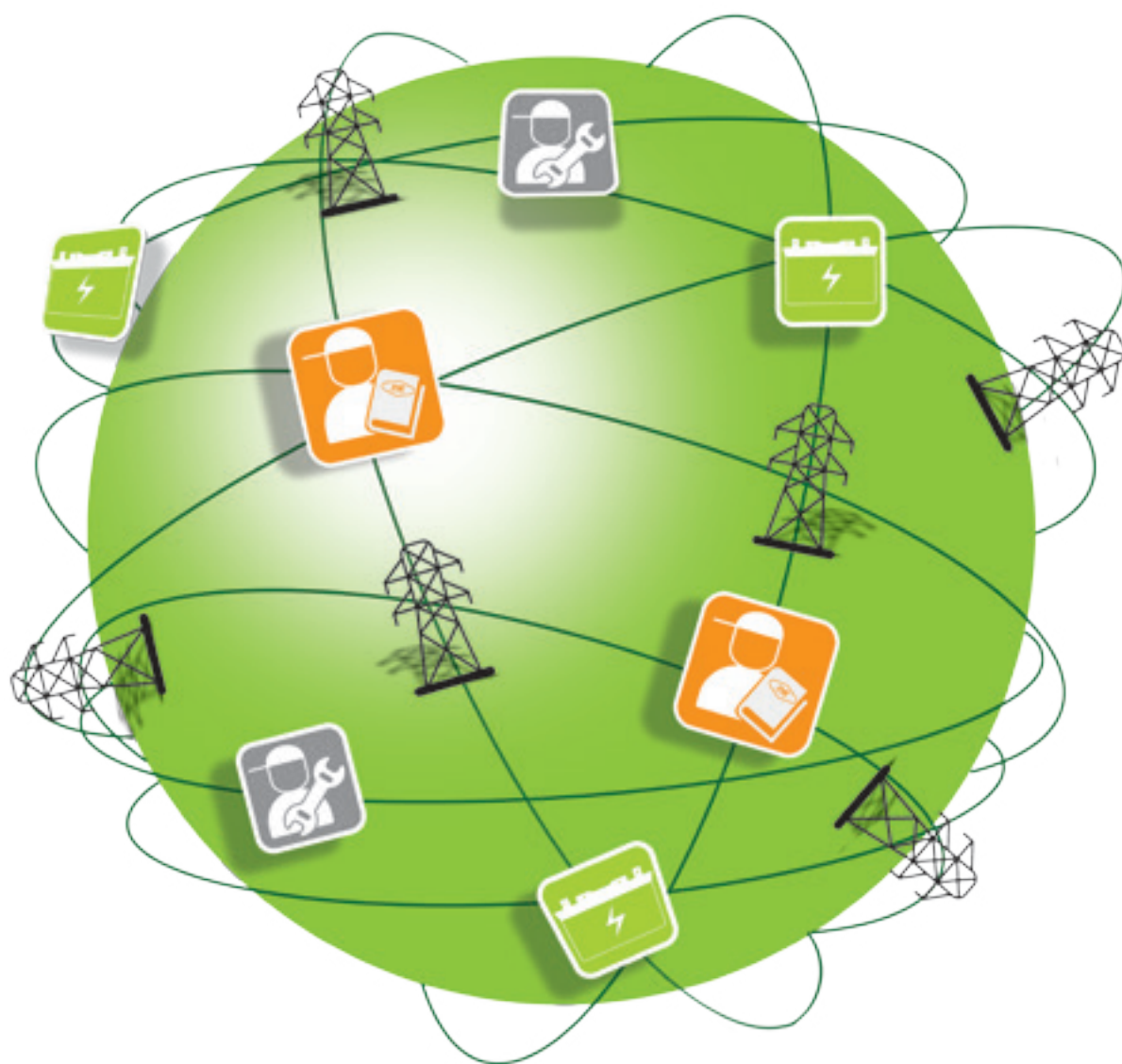




GUIDA TECNICA SUI SISTEMI DI ACCUMULO CONNESSI ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE



Indice

INTRODUZIONE	pag. 5
CAPITOLO 1 - DEFINIZIONI	pag. 6
CAPITOLO 2 - NORMATIVA DI CONNESSIONE	pag. 8
2.1 Schemi di connessione e misura	pag. 8
2.2 Servizi di rete richiesti ai sistemi di accumulo	pag. 11
2.3 Partecipazione al controllo della tensione	pag. 13
2.4 Le prove sui sistemi di accumulo	pag. 14
CAPITOLO 3 - DELIBERAZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO	pag. 16
3.1 La Deliberazione AEEGSI n. 574/2014/R/eel del 20 novembre 2014	pag. 16
3.2 La Deliberazione AEEGSI n. 642/2014/R/eel del 18 dicembre 2014	pag. 20
CAPITOLO 4 - PROCEDURE PER LA CONNESSIONE	pag. 22
4.1 Richiesta di connessione di un impianto fotovoltaico (con accumulo)	pag. 22
4.2 Qualificazione delle unità di produzione in GAUDI'	pag. 25
4.2.1 Modalità a regime (per impianti registrati in GAUDI' successivamente al 30/04/2012)	pag. 26
4.3 La comunicazione di fine lavori	pag. 23
4.4 L'entrata in esercizio dell'impianto	pag. 28
4.5 La richiesta delle detrazioni fiscali	pag. 28
CAPITOLO 5 - ADEMPIMENTI PER IL GSE	pag. 29
CAPITOLO 6 - ASPETTI DI SICUREZZA E AMBIENTALI	pag. 32
6.1 Caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche degli accumulatori	pag. 32
6.1.1 Accumulatori al piombo acido	pag. 32
6.1.2 Batteria Litio/Ioni	pag. 33
6.1.3 Batteria Sodio/Cloruro di Nichel	pag. 34
6.1.4 Batteria Sodio/Zolfo	pag. 35
6.1.5 Batteria Nichel / Cadmio	pag. 36
6.1.6 Batteria Redox a circolazione di elettrolita di vanadio (VRB)	pag. 37
6.2 Normativa e Standard Internazionali	pag. 38
6.3 Considerazioni di impatto ambientale relative all'installazione di Sistemi di Accumulo (SdA) connessi in rete	pag. 38
6.4 Analisi del Rischio	pag. 39
6.5 Demolizione dell'impianto e smaltimento	pag. 40
6.6 Imballaggio e Trasporto delle batterie di origine elettrochimica per SdA	pag. 41
6.6.1 Trasporto Stradale – Accordo ADR 2015	pag. 41
CAPITOLO 7 - ESEMPI DI APPLICAZIONE	pag. 44
CAPITOLO 8 - FAQ/CHIARIMENTI	pag. 48
BIBLIOGRAFIA	pag. 50

INTRODUZIONE

Nella presente pubblicazione vengono forniti i principali riferimenti tecnico-normativi e legislativi per la connessione dei sistemi di accumulo alle reti elettriche di distribuzione in Italia.

In particolare si definiscono le prescrizioni tecniche che devono soddisfare i sistemi di accumulo secondo quanto riportato nelle varianti di dicembre 2014 delle Norme CEI 0-21 (per quanto riguarda la bassa tensione) e CEI 0-16 (per quanto riguarda la media tensione).

Successivamente vengono forniti alcuni riferimenti sulle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico che rendono cogenti le suddette varianti e ne dettano le tempistiche di applicazione.

