

Le Norme CEI per la connessione dei sistemi di accumulo alle reti di distribuzione

Maurizio Delfanti **Davide Falabretti** *Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano*
Fabio Zanellini *Divisione Energy Management, Siemens SpA/Gruppo Sistemi di Accumulo ANIE Energia*

Introduzione

Le Norme CEI 0-16 [1] e CEI 0-21 [2], ovvero le regole tecniche che definiscono in ambito nazionale le prescrizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica in Alta, Media (CEI 0-16) e Bassa (CEI 0-21) Tensione, sono state recentemente aggiornate, al fine di ricomprendere anche gli aspetti relativi ai Sistemi di Accumulo (SdA) elettrico. Un primo aggiornamento (avvenuto a dicembre 2013) ha previsto l'introduzione nelle norme della definizione di SdA, degli schemi di connessione, nonché delle caratteristiche e posizionamento dei misuratori di energia. Nel dicembre 2014, la CEI 0-16 e la CEI 0-21 sono state quindi integrate, tramite opportune varianti [3, 4], con i servizi di rete richiesti agli storage, le prescrizioni circa le caratteristiche di capability e

(per la CEI 0-16) le modalità di prova da applicarsi per determinare la rispondenza dei SdA ai requisiti della normativa.

Tali aggiornamenti si sono resi possibili grazie al lavoro dei Comitati Tecnici in ambito CEI, con particolare riferimento al CT 316 "Connessione alle reti elettriche di distribuzione Alta, Media e Bassa Tensione", il Comitato Tecnico avente in capo lo sviluppo delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 (*Regole Tecniche di Connessione*, RTC). Per quanto concerne gli aspetti delle RTC che riguardano i SdA, il CT 316 ha ritenuto opportuno demandarne la definizione a un Gruppo di Lavoro Congiunto, composto sia da membri del CT 316 che del CT 120 "Sistemi di accumulo di energia", ovvero il Comitato Tecnico che opera a livello nazionale come interfaccia verso il TC 120 "*Electrical Energy Storage (EES) Systems*", di recente attivazione in ambito IEC.

Gli sviluppi delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 hanno completato il quadro normativo relativo

ai SdA, consentendo, insieme alle delibere dell'Autorità (Delibere 574/2014/R/eel [5] e 642/2014/R/eel [6]), una piena definizione del quadro tecnico-regolatorio in tema di storage. La Delibera 642/2014/R/eel, pubblicata anch'essa a dicembre 2014, ha prescritto l'applicazione dei requisiti tecnici definiti nelle RTC ai SdA per i quali è stata presentata richiesta di connessione alla rete a partire dal 21 novembre 2014.

L'aggiornamento delle RTC ha previsto in primis l'introduzione della definizione di Sistema di Accumulo. Ai sensi delle norme, un SdA è un *“Insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione. Il sistema di accumulo (Energy Storage System, ESS) può essere integrato o meno con un generatore/impianto di produzione (se presente). In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente”*.

Nella definizione ci si riferisce ad un sistema perché l'apparecchiatura comprende, oltre agli accumulatori (batterie), un insieme di dispositivi con relative logiche di gestione e controllo, quali appunto il convertitore di accoppiamento alla rete e/o il BMS.

Non rientrano invece nella definizione di SdA di cui alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 i sistemi che entrano in funzione solo al mancare della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà dell'utente, come gli UPS (*Uninterruptible Power Supply*) o CPS (*Central Power Supply*), rispettivamente conformi alle Norme EN 62040 e EN 50171.

Inoltre, si segnala per completezza che, benché esistano anche altre tipologie di SdA oltre a quello elettrochimico (per esempio, meccanico, termico, elettromagnetico, ecc.), le prescrizioni delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 si applicano, allo stato attuale, solo a SdA di tipo elettrochimico (batterie).

Il presente lavoro illustra i principali sviluppi delle RTC con riferimento ai SdA, a partire dagli schemi di connessione applicabili e dalle caratteristiche dei misuratori, per poi trattare i servizi richiesti allo storage a supporto del sistema

elettrico, nonché le prove da svolgere per comprovare il soddisfacimento dei requisiti normativi da parte dei costruttori.

Gli schemi di connessione alla rete e di misura

Le Regole Tecniche di Connessione, CEI 0-16 e CEI 0-21, stabiliscono gli schemi da adottare per la connessione del SdA all'interno dell'impianto dell'utente, sia esso un utente attivo, che sceglie di dotarsi di un SdA per massimizzare i profitti derivanti dalla produzione locale (massimizzando l'autoconsumo), o anche un utente passivo, che ad esempio installa un SdA per particolari esigenze di continuità, ma desidera avere anche dei benefici in bolletta (limitando i picchi di potenza e quindi la potenza impegnata).

Per ogni schema di connessione ammissibile, le norme prescrivono anche le caratteristiche del sistema di misura necessario al corretto trattamento dei flussi di potenza introdotti dall'accumulo, nonché al posizionamento dei sistemi di protezione.

Ai sensi delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, un SdA può essere installato:

- nella parte di impianto in corrente continua (vedi di seguito il primo sottoparagrafo);
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione del generatore (vedi di seguito il secondo sottoparagrafo);
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione del generatore (vedi di seguito il terzo sottoparagrafo);
- presso un utente passivo (vedi di seguito il quarto sottoparagrafo).

Non esiste uno schema di connessione del SdA a priori più conveniente per l'utente: ogni configurazione ha determinati vantaggi e svantaggi, per cui la modalità di connessione da adottare cambia di volta in volta in funzione delle specifiche esigenze dell'utilizzatore.

Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente continua

Una prima modalità di installazione dell'accumulo prevede la sua connessione nella parte di impianto in corrente continua (**figura 1**). In questa configurazione, lo storage condivide con il generatore (tipicamente fotovoltaico) il convertitore c.a./c.c. e il trasformatore MT/BT

