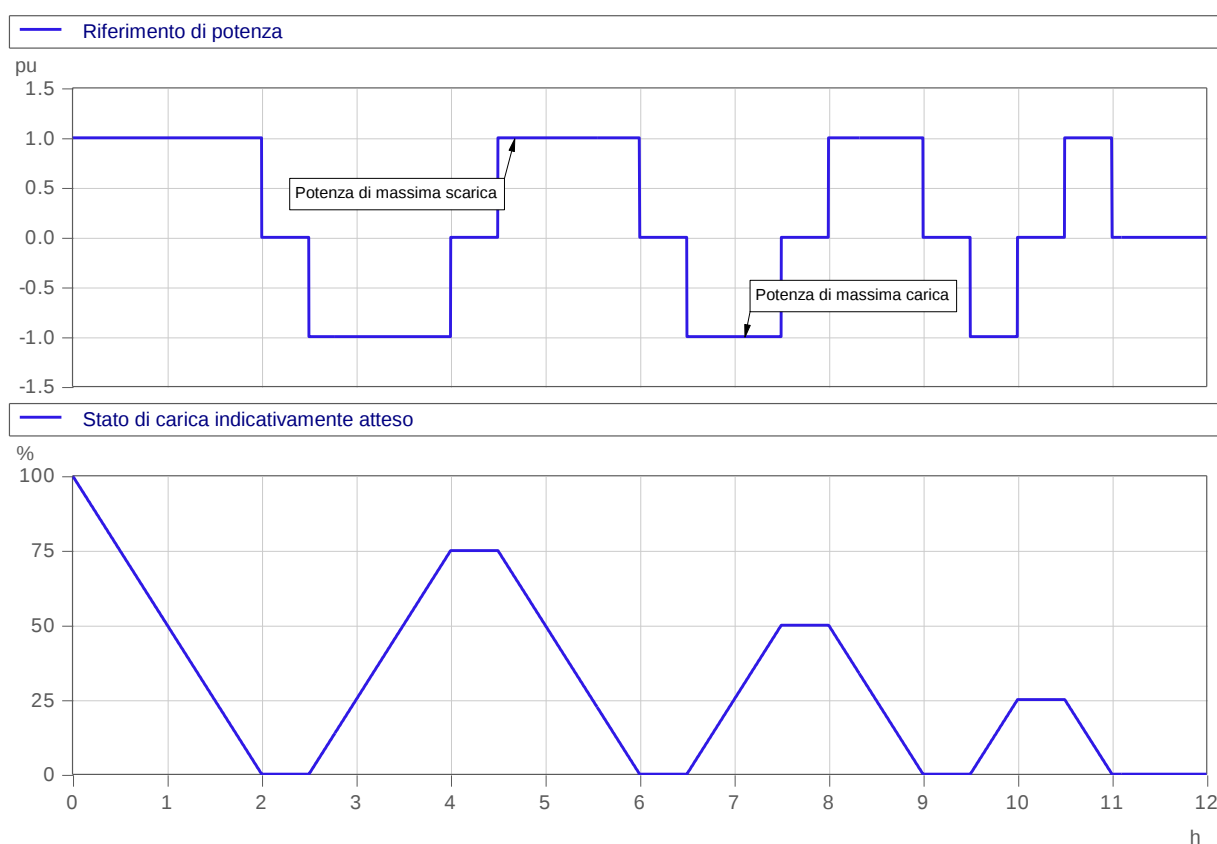


Fig. 18 – Andamento indicativo atteso per la prova di verifica della stima dell'energia residua

12.2.3.3. Grandezze da registrare

Durante la prova devono essere registrate le grandezze elettriche al PdC dell'Impianto di Accumulo (tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva).

Devono inoltre essere registrati il riferimento di potenza, il valore percentuale dello stato di carica, il valore della stima dell'energia residua dell'Impianto di Accumulo, la potenza assorbita dagli ausiliari dell'Impianto di Accumulo e tutte le grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell'impianto (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella, ...).