Nella pubblicazione sono spiegati anche alcuni adempimenti per gli operatori del settore, tra i quali il GSE, dettati dall'Autorità. In particolare è compito del GSE aggiornare le regole per accedere agli incentivi in caso di sistemi di accumulo accoppiati ad impianti fotovoltaici che accedono agli incentivi secondo i decreti dei Conti Energia. Inoltre Terna deve aggiornare il sistema GAUDI' in modo da poter censire tutte le nuove installazioni di sistemi di accumulo.

In seguito sono riportate alcune considerazioni su aspetti di sicurezza e ambientali, come ad esempio trasporto, movimentazione, deposito, esercizio legati all'installazione di sistemi di accumulo.

Infine si tratta il tema delle applicazioni specifiche, come ad esempio i servizi di rete.

CAPITOLO 1

DEFINIZIONI

Le definizioni riportate di seguito valgono sia per la bassa tensione che per la media tensione.

Sistema di Accumulo

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 con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente).

Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

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.

Sistema di Accumulo Bidirezionale

È un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Sistema di Accumulo Monodirezionale

È un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione.

Sistema di Accumulo Lato Produzione

È un sistema di accumulo installato o nel circuito

elettrico in corrente continua (eventualmente anche integrato nell'inverter) o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta.

Sistema di Accumulo Post Produzione

È un sistema di accumulo installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa.

Connessione

Collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima.

Rassegna di altre definizioni prese da varie Norme internazionali

Black Start

Black start refers to the process of restoring electric power from a complete blackout, without relying on an external power source.

Duration

The discharge time at rated power from the upper state-of-charge (SOC) limit to the lower SOC limit as specified for the application.

Duty Cycle

A charge/discharge profile that represents the demands associated with a specific application that is placed on an ESS.

Energy Efficiency

The useful energy output divided by the energy input to the ESS expressed as a percentage, including all parasitic energies needed to run the system, such as heating or cooling.

Energy Storage System Manufacturer

The entity that designs and assembles the various components that compose the ESS.

Frequency Regulation

Regulation of electric power frequency provided by generating units that are online and increase or decrease power as needed and provided by ESSs that provide “up” regulation by discharging and “down” regulation by charging. This is also considered as the use of generation, loads, and energy storage to control system frequency within a predetermined bandwidth and the inclusion of local devices, such as a generator governor a relay or a phasor management unit, that continuously measure frequency and then send a control signal to a device to increase or decrease the amount of energy injected into the grid or the amount of load on the grid.

Microgrid

A group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid and which can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in either grid-connected or island mode and is not limited by size but by functionality.

Islanded Microgrid

An energy storage application that includes multiple loads and distributed energy generation and storage resources that is operated as an electrical island separate from the utility grid.

Peak-Shaving

An energy storage application that requires a duration of discharge of the ESS during the daily on-peak period for electric power (on the order of 2 to 12 hours) and is intended to recharge in the daily off-peak period for electric power and be available again the following day.

Power Factor

The ratio of the true power (alternating current [AC]), the capacity of the circuit for performing work in a particular time following the load, to the apparent power (AC) in the circuit expressed as a value between zero and one.

Power Performance, Electrical

The maximum electric power sustainable for a given duration of discharge.

Power Performance, Thermal

The maximum thermal power sustainable for a given duration of discharge.

Ramp Rate

The rate of change of power delivered to or absorbed by an ESS over time expressed in megawatts per minute or as a percentage change in rated power over time (percent per minute).

Rated Power

The power performance of the ESS for a particular application.

Reference Performance Test

A set of tests performed at the beginning of the life of an ESS to establish the baseline initial performance of the ESS and at periodic intervals thereafter to determine the performance degradation of the ESS during its operating life.

Roundtrip Energy Efficiency (RTE)

The useful energy output from an ESS divided by the energy input into the ESS over one duty cycle under normal operating conditions, expressed as a percentage.

Response Time

The time in seconds it takes an ESS to reach 100 percent of rated power during charge or to discharge 100 percent of rated power during discharge from an initial measurement taken when the ESS is at rest.

Stored Energy Capacity

The amount of electric or thermal energy capable of being stored by an ESS expressed as the product of rated power of the ESS and the discharge time at rated power.

In sede internazionale IEC (*International Electrotechnical Committee*) TC120, è in preparazione una specifica Norma sulla terminologia inerente i sistemi di accumulo.

CAPITOLO 2

NORMATIVA DI CONNESSIONE

2.1 Schemi di connessione e misura

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, 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, per trattare anche gli aspetti relativi ai Sistemi di Accumulo (SdA) elettrico. Un primo aggiornamento (avvenuto a dicembre 2013) ha visto l'introduzione nelle norme della definizione di SdA, degli schemi di connessione, nonché delle caratteristiche e posizionamento dei misuratori di energia. Nel dicembre 2014, le norme in oggetto sono state ulteriormente aggiornate, tramite opportune varianti, 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 comprovare la rispondenza dei SdA ai requisiti della normativa. Le novità normative e i provvedimenti regolatori collegati (Delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel) hanno così portato a una piena definizione del quadro tecnico-regolatorio in tema di storage. In particolare la delibera 642/2014/R/eel, pubblicata anch'essa a dicembre 2014, ha prescritto l'applicazione dei requisiti tecnici definiti nelle Regole Tecniche di Connessione (RTC) ai SdA per i quali è stata presentata richiesta di connessione alla rete a partire dal 21 novembre 2014.

Secondo la definizione il SdA comprende quindi, oltre agli accumulatori (batterie), un insieme di dispositivi con relative logiche di gestione e controllo, quali appunto l'inverter/convertitore di accoppiamento alla rete e il BMS. Sono invece esplicitamente esclusi dalla definizione di SdA 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, benché esistano anche altre tipologie di SdA, oltre a quello elettrochimico (ad es. meccanico, termi-

co, 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).

Le RTC forniscono gli schemi da adottare per la connessione del SdA all'interno dell'impianto dell'utente, nonché le caratteristiche del sistema di misura necessario al corretto trattamento dei flussi di energia introdotti dall'accumulo, nonché al posizionamento dei sistemi di protezione. Un SdA può essere installato:

- nella parte di impianto in corrente continua;
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione del generatore;
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione del generatore;
- presso un utente passivo.

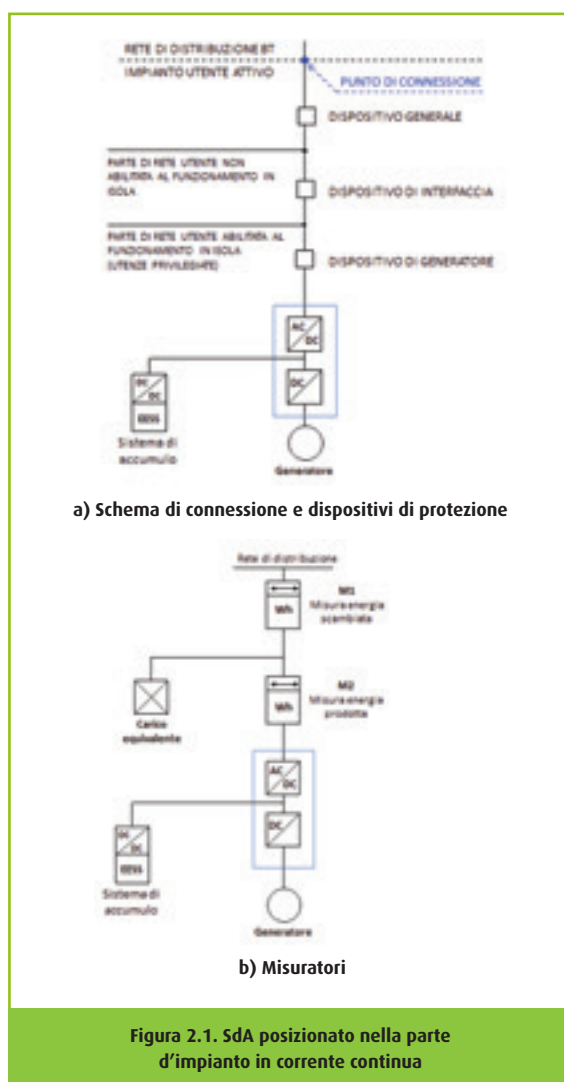
La prima modalità di installazione del SdA (connessione nella parte di impianto in corrente continua, Figura 2.1) prevede la condivisione con il generatore (tipicamente fotovoltaico) del convertitore c.a./c.c. e del trasformatore MT/BT (se il SdA è connesso in MT). Solitamente le batterie sono connesse al bus in c.c. attraverso un ulteriore convertitore (c.c./c.c.), necessario a disaccoppiare il funzionamento dello storage da quello generalmente secondo logica MPPT del generatore fotovoltaico.