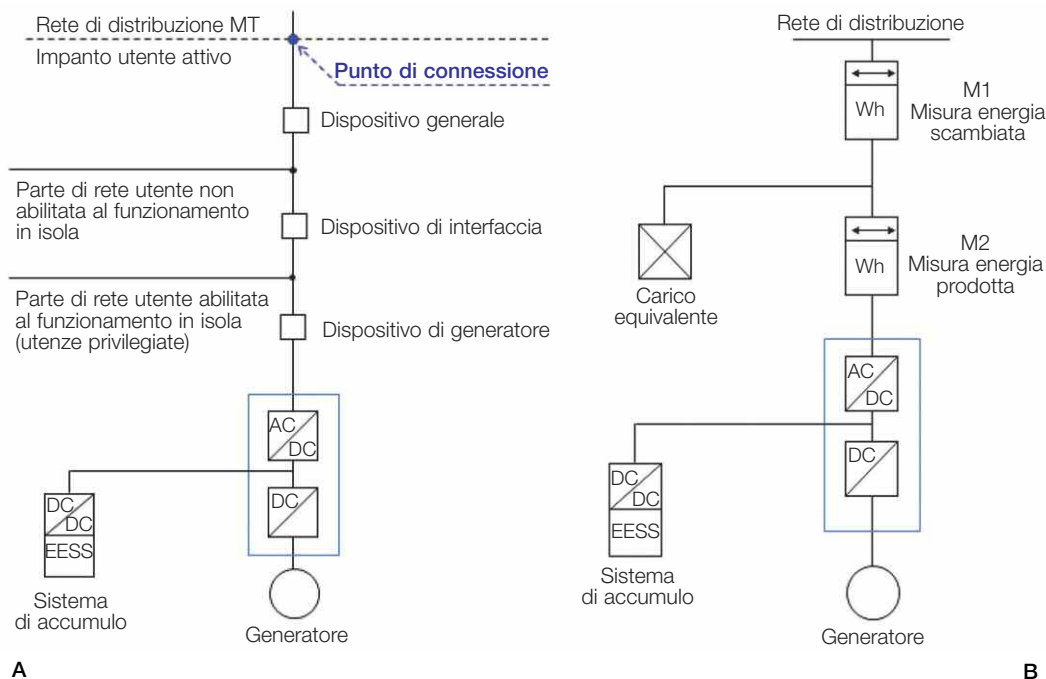


Figura 1
SdA posizionato nella parte d'impianto in corrente continua:
A Schema di connessione e dispositivi di protezione,
B Misuratori.

(se si tratta di connessione MT) di accoppiamento alla rete. Solitamente gli accumulatori (le batterie) sono connesse al bus in c.c. per mezzo di un ulteriore convertitore (c.c./c.c.), necessario a disaccoppiare il comportamento dello storage (carica/scarica) dal MPPT del generatore fotovoltaico.

Questa configurazione rappresenta molto spesso la soluzione ideale quando il SdA è installato in impianti di nuova realizzazione, in quanto consente generalmente di conseguire un rendimento ottimale del sistema complessivo: l'energia prodotta dal generatore può essere immagazzinata direttamente nel SdA, senza transitare sul lato in c.a. dell'impianto. Al contrario, se il SdA fosse connesso in c.a. (si vedano a tal proposito i paragrafi successivi), l'immagazzinamento nel SdA dell'energia prodotta richiederebbe di operare su di essa una doppia conversione (c.c./c.a. nell'inverter del generatore e, successivamente, c.a./c.c. nel convertitore del SdA).

Il convertitore c.a./c.c. del SdA e generatore può essere bidirezionale o monodirezionale: nel primo caso, il SdA per ricaricarsi può immagazzinare sia l'energia prodotta dal generatore sia prelevarla dalla rete; nel secondo caso, la carica può avvenire unicamente mediante la produzione locale (il sistema SdA + generatore + convertitore è visto complessivamente dalla rete come un generatore equivalente).

Al fine di gestire correttamente i flussi di po-

tenza introdotti in rete dall'accumulo, il contatore di produzione M2 (**figura 1 B**; normalmente monodirezionale) deve essere di tipo bidirezionale. Tale requisito si applica indipendentemente dall'accesso o meno a regimi di incentivazione, e/o al meccanismo di incentivazione prescelto. Infatti, l'accumulo può consentire di prelevare energia dalla rete (che non sarebbe rilevata dal contatore M2 monodirezionale) e reimmetterla in rete come produzione locale.

Nella configurazione con SdA connesso nella parte di impianto in c.c., SdA e generatore si comportano ai fini della rete come un unico sistema, per cui condividono sia il dispositivo di generatore che il Dispositivo Di Interfaccia (**figura 1 A**; DDI). Ciò comporta che, ad esempio, il distacco del generatore (fotovoltaico) ai sensi delle prescrizioni dell'Allegato A.72 al Codice di Rete di Terna [7] determini anche il distacco del SdA, pur non essendo questo direttamente soggetto agli obblighi di partecipazione ai piani di difesa previsti per gli impianti da fonti rinnovabili non programmabili. La separazione del SdA dalla rete congiuntamente al generatore fotovoltaico ha il vantaggio di consentire il funzionamento in isola dell'impianto di generazione durante il periodo di distacco, scongiurando, almeno in parte, la mancata produzione a cui risulterebbe soggetto l'utente.

Per completezza, si segnala che con questa modalità di inserzione le perdite di energia che hanno luogo all'interno del SdA non risultano

incentivate (ad essere incentivata è infatti l'energia transitante nel misuratore M2, già al netto delle perdite nel SdA).

Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione

Una modalità di inserzione alternativa prevede che il SdA sia connesso sul lato in corrente alternata dell'impianto dell'utente. La connessione può avvenire a valle o a monte del contatore di produzione M2. La trattazione di cui al presente sottoparagrafo si riferisce al caso di SdA sul lato in c.a. a valle del contatore M2 (**figura 2**), mentre il caso di SdA a monte del contatore M2 è trattato al successivo sottoparagrafo.

Il presente schema di connessione è ideale quando l'accumulo è installato all'interno di un impianto esistente, in quanto non necessita di intervenire sul generatore. Rispetto alla configurazione con SdA integrato (vedi il primo sottoparagrafo), ha tuttavia lo svantaggio di richiedere la duplicazione di alcuni apparati (per esempio, il convertitore c.a./c.c.) e di comportare un rendimento complessivamente inferiore, per via del doppio stadio di conversione.

Per quanto concerne i misuratori, si applicano le medesime prescrizioni di cui al sottoparagrafo precedente (entrambi i casi trattano infatti di SdA lato produzione, come

ma di connessione è necessaria l'installazione di un contatore M2 di tipo bidirezionale.

Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione

Il SdA, connesso sul lato in c.a. dell'impianto dell'utente (con un convertitore c.a. dedicato, integrato nel sistema di storage), può essere ubicato anche a monte del contatore di produzione M2; ai sensi della Del. 574/2014/R/eel, si parla quindi di SdA post produzione (**figura 3**).

In questo scenario, in relazione al posizionamento del SdA e dei dispositivi di protezione all'interno dell'impianto, si possono distinguere due possibilità:

1. il SdA ed il generatore sono sottesi al medesimo DDI (**figura 3 A**);
2. il SdA ed il generatore afferiscono a due DDI distinti (**figura 3 B**).