12.2.3.4. Processamento dei dati registrati

In un grafico devono essere riportati gli andamenti nel tempo dello stato di carica, del riferimento di potenza (così come calcolate dal sistema di controllo) e della potenza attiva scambiata al PdC durante la fase di scarica.

A partire dalla misura di potenza al PdC devono inoltre essere calcolate le energie scambiate durante ciascun processo di scarica.

In un grafico XY, per ogni processo di scarica eseguito, deve essere riportata la seguente coppia di valori:

- sulle ascisse il valore della stima dell'energia residua iniziale ΔE_{ini} fornita dal sistema di controllo dell'Impianto di Accumulo;
- sulle ordinate il valore di energia scambiata durante il relativo processo di scarica $\Delta E_{scarica}$, rispetto alle condizioni iniziali, calcolata come integrale della misura di potenza acquisita al PdC⁴⁶.

Dal grafico così costruito si deve calcolare la retta di regressione lineare dei punti misurati.

12.2.3.5. Criteri di valutazione del risultato

L'esito della prova è da considerare positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- le potenze di carica e scarica sono scambiate al PdC in modo stabile in tutte le condizioni di test;
- i valori delle energie scambiate ai diversi punti di stato di carica iniziali sono allineati alla stima dell'energia residua fornita dal sistema di controllo.

⁴⁶ Per gli Impianti di Accumulo integrati in Impianti Ospitanti per cui il punto di acquisizione della potenza attiva (P) non include il contributo di potenza assorbito dai sistemi ausiliari (P_{aux}), l'energia scambiata devono essere valutate come l'integrale di $P - P_{aux}$.

APPENDICE A - SCHEMA FUNZIONALE PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE E DI POTENZA REATTIVA

In Fig. 19 è riportato lo schema a blocchi di principio per le diverse modalità di regolazione della tensione e della potenza reattiva richieste all'Impianto di Accumulo. I set-point di potenza reattiva e di tensione devono poter essere impostati sia localmente sia trasmessi da remoto dal Gestore.

I parametri dello schema saranno ottimizzati in fase di commissioning.

Si riporta di seguito una descrizione funzionale dei principali blocchi mostrati all'interno dello schema di controllo di Fig. 19:

- WADC/POD

Segnali aggiuntivi sommati al riferimento di corrente.

Per quanto riguarda la funzionalità WADC è richiesto che l'Impianto sia predisposto per la ricezione e l'elaborazione di un segnale proveniente da un sistema esterno denominato WADC secondo lo schema.

Il POD (Power Oscillation Damping) è una funzionalità del sistema di controllo che deve essere attivabile e disattivabile da un segnale locale/remoto.

- VOLTAGE CONTROL LOOP

Anello interno di controllo della tensione che riceve il riferimento da:

○ REGV SLOW

Un setpoint di tensione remoto/locale elaborato da una funzione di trasferimento che genera un riferimento lento per l'anello di controllo della tensione. I parametri della funzione di trasferimento che introduce il ritardo desiderato devono essere configurabili. Quando questo blocco è attivato, il ballast filter è attivo.

○ REGV FAST

Setpoint di tensione Remoto/Locale che alimenta direttamente l'anello di controllo della tensione agendo come riferimento veloce.

○ OUTPUT OF REGQ

La costante di tempo di questo anello interno deve essere configurabile.

- REGQ

Anello di controllo della potenza reattiva controllato da set point locali/remoti, che fornisce un riferimento per l'anello di tensione interno. La costante di tempo di questo anello deve essere parametrizzabile.

- FIXED Q

Anello di regolazione della potenza reattiva controllato da un set point locale/remoto che agisce direttamente sull'elemento regolando, bypassando l'anello di tensione interno.