Questa configurazione consente 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., 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 può immagazzinare sia l'energia prodotta dal

generatore sia prelevarla dalla rete; nel secondo caso, la carica può avvenire unicamente mediante la produzione sul lato c.c. (in questo caso, il sistema SdA + generatore + convertitore è visto complessivamente dalla rete come un generatore equivalente).

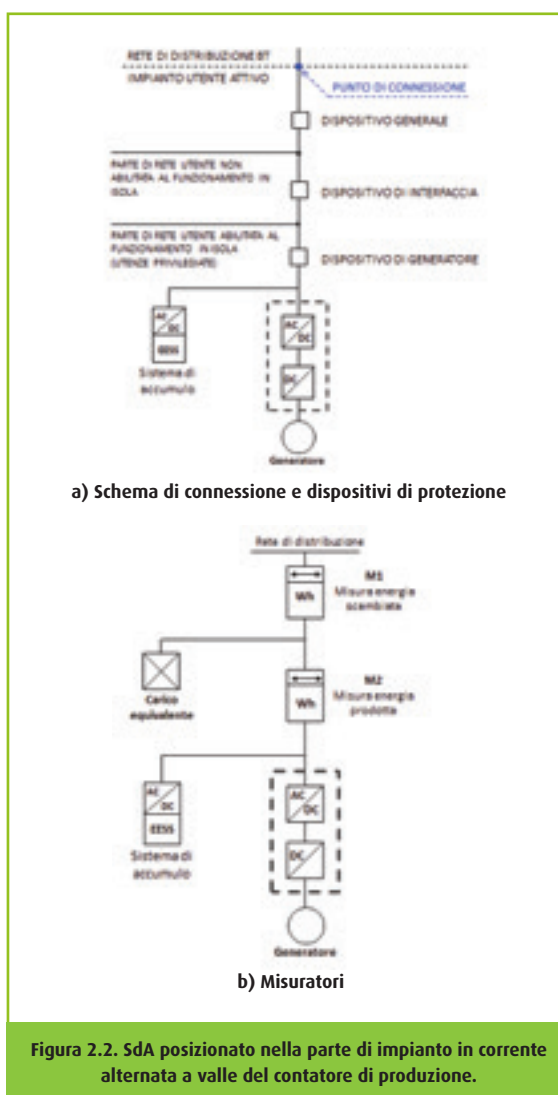
Il contatore di produzione M2 (Figura 2.1.b, normalmente monodirezionale) deve essere di tipo bidirezionale, indipendentemente dall'accesso o meno a regimi di incentivazione. Infatti, l'accumulo può consentire di prelevare energia dalla rete (non rilevata dal contatore M2 monodirezionale) e reimmetterla in rete come produzione locale.



Infine, nella configurazione in esame, SdA e generatore si comportano ai fini della rete come un unico sistema, per cui condividono sia il Dispositivo Di Generatore (DDG), che il Dispositivo Di Interfaccia.

In alternativa il SdA può essere connesso sul lato in c.a. dell'impianto dell'utente, a valle o a monte del contatore di produzione M2. Il caso di SdA sul lato in c.a. a valle del contatore M2 (Figura 2.2), è ideale quando si vuole installare l'accumulo all'interno di un impianto esistente, in quanto non necessita di intervenire sul generatore. Rispetto alla configurazione con SdA integrato vista in precedenza, presenta tuttavia lo svantaggio di richiedere la duplicazione di alcuni apparati (ad es., il convertitore c.a./c.c.) e di comportare un rendimento complessivamente inferiore, per via del doppio stadio di conversione.

Circa i misuratori, si applicano le medesime prescrizioni viste in precedenza (entrambi i casi sono infatti definiti dalla Delibera 574/2014/R/eel "SdA lato produzione"): è necessaria l'installazione di un contatore M2 bidirezionale.



Il SdA, connesso sul lato in c.a. dell'impianto dell'utente a monte del contatore di produzione M2 (SdA post produzione ai sensi della Delibera 574/2014/R/eel, Figura 2.3) presenta due possibili configurazioni in relazione al posizionamento del SdA e dei dispositivi di protezione all'interno dell'impianto:

- il SdA ed il generatore sono sottesi al medesimo DDI (Figura 2.3.a);
- il SdA ed il generatore afferiscono a due DDI distinti (Figura 2.3.b).

Nel primo caso, essendo il distacco del generatore e del SdA dalla rete attuato dallo stesso DDI, accade che, come per i SdA lato produzione trattati in precedenza, nell'evenienza di attuazione dei piani di difesa di Terna con invio del comando di apertura al DDI dell'impianto di produzione fotovoltaico (o eolico), il SdA è anch'esso distaccato. Anche nella configurazione di Figura 2.3.a, in caso di mancanza della rete, entrambi gli apparati (GD e SdA) possono sostenere congiuntamente le utenze privilegiate presenti in impianto. In questa configurazione, è possibile introdurre un DDI aggiuntivo (indicato con il tratteggio in Figura 3.a) qualora l'utente necessiti di gestire separatamente il SdA dal generatore durante il funzionamento in isola. In questo caso, il DDI aggiuntivo deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia.

Nel secondo caso (Figura 2.3.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, che possono dunque essere gestiti con logiche distinte (ad esempio, impiegando il solo generatore, o il solo SdA, per l'alimentazione delle utenze privilegiate).

Con questo schema di connessione, la misura dell'energia elettrica scambiata dal SdA, per mezzo di un contatore bidirezionale aggiuntivo (contatore M3 in Figura 2.3.c), è necessaria solo per impianti incentivati con tariffe onnicomprensive (5° Conto Energia) e/o che beneficiano dei prezzi minimi 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.