Nella prima fattispecie, essendo il distacco del generatore e del SdA dalla rete attuato dallo stesso DDI, accade che, come per i SdA lato produzione (trattati nel primo e secondo sottoparagrafo), nell'evenienza di attuazione dei piani di difesa di Tema mediante l'invio del comando di apertura al DDI dell'impianto di produzione fotovoltaico (o eolico), il SdA è anch'esso distaccato. Sempre in analogia con gli schemi di connessione precedenti, anche nella configurazione di **figura 3 A**, in caso di mancanza della

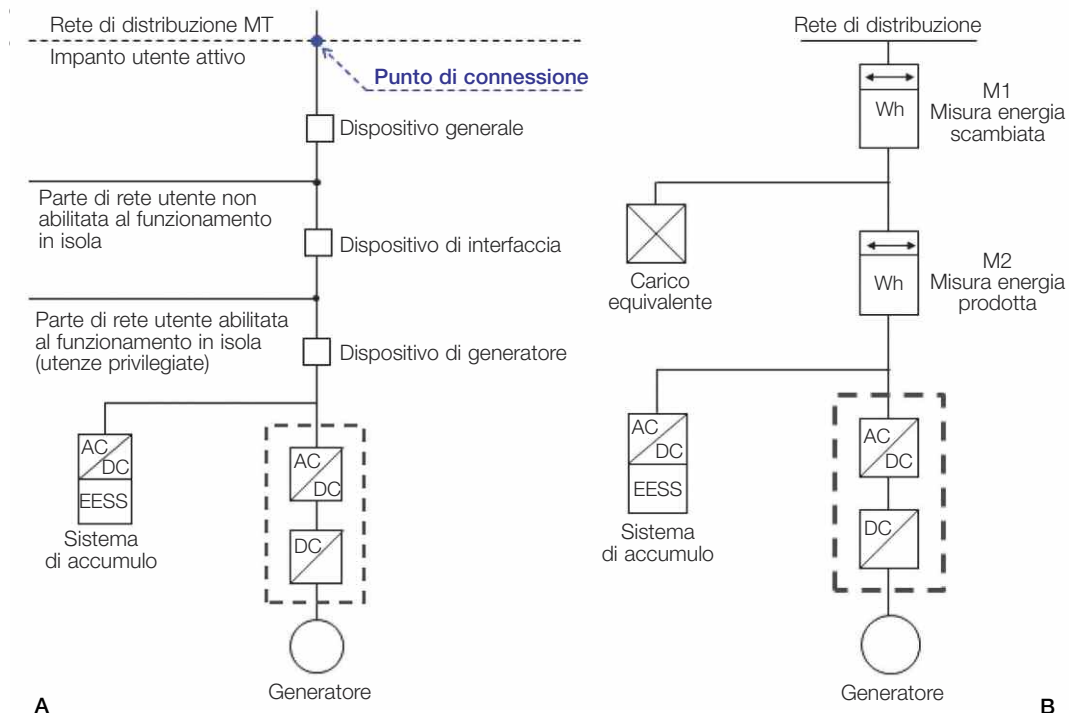


Figura 2 SdA posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione: **A** Schema di connessione e dispositivi di protezione, **B** Misuratori.

rete, entrambi gli apparati (GD e SdA) possono sostenere congiuntamente le utenze privilegiate presenti in impianto. In questa configurazione, è possibile introdurre un DDI addizionale (indicato con il tratteggio nella **figura 3 A**) qualora l'utente necessiti di gestire separatamente il SdA dal generatore durante il funzionamento in isola. In questo caso, il DDI addizionale deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia.

Nella seconda fattispecie (**figura 3 B**; SdA e generatore afferenti a DDI distinti), la disconnessione dalla rete ad opera dei DDI determina anche la separazione funzionale del SdA dal generatore; i due sistemi possono dunque essere gestiti con logiche disgiunte (per esempio,

impiegando il solo generatore o il solo SdA per l'alimentazione delle utenze privilegiate).

Con questo schema di connessione (che risponde di fatto alla definizione di Sistema di Accumulo post produzione fornita dalla Del. 574/2014/R/eel), la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dal SdA, per mezzo di un contatore bidirezionale aggiuntivo (contatore M3 nella **figura 3 C**), è necessaria solo per impianti incentivati con tariffe onnicomprensive (5° Conto Energia) e/o che beneficiano dei prezzi mini-mi garantiti. Per impianti che non accedono a meccanismi di incentivazione o sono incentivati sulla base dell'energia elettrica prodotta (dal 2° al 4° Conto Energia) la misura dell'energia scambiata dall'accumulo non è invece richiesta.