- BALLAST FILTER:

Funzionalità attiva nella modalità REGV SLOW (azione di interblocco) che rallenta l'azione del regolatore PI durante le piccole variazioni della tensione di rete. In caso di grandi eventi in tensione, il ballast filter deve essere inibito e il regolatore torna ad agire velocemente con la propria costante di tempo.

- WATCHDOG LOGIC:

Logica che serve a gestire particolari scenari come:

- Anomalia nelle telecomunicazioni;
- Valori dei set point fuori dal range di validità;
- Logiche di trigger predefinite (es. derivata della tensione, soglie)

In base a queste logiche, per evitare comportamenti indesiderati e garantire una commutazione bumpless, il dispositivo può collocarsi in diverse modalità di funzionamento (Slow o Fast). Al passaggio in una di queste modalità, in seguito all'attivazione di suddette logiche, il dispositivo acquisisce come riferimento (V_{ref}) il valore di tensione di sbarra letto all'istante del passaggio.

- **DROOP (COMPOUND):**

Valore impostabile da HMI locale o tramite telesegnale remoto.

- **SWITCH**

La posizione degli switch deve essere selezionabile da interfaccia locale o da un segnale remoto. I dettagli e il numero dei segnali/misure saranno descritti nella dedicata lista segnali.

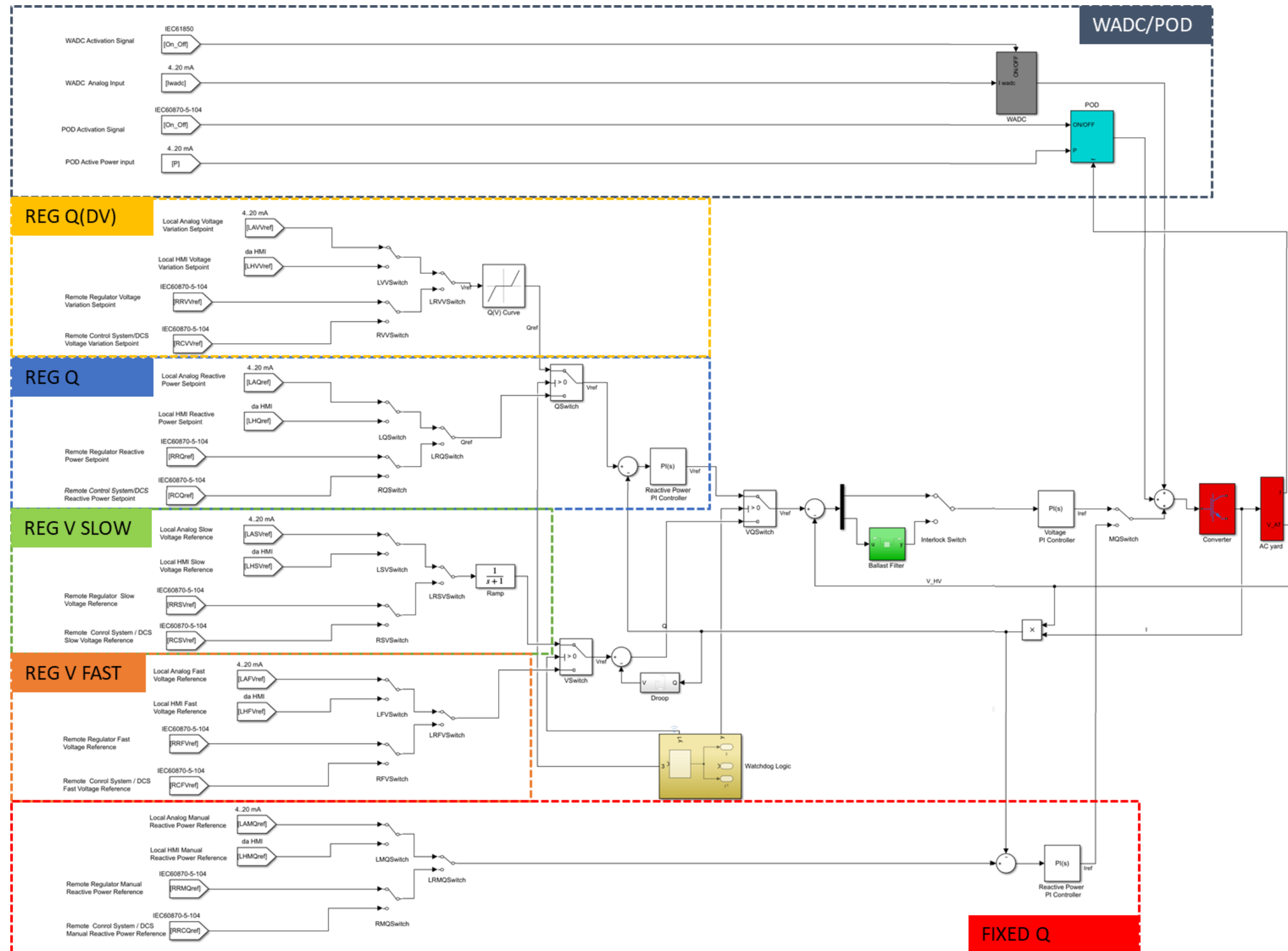


Fig. 19 - Modello a blocchi funzionale della regolazione di tensione e di potenza reattiva



**IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO
ELETTROCHIMICO**

Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT
Sistemi di protezione regolazione e controllo

Codifica

Allegato A.79

Rev. 01

23 maggio
2025

Pag. **78** di 84

APPENDICE B - SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE

La funzione di supporto alla tensione di rete può essere abilitata su richiesta del Gestore e deve essere attivata se:

- le tensioni controllate rimangono all'interno dell'area di non distacco dalla rete della funzione FRT dell'Impianto di Accumulo;
- la variazione in diminuzione o in aumento della tensione di sequenza diretta è esterna ad una banda morta regolabile.