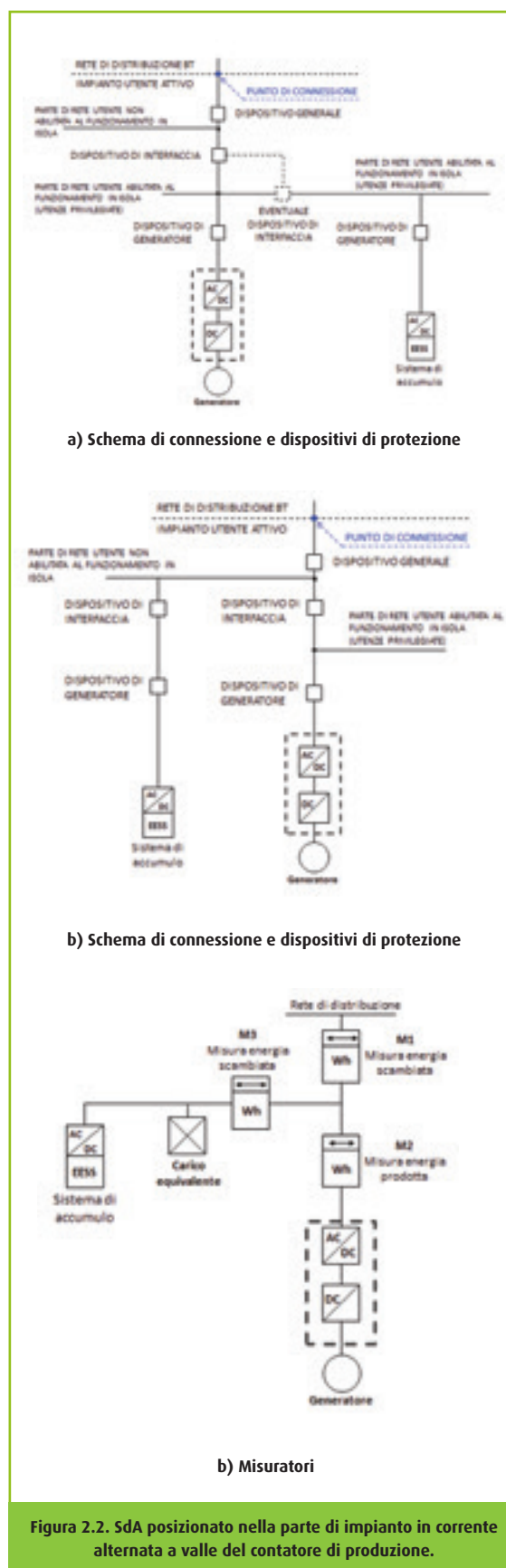
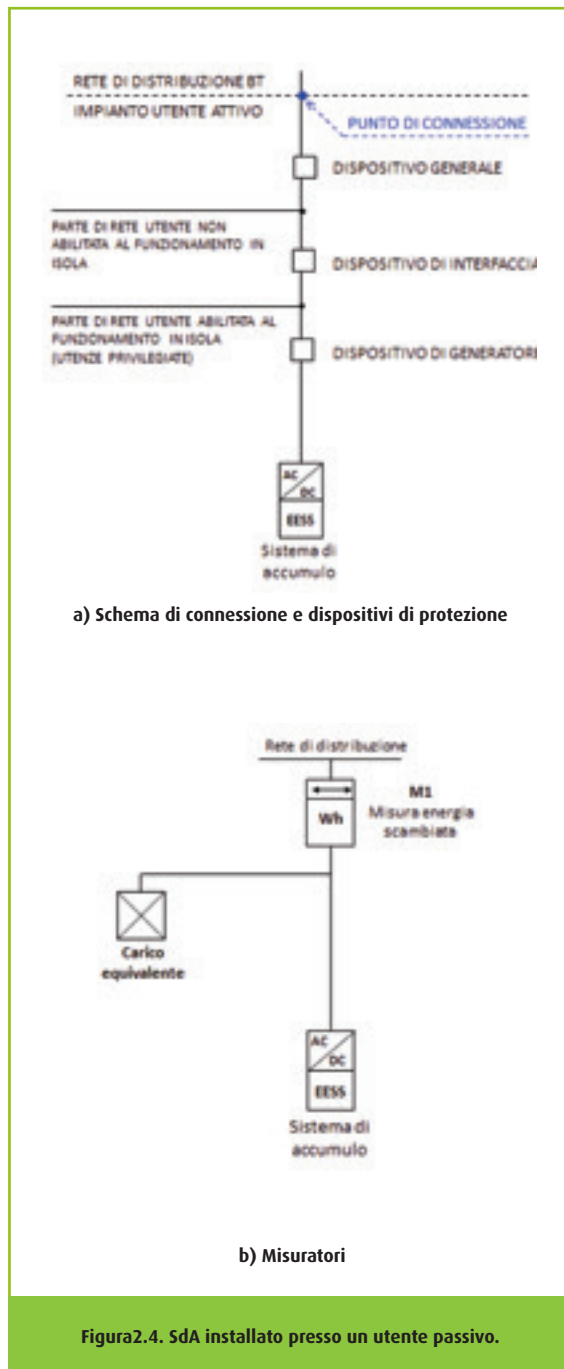


Figura 2.2. SdA posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione.

Infine il SdA può essere installato anche presso utenti passivi, secondo lo schema di Figura 2.4.a. All'atto dell'installazione del SdA (se con potenza nominale maggiore o uguale a 1 kW in bassa tensione oppure maggiore di 10 kW in media tensione), l'utente passivo diviene a tutti gli effetti attivo, per cui è necessaria l'adozione di tutti gli accorgimenti tecnici richiesti dalla normativa a tale tipologia di utenti (quali il DDI e il DDG).



2.2 Servizi di rete richiesti ai sistemi di accumulo

Le varianti delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 hanno altresì introdotto prescrizioni affinché i SdA contribuiscano alla sicurezza del sistema elettrico nazionale, similmente a quanto già stabilito per la generazione distribuita (in particolare a quella caratterizzata da generatori cosiddetti statici). 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 valori 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 atto e attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, un assorbimento di potenza attiva
- Partecipazione al controllo della tensione
- Sostegno alla tensione durante un cortocircuito (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 condividano 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 coesistenza 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 nominale dell'impianto di generazione è pari alla somma dei generatori e/o SdA installati (ad 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 condivida il bus in c.c. di un inverter o convertitore bidirezionale con altri generatori (ad esempio fotovoltaici), l'insieme di SdA e generatore viene considerato come un unico generatore e la potenza nominale da considerare

è quella nominale dell'inverter o convertitore bidirezionale (ad 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). I requisiti funzionali relativi all'insensibilità alle variazioni di tensione richiedono che il SdA non si scolleghi 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 in Figura 2.5, 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 pre-guasto;
- nella zona grigia è consentita la disconnessione del SdA dalla rete.

Per quanto riguarda la 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 a un comando 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.

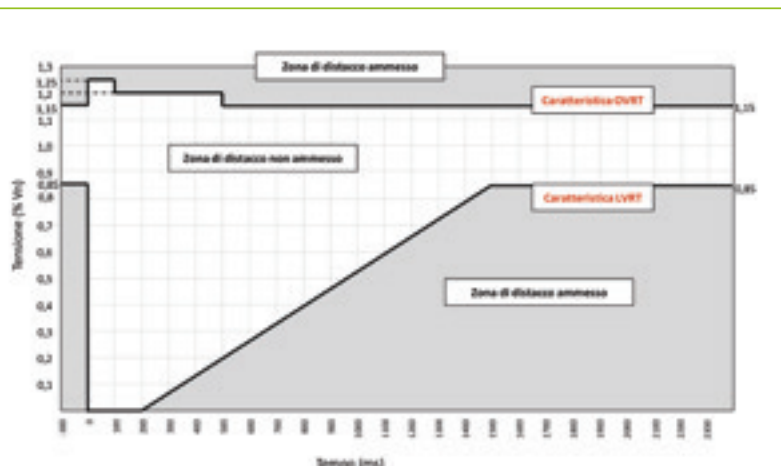


Figura 2.5. Caratteristiche LVRT e OVRT per generatori statici (Norma CEI 0-16).