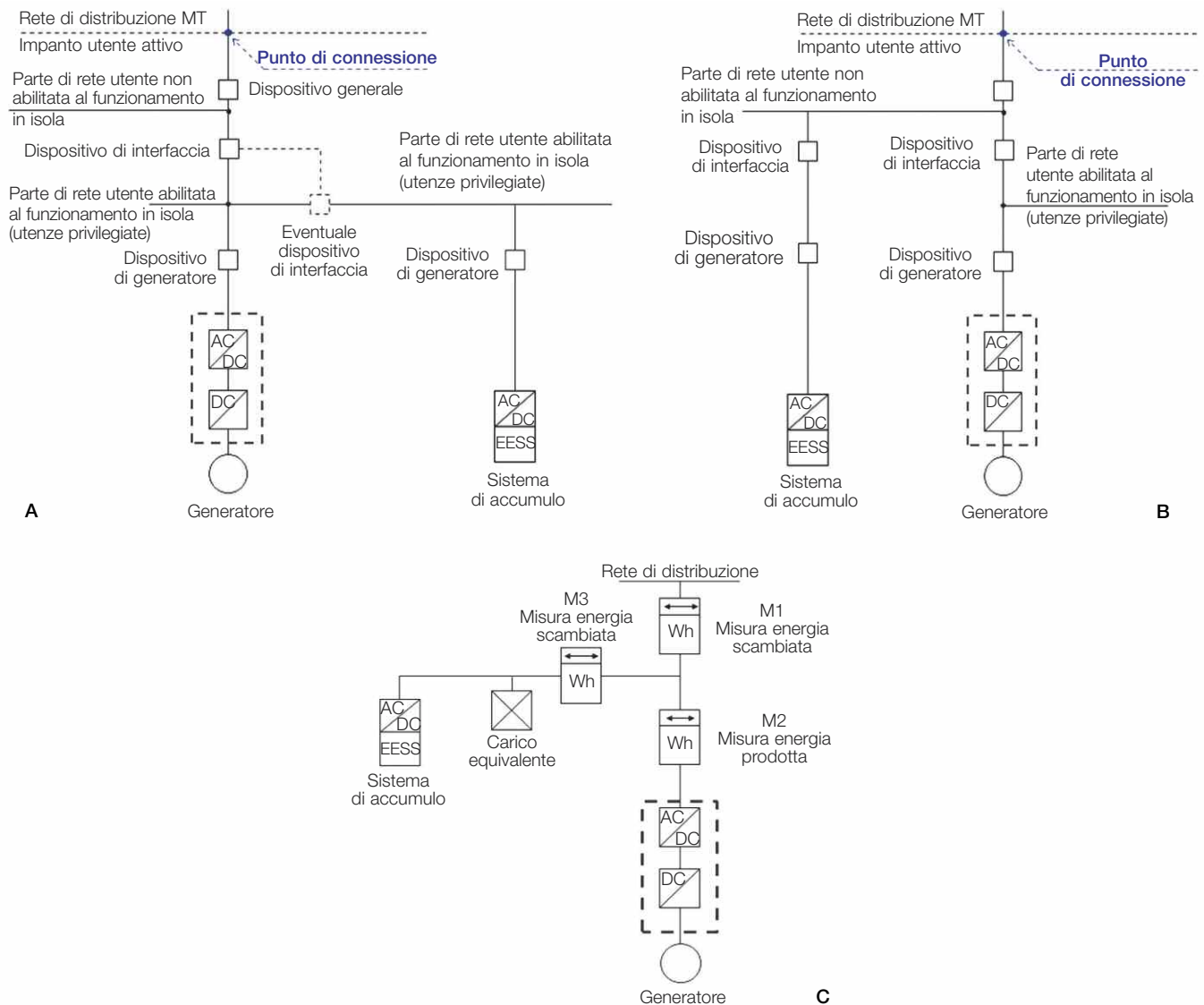
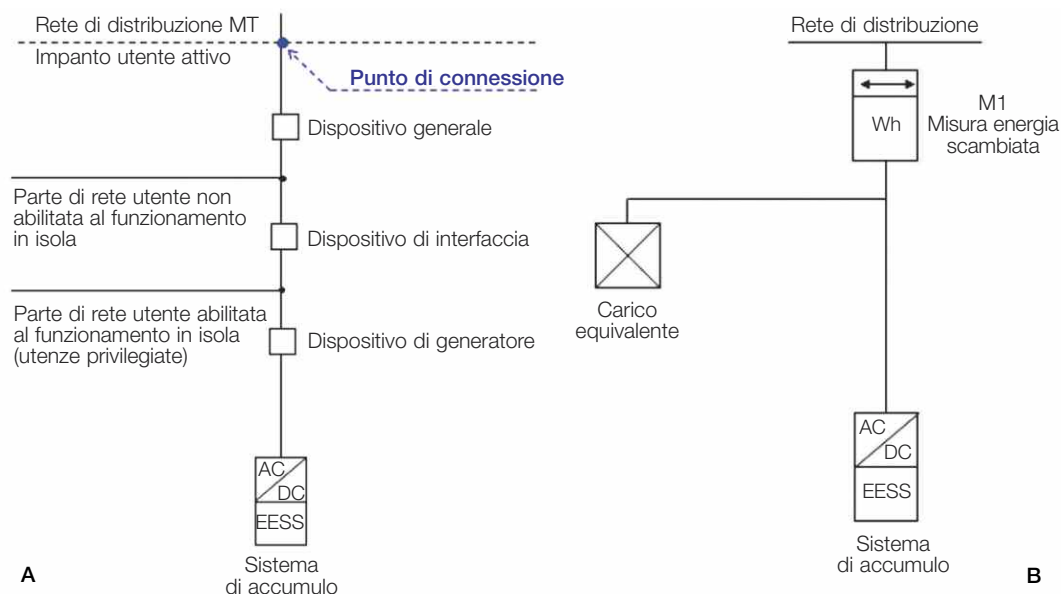


Figura 3 SdA posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione: **A-B** Schemi di connessione e dispositivi di protezione, **C** Misuratori.

Figura 4 SdA installato presso un utente passivo:
A Schema di connessione e dispositivi di protezione,
B Misuratori.



Sistema di Accumulo connesso presso Utenti Passivi

Il SdA può essere installato anche presso utenti privi di impianti di generazione (utenti passivi). Lo schema impiantistico relativo a que-sta configurazione è riportato nella **figura 4 A**. È bene tener presente che, all'atto dell'installazio-ne del SdA (se avente potenza nominale mag-giore o uguale a 1 kW in Bassa Tensione oppu-re maggiore di 10 kW in Media Tensione), l'u-tente passivo diviene a tutti gli effetti attivo, per cui è necessario che esso si doti di tutti gli accor-gimenti tecnici richiesti d alla normativa a tale tipologia di utenti (quali il DDI e il dispositivo di generatore).

I servizi di rete richiesti ai sistemi di accumulo

Le varianti delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 pubblicate a dicembre 2014 hanno introdotto ul-teriori prescrizioni per i SdA, affinché contribui-sciano alla sicurezza e gestione del sistema elet-trico nazionale. I requisiti introdotti sono simili a quelli relativi alla generazione distribuita (in particolare a quella caratterizzata da generatori co-siddetti statici) e si riferiscono a tutte le fasi di funzionamento del SdA dall'avviamento, sincronizzazione e presa di carico al funzionamento con-tinuativo in parallelo alla rete (campo di funzio-namento, curva di capability), fino all'esercizio in tempo reale (servizi di rete). I servizi di rete attualmente richiesti ai SdA sono i seguenti:

- Insensibilità alle variazioni di tensione;

- Regolazione della potenza attiva:

- Limitazione della potenza attiva per valo-ri di tensione prossimi al 110% di U_n ;
- Condizioni di funzionamento in sovra(sotto)frequenza: in particolare il SdA dovrà essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di scarica (carica) in corso e attuare, com-patibilmente con lo stato di carica del sistema, un assorbimento di potenza attiva;

- Partecipazione al controllo della tensione;

- Sostegno alla tensione d urante un cortocir-cuito (prescrizione presente solo nella Norma CEI 0-16 e attualmente allo studio).

Il criterio generale seguito per la redazione di questa parte normativa è consistito nel basarsi sulle prescrizioni già valide per la tipologia di generatore/convertitore che lo stesso SdA utilizza per la connessione alla rete: nel caso quindi di SdA elettrochimici che utilizzino o condivi-dano inverter/convertitori per il parallelo alla rete di distribuzione, il punto di partenza ha riguardato i requisiti normativi già previsti per i generatori statici.