La funzione consiste nell'erogazione sulle tre fasi di corrente di sequenza diretta sfasata in ritardo rispetto alla tensione di sequenza diretta in caso di caduta di tensione oppure in anticipo in caso di sovratensione⁴⁷. I moduli degli angoli di erogazione dovranno essere impostabili nell'intervallo minimo [30°;80°] con valore di default pari a 80°.

L'angolo regolato può discostarsi dal riferimento impostato in funzione della potenza pre-guasto scambiata con la rete.

In caso l'Impianto di Accumulo sia in grado di erogare il contributo su un range angolare più ampio, questo dovrà essere reso disponibile senza limitazioni.

La tensione controllata è quella misurata ai morsetti degli inverter degli SdA e ad essa deve essere riferita la relazione angolare della corrente.

Con riferimento ai guasti simmetrici (caratterizzati per la presenza di sole grandezze di sequenza diretta e dalla riduzione della tensione su tutte e tre le fasi), devono essere garantiti i seguenti requisiti:

1. L'erogazione o l'assorbimento della corrente reattiva devono avvenire per ogni valore della tensione di sequenza diretta fuori dalla banda morta costruita DB intorno alla tensione nominale V_n ai morsetti dell'inverter. La banda morta DB deve essere regolabile nei seguenti campi:
 - $V_{SLV} = 0,85 \div 0,60 V_n$ Valore di default: $0,85 V_n$ per condizioni di buco di tensione
 - $V_{SHV} = 1,10 \div 1,15 V_n$ Valore di default: $1,10 V_n$ per condizioni di sovratensione.
2. La corrente reattiva di sequenza diretta prodotta dall'Impianto di Accumulo ΔI_q (espressa in p.u. della corrente nominale dell'Impianto di Accumulo) deve essere proporzionale alla variazione di tensione diretta ΔV_d (espressa in p.u. della tensione nominale) secondo un coefficiente di proporzionalità K regolabile e diverso per le condizioni di UVRT e OVRT:
 - se $V_d < V_{SLV}$ $\Delta I_q = K_{LV} (V_{SLV} - V_d)$
 - se $V_{SLV} \leq V_d \leq V_{SHV}$ $\Delta I_q = 0$
 - se $V_d > V_{SHV}$ $\Delta I_q = K_{HV} (V_{SHV} - V_d)$