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 sovrافrequenza è rappresentato graficamente in Figura 2.6: è necessario poter impostare una soglia in sovrافrequenza e una in sottofrequenza, regolabili rispettivamente tra 50 e 52 Hz (default regolato a 50,3 Hz) e 47 e 50 Hz (default regolato 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 tarato 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:

$$P_{SMAX} \leq P_{NINV}$$

$$P_{CMAX} \leq P_{NINV}$$

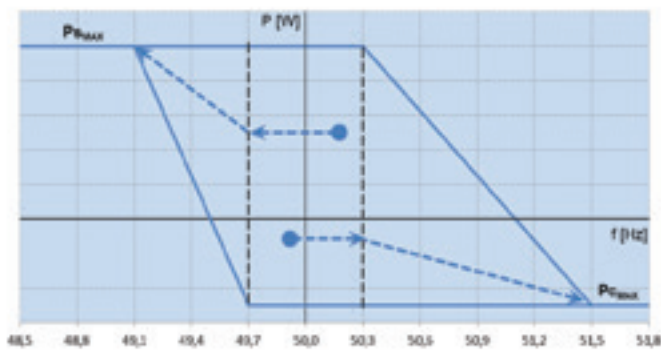


Figura 2.6. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza

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

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. Nel 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 sovrafrequenza, deve comportarsi ai suoi morsetti in c.a. come un impianto di generazione 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 2.7).
- 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 sovrafrequenza (Figura 2.8).

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

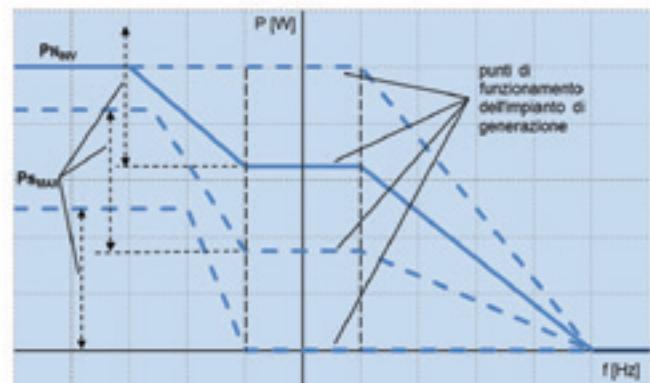


Figura 2.7. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza - caso con inverter.

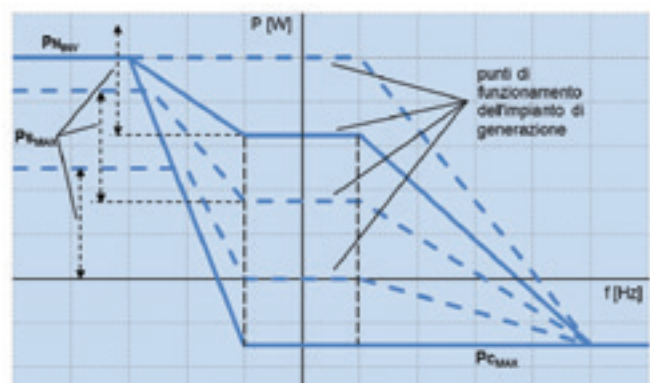


Figura 2.8. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza - caso con convertitore bidirezionale.

2.3 Partecipazione al controllo della tensione

La regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva 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 $\cos\phi = f(P)$ e $Q = f(V)$, rappresentate in Figura

2.9 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 $V_{11}-V_{15}$.

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.

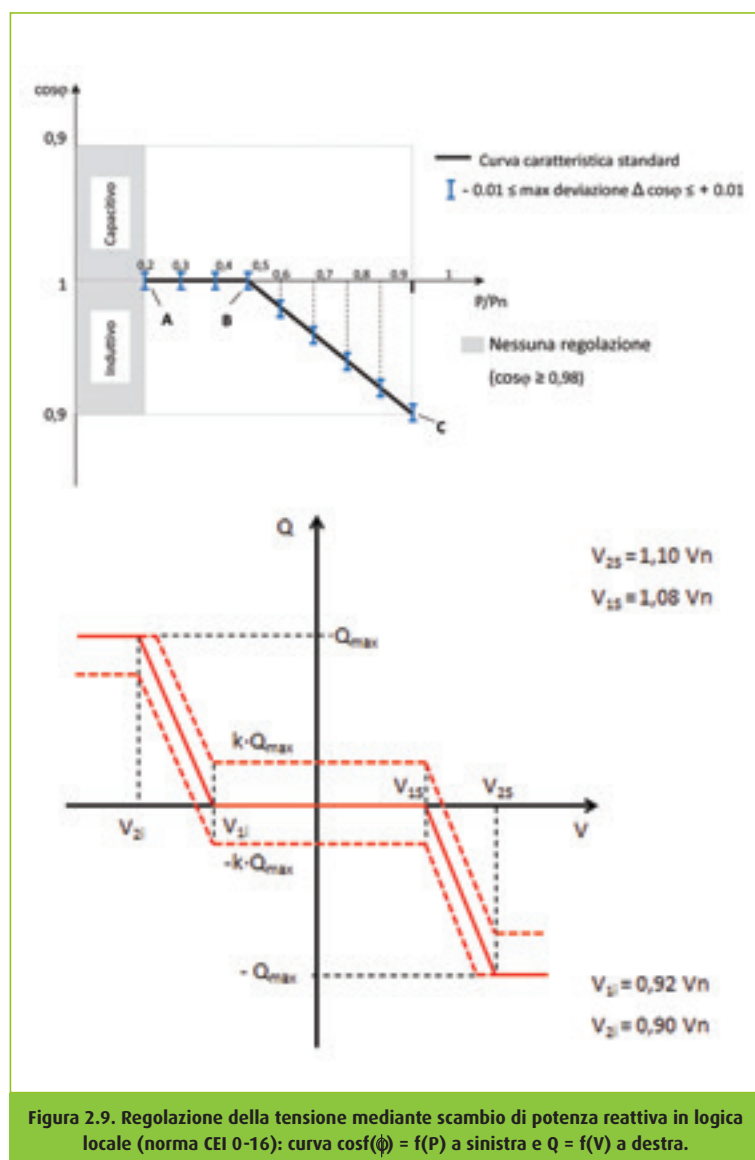
2.4 Le prove sui sistemi di accumulo

La Delibera 642/2014/R/eel ha richiesto che il soddisfacimento delle prescrizioni tecniche previste dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 da parte dei SdA 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 richiesti ai SdA sono state introdotte nella norma CEI 0-16 (Allegato Nbis), mentre non lo sono ancora nella norma CEI 0-21. Sempre ai sensi della Delibera 642/2014/R/eel, 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).

In Tabella 2.1 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 ten-



sione, 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. 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 ($\leq$ 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 merito 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 al riguardo che le prove eseguite su un dato storage siano ritenute valide in tali casi (ad esempio, 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. In tal

senso, la normativa individua due possibili situazioni:

- 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 (ad 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 (ad esempio effettuando una sessione di prove parziali sul modello di potenza superiore). La verifica della risposta del SdA durante le prove deve essere svolta mediante 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 taratura delle funzioni in esame.

Tabella 2.1. 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	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)
Campo di funzionamento in tensione e frequenza	· su banco prova (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW)	· su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P _{nom}) · analisi documentale
Condizioni di sincronizzazione e presa di carico	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) · in campo (prove a piena potenza)	· 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 relativa	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)
Insensibilità agli abbassamenti di tensione (VFRT capability)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P _{nom}) · in campo (prove a piena potenza)
Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· 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	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza)	· su banco prova (prove a piena potenza) · in campo (prove a piena potenza) · simulazione con modello digitale validato

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.

CAPITOLO 3

DELIBERAZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

3.1 La Deliberazione AEEGSI n. 574/2014/R/eel del 20 novembre 2014

Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.