Un ulteriore chiarimento riguarda la coesi-tenza dei SdA con altri generatori di qualsiasi tipo in ordine all'erogazione dei servizi di rete: in questo caso il SdA è da considerarsi come generatore singolo, pertanto la potenza nomi-nale dell'impianto di generazione è pari alla somma dei generatori e/o SdA installati (per esempio, nel caso di un impianto fotovoltaico da 200 kW e di un SdA da 200 kW, collegati sul lato in alternata, la potenza di riferimento da considerare è pari a 400 kW). Tuttavia, nel caso in cui l'accumulo condivide il bus in c.c. di un

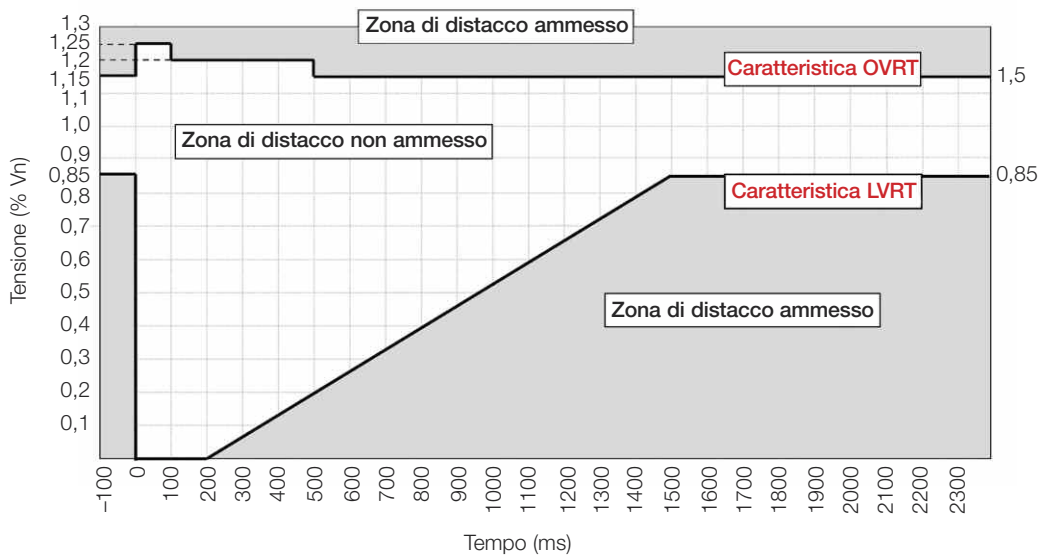


Figura 5 Caratteristiche LVRT e OVRT per generatori statici (Norma CEI 0-16).

inverter o convertitore bidirezionale con altri generatori (per esempio fotovoltaici), l'insieme di SdA e generatore viene trattato come un unico generatore e la potenza nominale da considerare è quella nominale dell'inverter o convertitore bidirezionale (per esempio, nel caso di impianto fotovoltaico da 200 kW con SdA da 200 kW, collegati sul bus in c.c. di un unico inverter o convertitore da 200 kVA, la potenza da considerare è quest'ultima).

Insensibilità alle variazioni di tensione

Con riferimento al primo punto, i requisiti funzionali richiedono che il SdA sia capace di non scollegarsi dalla rete a seguito di variazioni di tensione conseguenti a guasti (con terminologia inglese *Fault Ride Through* o FRT), sia che si tratti di buchi di tensione conseguenti a corto circuiti (*Low Voltage RT* o LVRT) che di sovratensioni derivanti dalle manovre di eliminazione dei guasti in rete (*Over Voltage RT* o OVRT), secondo quanto rappresentato nella **figura 5**, valida per la Norma CEI 0-16:

- nella zona tratteggiata e lungo i punti della caratteristica che la delimitano, il SdA non deve disconnettersi dalla rete, mentre è consentita l'interruzione temporanea dell'erogazione di potenza attiva in condizioni preguasto;
- nella zona grigia è consentita la disconnessione del SdA dalla rete.

Regolazione della potenza attiva

Le Norme CEI 0-16 e 0-21 già prescrivono che i generatori siano in grado di variare la potenza immessa secondo vari requisiti e in maniera automatica o in risposta ad un coman-

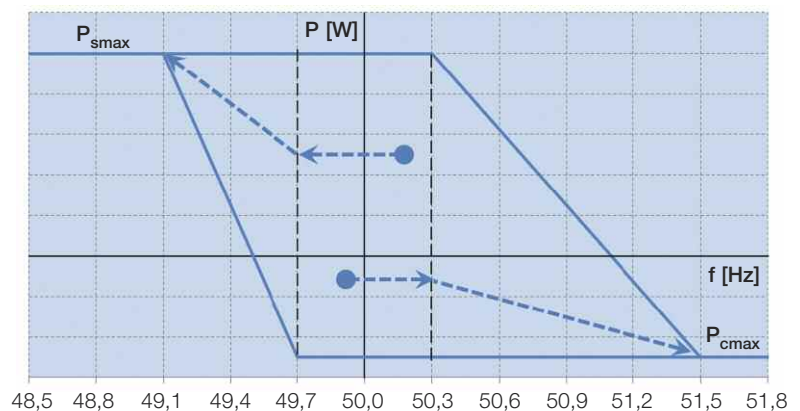


Figura 6 Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza.

do esterno proveniente dal Distributore. La prescrizione aggiuntiva generale per i SdA è che per essi sia possibile prevedere, oltre alla limitazione all'immissione di potenza attiva, anche l'assorbimento di potenza attiva dalla rete, compatibilmente con lo stato di carica.

Con riferimento alla limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n , entrambe le varianti di norma estendono al SdA le prescrizioni valide per la tipologia di generatore/convertitore che li collega alla rete, seguendo il criterio generale indicato in precedenza.

Il comportamento dei SdA durante i transitori di sotto e sovralfrequenza è rappresentato graficamente nella **figura 6**: è necessario poter impostare una soglia in sovralfrequenza e una in sottofrequenza, regolabili rispettivamente tra 50 e 52 Hz (default a 50,3 Hz) e 47 e 50 Hz

(default a 49,7 Hz). All'interno del campo di frequenza delimitato dalle due soglie non è richiesta alcuna variazione della potenza attiva scambiata dal SdA in funzione della frequenza, mentre oltre le soglie è richiesto il comportamento brevemente riassunto nel seguito. È opportuno ricordare che la funzione di regolazione in oggetto deve avere un ritardo di attivazione impostabile tra 0 e 1 s con gradini di 50 ms (default a 0 s).

Per definire i requisiti di comportamento del SdA durante i transitori di frequenza, sono state introdotte le ulteriori definizioni riportate nel seguito, relative a parametri che devono essere dichiarati a cura dell'utente tra i dati caratteristici del SdA.

- CUS (Capacità Utile del SdA): quantità di energia disponibile ai terminali del SdA tra gli stati di carica minimo e massimo del sistema stesso;
- P_{sn} (Potenza di scarica nominale): la massima potenza che il SdA può scaricare per tutta la CUS;
- P_{cn} (Potenza di carica nominale): la massima potenza che il SdA può caricare per tutta la CUS;
- P_{smax} (Potenza di scarica massima): la potenza in scarica che il SdA deve garantire all'interno del range 10% - 90% della CUS;
- P_{cmax} (Potenza di carica massima): la potenza in carica che il SdA deve garantire all'interno del range 10% - 90% della CUS;
- P_{ninv} (Potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale): la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale che collega il SdA alla rete;
- $P_{smax} \geq P_{sn}$;
- $P_{cmax} \geq P_{cn}$.