Nel caso di buco di tensione, la corrente I_q fornita dall'Impianto di Accumulo deve essere almeno:

- $I_q = \min (I_{q-pF} + \Delta I_q; I_n)$ nel caso in cui l'Impianto di Accumulo fornisca alla rete una corrente reattiva pre-guasto I_{q-pF}

⁴⁷ Con riferimento alla convenzione dei generatori, l'erogazione di corrente in ritardo rappresenta il comportamento di un generatore in sovraeccitazione, mentre l'erogazione di corrente in anticipo rappresenta il comportamento di un generatore in sottoeccitazione

- $I_q = \min(\Delta I_q; I_n)$ nel caso in cui l'Impianto di Accumulo assorba corrente reattiva dalla rete

Il contributo fornito dovrà comunque utilizzare tutta la capacità di sovraccaricabilità transitoria disponibile degli inverter, che, in coerenza con i tempi e le tensioni della caratteristica FRT, dovrà essere precisata per l'Impianto di Accumulo ed indicata nel RdE.

Il campo di regolazione richiesto per i due coefficienti di proporzionalità K_{LV} e K_{HV} è il seguente: $0 \div 5$.
Valori di default: 2.

3. La capacità di erogazione trova un limite nel dimensionamento in corrente dell'Impianto di Accumulo. Nel caso in cui la tensione di sequenza diretta scenda al di sotto di una soglia del $20\%V_n$ deve essere iniettata in rete la massima corrente reattiva che l'Impianto di Accumulo può erogare. L'erogazione non sarà richiesta per valori di tensione di sequenza diretta al di sotto di una soglia definita dal costruttore e comunque non superiore a $10\%V_n$.
4. Per valori della tensione di sequenza diretta inferiori al $15\% V_n$, la relazione angolare della corrente reattiva, può essere riferita alla tensione memorizzata negli istanti precedenti l'insorgenza del guasto.
5. Gli inverter devono essere in grado di fornire la corrente reattiva richiesta entro un tempo di 50 ms a partire dall'ingresso della tensione nella fascia di erogazione (tempo di risposta).
6. Data la priorità assegnata alla regolazione della potenza reattiva, la potenza attiva erogata diviene funzione della corrente reattiva richiesta e dei limiti impostati.
7. Al rientro della tensione entro i valori della banda morta DB devono essere ripristinati i valori di potenza attiva e reattiva pre-guasto con l'eventuale ritardo impostato.

In Fig. 20 si riporta un esempio di curva di erogazione di corrente reattiva.

Relativamente ai guasti dissimmetrici (caratterizzati per la presenza di grandezze di sequenza diretta e inversa o dalla riduzione della tensione in almeno una fase) si accettano soluzioni che consentano l'erogazione contemporanea di corrente di sequenza diretta e inversa con indicazione dei parametri di impostazione (coefficienti di proporzionalità e soglie di attivazione) distinti rispetto al caso di guasti simmetrici.

La funzione di sostegno alla tensione deve poter essere sia escludibile sia limitabile al solo supporto reattivo su guasti simmetrici (condizione di default).

Poiché la corrente reattiva addizionale richiesta agli inverter può determinare il raggiungimento del suo limite tecnico in corrente, durante il cortocircuito è consentito al sistema di controllo di ridurre la componente attiva della corrente in corrispondenza della crescita della componente reattiva.

Sono ammesse soluzioni diverse da quella sopradescritta purché di efficacia equivalente o superiore che il Gestore si riserva di valutare sulla base di una documentata descrizione dell'algoritmo impiegato.