Obiettivi: con la delibera 574/2014/R/eel, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico definisce alcune prime disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento alle loro modalità di accesso e di utilizzo della rete di trasmissione e distribuzione.

Ambiti di applicazione: a seguito del documento per la consultazione 613/2013/R/eel, ed in attesa del completamento da parte del CEI dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 al fine di definire i requisiti tecnici necessari per poter prestare servizi di rete, **la presente delibera stabilisce le disposizioni finalizzate a consentire la gestione dei sistemi di accumulo connessi alla rete di distribuzione diversi da quelli realizzati dai gestori di rete nell'ambito di progetti pilota** (di cui alle seguenti deliberazioni AEEGSI: deliberazione 288/2012/R/eel, deliberazione 43/2013/R/eel e deliberazione 66/2013/R/eel per il TSO Terna e deliberazione ARG/elt 39/10 per i DSO).

Principali contenuti

In merito alle modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica (**art. 1**), il provvedimento prevede che ai fini del corrispettivo per la connessione si applichino le medesime disposizioni previste per

gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, e cioè corrispettivi a forfait per le connessioni alle reti in media e in bassa tensione e corrispettivi correlati ai costi effettivi e proporzionali alla potenza per le connessioni in alta e altissima tensione.

In merito al dispacciamento (**art. 2**), la presente delibera prevede che tali sistemi siano trattati o come **singoli impianti di produzione** o come **gruppi di generazione che costituiscono un unico impianto di produzione**. Più in dettaglio è prevista, in via transitoria, la possibilità che i sistemi di accumulo costituiscano un'unità di produzione a se stante (unità di produzione programmabile) o che siano trattati come uno dei gruppi di generazione che, insieme ad altri, costituiscono un'unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione delle caratteristiche degli altri gruppi di generazione.

Sempre all'art. 2 la delibera rimanda a successivo provvedimento dell'AEEGSI (la Deliberazione 642/2014/R/eel - cft par. 4.2 della presente guida) per la definizione dei **servizi di rete minimi** che dovranno essere prestati dai sistemi di accumulo per i quali viene presentata una nuova richiesta di connessione alla rete pubblica e le modalità per l'effettuazione delle prove dei requisiti dei sistemi di accumulo e la produzione delle relative certificazioni.

Note: Tale successivo provvedimento è stato pubblicato in data 20/12/2014 a seguito del completamento della normativa tecnica da parte del CEI, avvenuto in data 19/12/2014 con la pubblicazione delle varianti CEI 0-16 rev 1 2014-12 e CEI 0-21 rev

1 2014-12 (vedasi cap. 3 della presente guida).

Sempre in merito alle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché di trasmissione e distribuzione, la delibera (all'**art. 3**) prevede, inoltre, che se l'energia prelevata dalla rete serve solo per l'alimentazione dei sistemi di accumulo e per quella dei servizi ausiliari di eventuali impianti di produzione, tali prelievi siano valorizzati sulla base del prezzo zonale orario, senza che siano applicate le tariffe di trasmissione, di distribuzione e gli oneri generali di sistema.

Qualora invece il prelievo di energia elettrica dalla rete sia utilizzato anche per l'alimentazione di unità di consumo, la delibera (**art. 4**) prevede, oltre all'applicazione delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e degli oneri generali, che la relativa valorizzazione avvenga a prezzo unico nazionale (con l'unica eccezione dei sistemi connessi alle reti di alta e altissima tensione in cui l'energia elettrica destinata agli accumuli viene valorizzata sulla base del prezzo zonale orario, ferma restando l'applicazione delle componenti tariffarie).

Relativamente al **servizio di misura (art. 5)**, la delibera definisce che sia erogato secondo quanto già previsto in materia di misura dell'energia elettrica prodotta e che le relative apparecchiature di misura rispondano alle fattispecie tecniche delle nuove varianti delle Norme CEI 0-16 e 0-21, di prossimo aggiornamento (vedasi cap. 3).

Relativamente alle **condizioni per l'utilizzo dei sistemi di accumulo in presenza di impianti incentivati**, la delibera (**art. 6**) specifica che esiste piena compatibilità con quasi tutte le tipologie di incentivazione cosiddette "in conto energia" per gli impianti fotovoltaici.

Quale unica eccezione, la delibera precisa che l'installazione di sistemi di accumulo non è operativamente compatibile con gli incentivi previsti dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (il cosiddetto 1° conto energia fotovoltaico) nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kW in scambio sul posto. Ciò poiché, per tali impianti, l'energia elettrica incentivata è quella prodotta e consumata in sito, anche per il tramite dello scambio sul posto; la presenza di sistemi di accumulo potrebbe alterare la

quantità di energia elettrica ammessa a beneficiare degli incentivi, senza alcuna possibilità di controllo.

In particolare, nel caso di **impianti di produzione che accedono ai certificati verdi** ovvero al **conto energia fotovoltaico** ovvero al **conto energia solare termodinamico**, ai fini della corretta erogazione dei predetti incentivi, **la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo**, aggiuntiva alla misura dell'energia elettrica prodotta di cui alla deliberazione AEEG 88/07, **è necessaria solo nel caso di sistemi di accumulo bidirezionali lato produzione**, fermo restando quanto detto sopra in merito agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW in scambio sul posto incentivati con il 1° conto energia fotovoltaico.

Inoltre, nel caso di impianti di produzione che accedono alle tariffe onnicomprensive, ai fini della corretta erogazione dei predetti incentivi, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, aggiuntiva alla misura dell'energia elettrica prodotta di cui alla deliberazione 88/07, è sempre necessaria.

Ai fini dell'ammissibilità ai suddetti strumenti incentivanti si considera esclusivamente **la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo**, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione, ai sensi dell'articolo 4 della presente delibera.

Relativamente poi alle **condizioni per l'utilizzo dei sistemi di accumulo in presenza di impianti che accedono allo scambio sul posto** ovvero al **ritiro dedicato** ovvero beneficiano dei **prezzi minimi garantiti (art. 7)**, la delibera specifica quanto segue:

Nel caso di impianti di produzione che accedono allo scambio sul posto (comma 7.1), non è necessario disporre dei dati di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo.

Nel caso di impianti di produzione che accedono al ritiro dedicato (comma 7.2) non è necessario disporre dei dati di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, fatto salvo quanto previsto dal comma 7.3.

Il comma 7.3 afferma che, nel caso di impianti di produzione che beneficino dei prezzi minimi garantiti, ai fini della corretta applicazione dei predetti prezzi, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, aggiuntiva alla misura dell'energia elettrica prodotta di cui alla deliberazione 88/07, è sempre necessaria.

Inoltre ai fini dell'ammissibilità al ritiro dedicato e allo scambio sul posto si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione (ai sensi dell'art. 4 della suddetta delibera).

Relativamente poi alle condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo **in presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento (art. 8)**, ai fini del corretto rilascio della qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo è necessaria solo nel caso di sistemi di accumulo bidirezionali lato produzione.

Inoltre, all'**art. 9**, l'AEEGSI dà mandato a **Terna** di definire, **entro il 31 marzo 2015**, un progetto relativo alle modifiche da introdurre nel sistema GAUDì per permettere la gestione dei sistemi di accumulo in coerenza con quanto disposto dal presente provvedimento. Per tutto il periodo antecedente alla data di entrata in piena operatività della versione del sistema GAUDì aggiornata, Terna definisce modalità transitorie che garantiscano la connessione e la registrazione dei sistemi di accumulo installati nel predetto periodo.