Inoltre la potenza nominale dell'inverter/convertitore è maggiore rispetto alla massima potenza di scarica e carica dell'accumulo:

- $P_{smax} \leq P_{ninv}$;
- $P_{cmax} \leq P_{ninv}$.

In funzione del superamento delle soglie di sovra e sottofrequenza e del relativo transitorio, il SdA deve evolvere dalla zona di normale funzionamento ai vertici del quadrilatero, seguendo le linee tratteggiate, che, di fatto, rappresentano lo statismo di risposta del SdA. Tale statismo può essere realizzato dal controllore del SdA in due modi alternativi:

- modo "dinamico": calcolo in tempo reale della retta passante per il punto di funzionamento del sistema a 50,3 Hz o a 49,7 Hz (o altri valori di default impostati nel SdA) e i punti limite a P_{cmax} o P_{smax} ;

- modo "discreto": programmazione a priori di una famiglia di curve (non inferiori a 10) tra i punti di funzionamento a 50,3 o 49,7 Hz (o altri valori di default impostati nel SdA) e i punti limite a P_{cmax} o P_{smax} . Il controllore, al raggiungimento delle soglie di frequenza impostate, sceglie la curva di regolazione di potenza immediatamente inferiore o superiore a quella di funzionamento.

Nel caso il SdA stia lavorando in sovraccarico (oltre quindi P_{cmax} e P_{smax}), esso dovrà innanzitutto portarsi in un punto di funzionamento normale (punto del quadrilatero più vicino) e da lì evolvere verso i vertici del quadrilatero.

Al rientro dal transitorio di sovra o sottofrequenza, il SdA torna nelle condizioni normali mantenendo però la medesima potenza (in carica o in scarica) fino al raggiungimento della frequenza di 50 Hz, in maniera simile all'isteresi richiesta ai generatori fotovoltaici. In altri termini, al ritorno della frequenza nella banda $50 \pm 0,1$ Hz (regolazione di default) per un tempo minimo continuativo di 300 s, il sistema deve terminare il servizio di rete e ritornare nel suo funzionamento ordinario (ossia il SdA termina la regolazione in sovra/sottofrequenza e torna nella disponibilità operativa dell'utente) in modo lineare con un transitorio non inferiore a 300 s.

Il comportamento del SdA in sovra/sottofrequenza dipende dalla disponibilità del SdA stesso ad assorbire/erogare energia: se durante il transitorio di sovra/sottofrequenza, o in quello di rientro alle condizioni di funzionamento ordinario, il sistema non si trova nelle condizioni di proseguire nel regime di potenza attiva in cui è stato chiamato a lavorare (in pratica esce dall'intervallo 10% - 90% della CUS), esso termina il servizio di rete e ritorna nel suo funzionamento ordinario (ad esempio si spegne se ha esaurito la propria capacità in scarica); il distacco e l'evoluzione verso lo stato conclusivo non devono essere effettuati in modo brusco, ma con un azzeramento progressivo.

Qualche considerazione ulteriore merita il caso in cui uno o più SdA condividano il bus in c.c. di un inverter/convertitore con uno o più generatori, ad esempio fotovoltaici: questa configurazione rappresenta infatti, ai fini della fornitura dei servizi di rete, un unico generatore. Circa il servizio di rete relativo alla regolazione della potenza attiva per transitori di sovra e sottofrequenza valgono i seguenti sottocasi:

- **Caso inverter**: un SdA connesso sul lato in c.c. di un inverter, in caso di transitori di sovralfrequenza, deve comportarsi ai suoi morsetti in c.a. come un impianto di genera-

zione senza il SdA. Il SdA dovrà contribuire alla riduzione della potenza attiva secondo lo schema prescritto per l'impianto di generazione complessivo, che sta funzionando ad una potenza pari alla somma di quella fornita dal generatore e di quella fornita dal SdA. Nel caso di transitori di sottofrequenza, il SdA deve invece fornire in rete, oltre alla potenza immessa dal generatore, un ulteriore contributo (in scarica) fino all'eventuale raggiungimento della potenza massima dell'inverter in scarica e al più pari a P_{smax} (figura 7);

□ **Caso convertitore bidirezionale:** vale tutto quanto sopra riportato per il caso di inverter ma integrato dalla prescrizione che l'insieme generatore e accumulo (visto come unico sistema complessivo) è tenuto a fornire i servizi di rete aggiuntivi, propri di un SdA, attraverso l'assorbimento di potenza attiva dalla rete in caso di sovralfrequenza (figura 8).

Vale la pena ricordare che quanto sopra prescritto si applica anche all'installazione di un accumulo sul bus in c.c. di un impianto di generazione già esistente.

Partecipazione al controllo della tensione

Il coinvolgimento degli impianti di produzione, in generale, e dei SdA, in particolare, nella regolazione di tensione tramite scambio di potenza reattiva prende spunto, anche in questo caso, da quanto già richiesto ai generatori statici. Tale regolazione può avvenire secondo logiche locali (elaborazione autonoma di set point da parte dell'impianto sulla base di misure locali) piuttosto che riguardare l'implementazione di segnali di riferimento da remoto. Al primo caso appartengono le curve di regolazione $\cos\varphi = f(P)$ e $Q = f(V)$, rappresentate nella figura 9 per la Norma CEI 0-16. La modifica alla curva di regolazione $Q = f(V)$, introdotta dalle ultime varianti alle Norme 0-16 e 0-21, consiste nell'introduzione di un parametro k , richiesto appunto solo per i SdA, attraverso il quale è possibile ottenere un offset di potenza reattiva erogata/assorbita dal SdA anche per valori di tensione all'interno dell'intervallo $V_{li} - V_{ls}$.

Inoltre i SdA potranno anche essere asserviti a una regolazione centralizzata, ricevendo i segnali esterni di regolazione e controllo remoto che verranno erogati dal Distributore. L'attivazione di questa logica di regolazione remota è tuttavia subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita dall'AEEGSI, in termini di modalità di attivazione e di esercizio, e condizioni economiche.

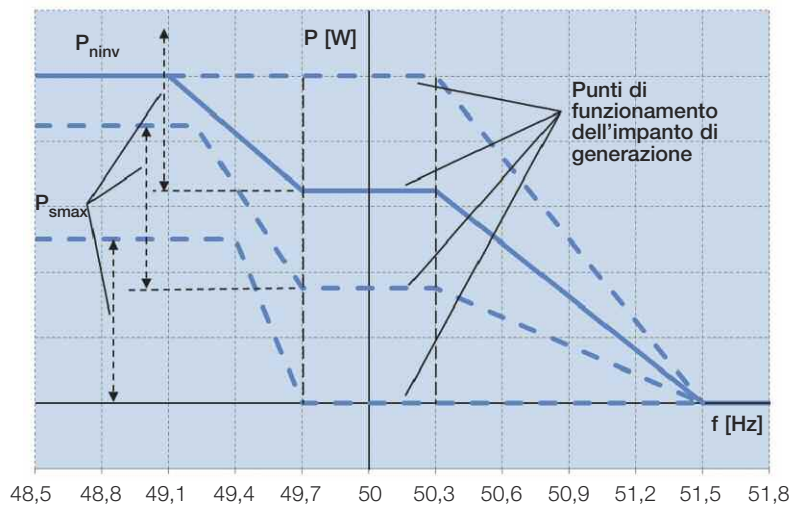


Figura 7 Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza – caso con inverter.