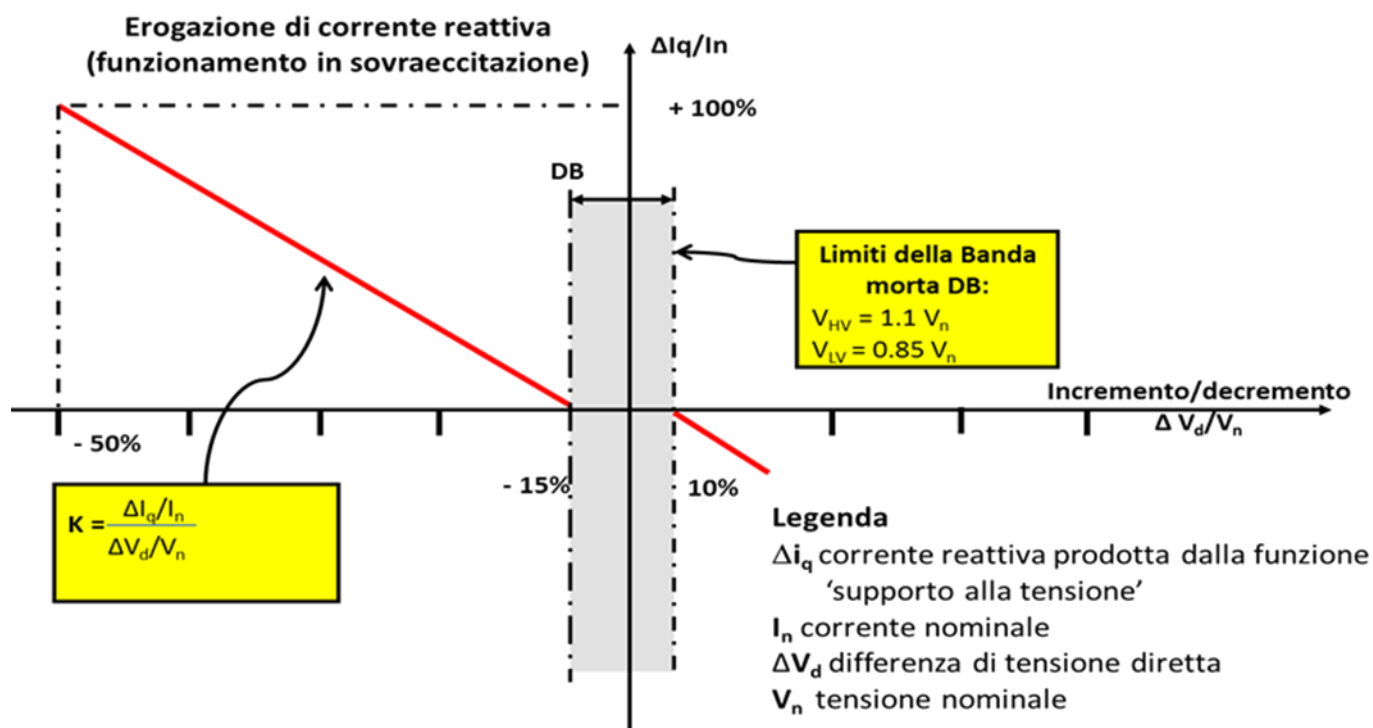


Fig. 20 – Erogazione di corrente reattiva durante i guasti

APPENDICE C - INFORMAZIONI PER TELECONTROLLO IN TEMPO REALE

In aggiunta a quanto previsto nell'Allegato A.6 del CdR, di seguito sono riepilogate le principali informazioni che devono essere scambiate ai fini del telecontrollo in tempo reale relativamente agli impianti di accumulo.