Analogamente, all'**art. 10**, l'AEEGSI dà mandato al **GSE**, di aggiornare, **entro il 31 marzo 2015**, le **proprie regole tecniche** relative all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, le modalità di rilascio della qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento e le modalità dei prezzi minimi garantiti per tener conto delle disposizioni previste in questa delibera.

Nell'ambito di tale aggiornamento il GSE, tra l'altro, definisce **opportuni algoritmi** da utilizzare ai fini della determinazione dell'energia elettrica che ha diritto agli incentivi ovvero ai prezzi minimi garan-

tati a partire dai dati di misura necessari nel rispetto di quanto previsto dal presente provvedimento (vedasi anche cap. 5 del presente lavoro).

Ancora il GSE, **entro il 31 maggio 2015**, definisce un progetto relativo all'**aggiornamento dei propri sistemi informatici** provvedendo a coordinarsi con quanto indicato per Terna nel progetto di cui al comma 9.1 dell'art. 9 al fine di garantire la piena interoperabilità con il sistema GAUDì. Il GSE dovrà definire anche i **flussi informativi per l'acquisizione dei dati di misura** necessari all'attuazione del presente provvedimento e li deve sottoporre, **entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della presente deliberazione**, alla verifica del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità. Il GSE dovrà anche informare la Direzione Mercati dell'AEEGSI in merito agli algoritmi per la determinazione dell'energia elettrica che ha diritto agli incentivi ovvero ai prezzi minimi garantiti.

Per tutto il periodo necessario per la piena operatività del presente provvedimento, il GSE definisce **modalità transitorie per l'applicazione** degli strumenti incentivanti di propria competenza ovvero dei prezzi minimi garantiti, nel rispetto di quanto previsto all'articolo 6 della presente deliberazione.

In aggiunta, all'**art. 11**, l'AEEGSI richiede **alle imprese distributrici** di provvedere ad adeguare, **entro il 31 marzo 2015**, le Modalità e Condizioni Contrattuali pubblicate ai sensi del TICA, al fine di dare attuazione a quanto previsto dalla presente deliberazione.

Inoltre, in maniera simile a quanto disposto all'art. 10 per il GSE, l'AEEGSI richiede **alle imprese distributrici** che provvedano ad adeguare, **entro il 31 maggio 2015**, i **propri sistemi informatici**, al fine sempre di dare attuazione a quanto definito dalla deliberazione.

Per tutto il periodo antecedente alla data di entrata in piena operatività dei sistemi informatici aggiornati, le imprese distributrici definiscono **modalità transitorie** che garantiscano la connessione dei sistemi di accumulo.

Nell'ambito delle disposizioni transitorie e finali, di cui all'**art. 12**, l'AEEGSI dà mandato alle imprese di-

sistemi di **attuare un censimento dei sistemi di accumulo** per i quali non trovano applicazione i requisiti tecnici previsti per i sistemi di accumulo dalle nuove Varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, dandone evidenza all'AEEGSI. A seguito degli esiti del censimento, l'AEEGSI valuterà la necessità di avviare per tali sistemi di accumulo un processo di adeguamento per renderli conformi a tali Varianti.

Nell'ambito delle disposizioni transitorie e finali di cui all'art. 12, l'AEEGSI dispone che ai fini della quantificazione della potenza complessivamente installata all'interno dei **sistemi semplici di produzione e consumo** di cui al TISSPC, si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione ai sensi dell'articolo 4.

I sistemi di accumulo possono quindi essere utilizzati, anche **per massimizzare l'autoconsumo**, sfruttando gli esoneri tariffari parziali attualmente previsti nei casi dei sistemi efficienti di utenza (SEU) e dei sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SEEU), sottospecie dei sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC). **L'AEEGSI ha quindi chiarito, con la presente deliberazione, che l'installazione dei sistemi di accumulo è compatibile con la qualifica di SEU e SEEU.**

Ancora, sempre all'art. 12, è specificato che le disposizioni di cui alla presente deliberazione trovano applicazione dall'1 gennaio 2015, ad eccezione di quelle, in capo alle imprese distributrici, a Terna e al GSE finalizzate a predisporre i sistemi informatici e i flussi informativi necessari per gestire i sistemi di accumulo che invece trovano applicazione dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento (21 novembre 2014). Infine si specifica come la presente

deliberazione sarà oggetto di revisione e integrazione entro il 31 dicembre 2014, a seguito del completamento, da parte del CEI, dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 finalizzato a definire i requisiti tecnici minimi che i sistemi di accumulo devono soddisfare per poter prestare servizi di rete.

Cosa che regolarmente è accaduta con la deliberazione 642/2014/R/eel del 18 dicembre 2014 pubblicata sul sito dell'AEEGSI in data 20 dicembre 2014 e che è oggetto di analisi al prossimo paragrafo.

Soggetto obbligato	Attività	Scadenza	Rif. Art.
TERNA	Definisce un progetto relativo alle modifiche da introdurre nel sistema GAUDI per permettere la gestione dei sistemi di accumulo in coerenza con quanto disposto dalla presente delibera 574/2014	Entro il 31 marzo 2015	Art. 9
GSE	Aggiorna le proprie regole tecniche relative all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, le modalità di rilascio della qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento e le modalità dei prezzi minimi garantiti	Entro 31 marzo 2015	Art. 10
GSE	Definisce opportuni algoritmi da utilizzare ai fini della determinazione dell'energia elettrica che ha diritto agli incentivi ovvero ai prezzi minimi garantiti.	Entro 31 marzo 2015	Art. 10
GSE	Definisce un progetto relativo all'aggiornamento dei propri sistemi informatici, provvedendo a coordinarsi con quanto indicato per Terna nel progetto di cui all'art. 9 della presente delibera 574/2014 al fine di garantire la piena interoperabilità con il sistema GAUDI.	Entro 31 maggio 2015	Art. 10
GSE	Definisce le modalità transitorie per l'applicazione degli strumenti incentivanti di propria competenza ovvero dei prezzi minimi garantiti.	Dal 1 gennaio 2015, per tutto il periodo necessario per la piena operatività del presente provvedimento	Art. 10
Imprese distributrici	Provvedono ad adeguare le Modalità e Condizioni Contrattuali pubblicate ai sensi del TICA.	Imprese distributrici	Art. 11
Imprese distributrici	Provvedono ad adeguare i propri sistemi informatici.	Entro il 31 marzo 2015	Art. 11
Imprese distributrici	Definiscono modalità transitorie che garantiscano la connessione dei sistemi di accumulo.	Entro 31 maggio 2015	Art. 12
Imprese distributrici	Attuano un censimento dei sistemi di accumulo per i quali non trovano applicazione i requisiti tecnici previsti per i sistemi di accumulo dalle nuove Varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, dandone evidenza all'AEEGSI.	Nel corso del 2015	Art. 12

Tabella 3.1. Riepilogo scadenze adempimenti previsti dalla deliberazione

3.2 La Deliberazione AEEGSI n. 642/2014/R/eel del 18 dicembre 2014

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

Obiettivi: Il provvedimento è finalizzato ad integrare la deliberazione 574/2014/R/eel al fine di definire i servizi di rete che dovranno essere prestati dai sistemi di accumulo. Ciò a seguito del completamento e della pubblicazione, da parte del CEI, delle varianti CEI 0-16 rev 1 2014-12 e CEI 0-21 rev 1 2014-12 avvenuto in data 18 dicembre 2014 (vedasi cap. 3 della presente guida).

Ambiti di applicazione: I medesimi della deliberazione AEEGSI n. 574/2014/R/eel del 20 novembre 2014

Principali contenuti

Con la Delibera 642/2014/R/eel, l'AEEGSI, a seguito del completamento da parte del CEI dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 (vedasi cap. 3), definisce ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo connessi alla rete di distribuzione, integrando la Delibera 574/2014/R/eel.