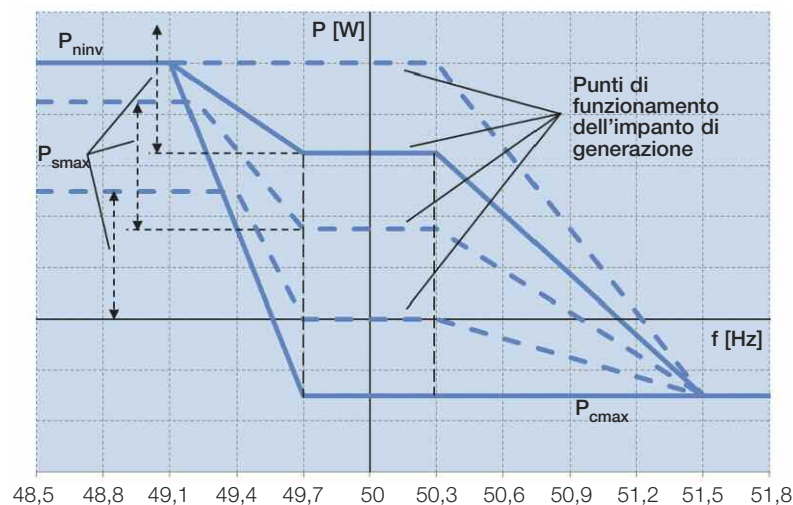


Figura 8 Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza – caso con convertitore bidirezionale.

Le prove sui sistemi di accumulo

Con la Del. 642/2014/R/eel, l'Autorità ha richiesto che il soddisfacimento delle prescrizioni tecniche previste dalle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 da parte dei Sistemi di Accumulo installati in rete debba essere comprovato mediante lo svolgimento di opportuni test, da certificarsi ad opera di appositi laboratori di prova accreditati.

Allo stato attuale, le modalità di prova dei requisiti tecnici applicati ai SdA sono state introdotte nella Norma CEI 0-16 (Allegato Nbis), mentre non lo sono ancora nella Norma CEI 0-21 (a riguardo, sono tuttora in corso i lavori in ambito CEI). Sempre ai sensi della Del. 642/2014/R/eel,

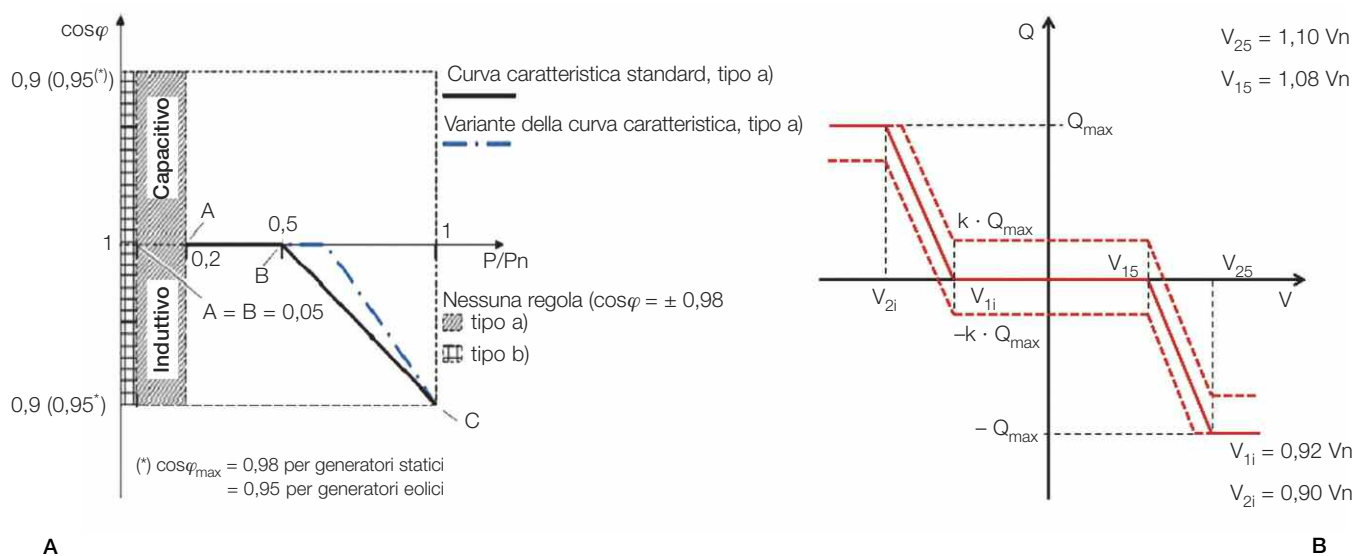


Figura 9 Regolazione della tensione mediante scambio di potenza reattiva in logica locale (Norma CEI 0-16): **A** curva $\cos(\varphi) = f(P)$, **B** $Q = f(V)$.

per i SdA soggetti alla Norma CEI 0-16, le certificazioni sono obbligatorie per le richieste di connessione presentate a partire dal 1 settembre 2015. Mentre fino a tale data è sufficiente allegare al regolamento di esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del DPR 445/00, dal costruttore del SdA, attestante che il SdA è conforme a quanto previsto in norma. Per i SdA connessi in Bassa Tensione, soggetti invece alla Norma CEI 0-21, nelle more dell'introduzione in norma delle modalità di prova dei requisiti tecnici e delle conseguenti certificazioni, è sufficiente allegare al regolamento di esercizio la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta dal costruttore, attestante che il medesimo sistema è conforme ai requisiti della norma.

Per quanto attiene agli storage in Media Tensione, le prescrizioni contenute nell'Allegato Nbis si applicano sia ai SdA presi singolarmente (SdA connessi sul lato in c.a. dell'impianto) che ai SdA integrati con un generatore statico. In quest'ultimo caso, le prove fanno riferimento all'insieme di SdA e generatore; il generatore statico, dunque, essendo in questi casi già provato secondo quanto previsto dall'Allegato Nbis, non richiede di essere soggetto anche alle procedure di prova di cui all'Allegato N (che si riferiscono ai generatori statici, eolici FC e DFIG). Ciò a meno che il generatore statico sia stato progettato in modo tale da poter operare, durante il normale esercizio, anche senza SdA (questo è ad esempio il caso di inverter predisposti per la connessione del SdA sul lato in c.c., in grado però di funzionare anche con il solo campo fotovoltaico).