Telemisure	Potenza attiva dell'Impianto di Accumulo Riferimento di potenza dell'Impianto di Accumulo Livello percentuale della capacità energetica utile dell'Impianto di Accumulo disponibile (SOC ⁴⁸) Potenza di scarica massima dell'Impianto di Accumulo (P_{Smax}) Potenza di carica massima dell'Impianto di Accumulo (P_{Cmax}) Capacità energetica utile dell'Impianto di Accumulo disponibile in carica Capacità energetica utile dell'Impianto di Accumulo disponibile in scarica Miglior stima del tempo residuo prima del riempimento della capacità energetica utile dell'Impianto di Accumulo disponibile ⁴⁹ Miglior stima del tempo residuo prima dell'esaurimento della capacità energetica utile dell'Impianto di Accumulo disponibile ⁵⁰ Rilettura del set-point di telecontrollo della potenza attiva ricevuto da Terna
Telesegnali	Impianto di Accumulo connesso in rete Stato di attivazione della regolazione <i>Reserve Mode</i> di cui al par. 8.5.6 Stato di attivazione della regolazione ILF Anomalia set-point del telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna Stato di attivazione del telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna
Set Point	Set-point di telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna
Comandi	Comando di attivazione del telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna

Tabella 9 - Scambio informazioni per regolazione della potenza attiva e gestione della capacità energetica

⁴⁸ Espresso come:

$$\frac{\text{Capacità energetica utile dell'impianto di accumulo disponibile in carica}}{\text{Capacità energetica utile dell'impianto di accumulo disponibile in carica} + \text{Capacità energetica utile dell'impianto di accumulo disponibile in scarica}} * 100$$

⁴⁹ Valutato alla potenza di carica massima P_{Cmax} in funzione delle condizioni operative

⁵⁰ Valutato alla potenza di scarica massima P_{Smax} in funzione delle condizioni operative

Telemisure	Misura di frequenza utilizzata per la regolazione di frequenza Margine di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a salire (Mu) Margine di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a scendere (Mo) Rilettura del set-point del margine minimo di potenza a salire per l'erogazione del servizio di reg. primaria ricevuto da Terna Rilettura del set-point del margine minimo di potenza a scendere per l'erogazione del servizio di reg. primaria ricevuto da Terna Banda morta della regolazione FSM Banda impostata per la regolazione FSM in sotto-frequenza (B_{FSMu}) Banda impostata per la regolazione FSM in sovra-frequenza (B_{FSMo})
Telesegnali	Stato di attivazione del servizio di reg. primaria di frequenza
Set Point	Set-point del margine minimo di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a salire ⁵¹ Set-point del margine minimo di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a scendere ⁵²

Tabella 10 - Scambio informazioni per regolazione primaria della frequenza

Telemisure	Rilettura del set-point di tensione ricevuto da Terna Rilettura del set-point di livello di potenza reattiva ricevuto da Terna Misura di tensione utilizzata per la regolazione di tensione Capability di potenza reattiva in sovra-eccitazione Capability di potenza reattiva in sotto-eccitazione
-------------------	---

⁵¹ I setpoint si riferiscono alla funzionalità descritta al par. 8.5.2.1.

⁵² Vedi nota 51.

Telesegnali	Stato di attivazione della reg. di tensione REGQ(DV) Stato di attivazione della reg. di tensione REG V SLOW Stato di attivazione della reg. di tensione REG V FAST Stato di attivazione della reg. di potenza reattiva REG Q Stato di attivazione della reg. di potenza reattiva FIXED Q Disponibilità al servizio di reg. di tensione/potenza reattiva Anomalia set-point di tensione Anomalia set-point di livello di potenza reattiva Raggiungimento del limite superiore Raggiungimento del limite inferiore Comandi regolazione di tensione Rete isolata
Set Point	Set-point di tensione Set-point di livello di potenza reattiva
Comandi	Comando di attivazione della reg. di tensione REGQ(DV) Comando di attivazione della reg. di tensione REG V SLOW Comando di attivazione della reg. di tensione REG V FAST Comando di attivazione della reg. di potenza reattiva REG Q Comando di attivazione della reg. di potenza reattiva FIXED Q

Tabella 11 - Scambio informazioni per regolazione di tensione e potenza reattiva