Nella **tabella 1** sono riportate le prove da applicarsi ai SdA ai sensi della Norma CEI 0-16 e le relative condizioni di riferimento. Esse coprono di fatto la totalità dei requisiti tecnici applicati ai SdA in relazione ai servizi di rete, oltre che le necessarie verifiche in merito alla qualità della tensione, al campo di funzionamento in tensione e frequenza, alla sincronizzazione e presa di carico e all'insensibilità alle richiuse automatiche in discordanza di fase.

La Norma CEI 0-16 prevede che i test possano essere svolti, alternativamente, su banco di prova presso un laboratorio accreditato, in campo o mediante analisi documentale e/o modelli numerici validati (modalità ammessa solo per i SdA di taglia maggiore di 1 MW). In presenza di più opzioni disponibili, si deve intendere che le opzioni sono tra loro alternative. La potenza a cui si fa riferimento in tabella è quella nominale del convertitore di accoppiamento alla rete.

Si osservi che, al crescere della potenza nominale del SdA (>200 kW), è ammesso il ricorso a modalità di prova semplificate rispetto al caso di SdA di taglia più ridotta (≤ 200 kW): è consentito, infatti, lo svolgimento dei test con solo una parte degli accumulatori elettrochimici (batterie) connessi sul lato in c.c. del convertitore di accoppiamento alla rete, purché questi siano almeno pari a 200 kW o al 20% della potenza nominale del SdA. Tale agevolazione mira ad evitare possibili criticità nell'esecuzione dei test: potrebbe accadere ad esempio di dover testare entro camera di prova SdA installati in container da 20/40 ft.

La norma fornisce precise indicazioni in meri-

Tabella 1 Elenco di prove per sistemi di accumulo e condizioni di riferimento

PROVA	POTENZE FINO A 200 kW	POTENZE TRA 200 kW E 1000 kW	POTENZE SUPERIORI A 1000 kW
Misure per la qualità della tensione	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza)
Campo di funzionamento in tensione e frequenza	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P_{nom}) • Analisi documentale
Condizioni di sincronizzazione e presa di carico	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P_{nom}) • In campo (prove a piena potenza)
Requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza)
Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P_{nom}) • In campo (prove a piena potenza)
Insensibilità agli abbassamenti di tensione (VFRT capability)	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) • Simulazione con modello digitale validato
Insensibilità alle richiuse automatiche in discordanza di fase	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> • Su banco prova (prove a piena potenza) • In campo (prove a piena potenza) • Simulazione con modello digitale validato

to ai limiti di validità di una data certificazione di prova in caso di modifiche nella composizione dei componenti interni al SdA (che potrebbero riguardare anche variazioni della chimica della batteria atte a migliorarne le prestazioni). La norma prevede a riguardo che le prove eseguite su un dato storage possano essere ritenute valide a seguito di aggiornamento di componenti minori del sistema, a patto che il comportamento elettrico del SdA verso la rete risulti inalterato, e che tale fatto sia dimostrato mediante un'adeguata documentazione tecnica a supporto.

Inoltre, la normativa individua due possibili situazioni in cui è possibile circoscrivere le prove ad un set ristretto dei SdA prodotti.

□ Caso A: Famiglia di generatori che condivide

la stessa elettronica di controllo, con lo stesso firmware, con la parte di potenza e con i trasduttori dimensionati su taglie diverse.

□ Caso B: Famiglia di generatori modulari, costituita da un elemento base che viene ripetuto N volte nelle taglie più grandi.

Con riferimento al caso A, è richiesta l'esecuzione di almeno una sessione di prove completa sul generatore di taglia maggiore e la conferma delle corrette regolazioni sugli altri modelli della famiglia (per esempio effettuando una sessione di prove parziali sul modello di potenza inferiore, eventualmente integrata con prove parziali sui modelli intermedi). Mentre nel caso B è prevista almeno una sessione di prove completa sul generatore di taglia minore e la conferma

delle corrette regolazioni sugli altri modelli della famiglia (per esempio effettuando una sessione di prove parziali sul modello di potenza superiore)¹.

La verifica della risposta del SdA durante le prove deve essere svolta attraverso misure ai terminali in c.a. del SdA (accumulatori elettrochimici + convertitore di accoppiamento alla rete). Le prove in laboratorio possono essere eseguite alterando le grandezze elettriche ai terminali c.a. del SdA mediante un simulatore di rete e verificando la risposta dello storage. Durante l'esecuzione di test in campo (dove non è generalmente possibile simulare il comportamento della rete esterna), è consentito di fornire in ingresso al controllo del SdA grandezze elettriche simulate o, in alternativa, alterare i valori di regolazione delle funzioni in esame.

Conclusioni

La recente evoluzione normativa delle RTC per il collegamento dei SdA alle reti elettriche

di distribuzione si è concentrata sull'affinamento degli schemi di connessione e di misura e sui servizi di rete che i SdA devono prestare e che devono essere certificati con prove, già esplicitate, almeno per la Norma CEI 0-16. I corrispondenti provvedimenti regolatori completano un quadro che, per quanto ancora in fase di cambiamento, agevola l'avvio di un segmento di mercato dedicato all'accumulo elettrochimico diffuso. Recenti studi [8] mostrano però quanto ancora debba essere meglio compreso e chiarito il ruolo che i SdA inseriti negli impianti di utenza possono svolgere, sia per il miglioramento dei profili energetici (riduzione dei picchi di consumo, massimizzazione dell'autoconsumo, ecc.), che per l'erogazione di servizi di rete. La riforma del mercato elettrico, con particolare riferimento al Mercato dei Servizi di Dispacciamento su cui da qualche tempo si sta dibattendo, contribuirà a completare il quadro normativo necessario al pieno sfruttamento dei benefici di sistema che i SdA possono permettere di conseguire.

¹ Fanno eccezione in tal senso i requisiti relativi alla qualità della tensione, che devono essere sottoposti a verifica sempre a livello di contributo del generatore complessivo.

bibliografia

[1] **Norma 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.* Settembre 2014, Fascicolo 13789C.

[2] **Norma CEI 0-21:** *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.* Settembre 2014, Fascicolo 13790C.

[3] Variante 1 alla Norma CEI 0-16, dicembre 2014, Fascicolo 13887.

[4] Variante 1 alla Norma CEI 0-21, dicembre 2014, Fascicolo 13888.

[5] **Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Deliberazione 574/2014/R/eel:** *Disposizioni relative all'integra-*

zione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale. 20 novembre 2014.

[6] **Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Deliberazione 642/2014/R/eel:** *Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21.* 18 dicembre 2014.

[7] **Terna, Allegato A72 al Codice di Rete:** *Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale (RIGEDI).* Revisione 1, Agosto 2014.

[8] **RSE, Anie Energia:** *I sistemi di accumulo nel settore elettrico.* Marzo 2015.h