Le suddette varianti alle Norme CEI hanno l'obiettivo di introdurre alcune prescrizioni relative a tutte le fasi del funzionamento dei sistemi di accumulo (dall'avviamento, sincronizzazione e presa di carico, al funzionamento continuativo in parallelo alla rete, fino all'esercizio in tempo reale) per garantire il contributo dei predetti sistemi alla sicurezza e alla corretta gestione del complessivo sistema elettrico nazionale.

In primo luogo quindi il presente provvedimento, precisa meglio, integrando la precedente delibera 574/2014/R/eel, la **definizione di sistemi di accumulo**, specificando che i sistemi di accumulo per i quali trova applicazione la regolazione dell'AEEGSI (e che quindi sono trattati come gruppi di produzione) sono anche i sistemi in grado di alterare i profili di scambio (prelievo e immissione) con la rete elettrica. Non rientrano in tale

definizione solo i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza (UPS) che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

In secondo luogo, in merito ai **requisiti tecnici per i sistemi di accumulo** come definiti dalle Varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, il presente provvedimento (come già previsto dalla Delibera 574/2014/R/eel) ne prevede il rispetto da parte di tutti i sistemi per i quali è presentata la richiesta di connessione dal 21 novembre 2014 (data di entrata in vigore della medesima delibera 574/2014/R/eel).

Inoltre in relazione alle connessioni di nuovi sistemi di accumulo in media tensione, il presente provvedimento prevede che l'**applicazione dell'allegato Nbis della CEI 0-16 rev 1 2014-12**, ovvero l'obbligatorietà di fornire i test report (quali modalità di prova del possesso degli stessi requisiti tecnici), si avrà per richieste di connessione **successive al 1 settembre 2015**.

Nelle more dell'entrata in vigore di tali obbligatorio il provvedimento definisce che il richiedente sia tenuto ad allegare una **dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà** redatta dai costruttori dei sistemi di accumulo.

Nella presente delibera non vi sono invece indicazioni relative alle modalità di esecuzione di analoghi test report per gli impianti dotati di sistemi di accumulo connessi alla bassa tensione, dato che l'**allegato Bbis della norma CEI 0-21** non è stato ancora pubblicato ufficialmente dal CEI (nelle more dell'entrata in vigore far riferimento alla tabella 3.2). La presente delibera poi, **con riferimento agli inverter (in quanto parti costitutive del sistema di accumulo che consentono il ritardo nell'attivazione delle funzioni di limitazione della potenza attiva per transitori di sovrappotenza** originatisi sulla rete e di erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica), stabilisce che le certificazioni rilasciate a partire dall'entrata in vigore del presente provvedimento contemplino il pieno rispetto delle Varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e che siano obbligatorie per gli impianti per i quali viene presentata richiesta di connessione a partire dal **1 settembre 2016**.

Nelle more dell'entrata in vigore, e per le richieste di connessione presentate **dal 1 settembre 2015**, il richiedente è tenuto ad allegare una **dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà** redatta dai costruttori degli inverter con riferimento al ritardo all'attivazione delle funzioni P(f) e Q(V). Infine, in merito alle certificazioni previste dall'Allegato N alla Norma CEI 0-16 per gli impianti eolici, la presente

delibera definisce che siano obbligatorie nel caso di richieste di connessione presentate **dal 1 luglio 2015**, in modo da garantire l'approfondimento, presso il Tavolo Normativo del CEI competente (CT 316) delle problematiche riscontrate anche al fine del rilascio delle stesse certificazioni (nelle more si prevede che si utilizzi lo strumento della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta dai costruttori degli impianti eolici).

Soggetto obbligato	Attività	Data di inizio applicaz.	Rif. Art.
Richiedente la connessione alla rete del SDA in MT	Deve allegare al regolamento d'esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta (ai sensi DPR 445/00) dal costruttore e attestante che il medesimo sistema di accumulo è conforme dal punto di vista dei requisiti tecnici a quanto previsto dalla variante 1 alla terza edizione della norma CEI 0-16 nella versione consolidata	Dal 21 novembre 2014	Art. 1
Richiedente la connessione alla rete del SDA in BT	Deve allegare al regolamento d'esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta (ai sensi DPR 445/00) dal costruttore e attestante che il medesimo sistema di accumulo è conforme dal punto di vista dei requisiti tecnici a quanto previsto dalla variante 1 alla seconda edizione della norma CEI 0-21 nella versione consolidata	Dal 21 novembre 2014	Art. 1
Richiedente la connessione alla rete del SDA in MT	Deve allegare al regolamento d'esercizio le certificazioni di conformità redatte secondo le modalità di prova dei requisiti previsti dalla variante 1 alla terza edizione della norma CEI 0-16 nella versione consolidata	Dal 1 settembre 2015	Art. 3
Richiedente la connessione alla rete del SDA (sia in MT che in BT) per quanto riguarda l'obbligatorietà dei ritardi nell'attivazione delle funzioni P(f) e Q(V)	Deve allegare al regolamento d'esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta (ai sensi DPR 445/00) dal costruttore delle apparecchiature (che consentono il controllo dell'impianto) attestante che il medesimo dispositivo (inverter) è conforme a quanto previsto dalla Variante alla norma CEI 0-16 o dalla Variante alla norma CEI 0-21	Dal 1 settembre 2015	Art. 1
Richiedente la connessione alla rete del SDA sia in MT che in BT, per quanto riguarda l'obbligatorietà dei ritardi nell'attivazione delle funzioni P(f) e Q(V)	Deve obbligatoriamente allegare al regolamento d'esercizio le certificazioni di conformità attestanti per le relative apparecchiature di controllo dell'impianto (inverter) il pieno rispetto dell'obbligatorietà dei ritardi nell'attivazione delle funzioni P(f) e Q(V)	Dal 1 settembre 2016	Art. 3

Tabella 3.2. Riepilogo scadenze adempimenti previsti dalla deliberazione 642/2014 in funzione della progressiva attuazione nella normativa tecnica in materia di prova e certificazione dei requisiti dei SdA per la connessione alla rete di MT/BT

CAPITOLO 4

PROCEDURE PER LA CONNESSIONE

Nel seguito si fa riferimento più nello specifico al caso di sistema di accumulo accoppiato ad un impianto fotovoltaico, ma le stesse regole valgono anche per altre tecnologie.

4.1 Richiesta di connessione di un impianto fotovoltaico (con accumulo)

Se si vuole installare un impianto fotovoltaico bisogna elaborare un progetto preliminare ed un preventivo economico.

Una volta fatto ciò il progettista o la ditta installatrice si prevede di norma un accurato **sopralluogo** tecnico sul sito d'installazione. La produttività dell'impianto, infatti, dipende molto non solo dalla corretta installazione, ma anche dal corretto posizionamento ed orientamento dei pannelli fotovoltaici: se vengono esposti a nord o sono soggetti a troppi ombreggiamenti durante la giornata, il rendimento dell'impianto può venire fortemente compromesso.

Il titolare dell'impianto fotovoltaico deve poi:

- informarsi, presso l'ufficio comunale competen-

te (ufficio tecnico), sull'**iter autorizzativo** da seguire per ottenere le autorizzazioni.

- ottenere le autorizzazioni previste ed i permessi per la posa in opera dell'impianto fotovoltaico. In genere, per i piccoli impianti domestici, basta una semplice comunicazione preventiva al Comune, esattamente come qualsiasi altra ristrutturazione esterna all'edificio.
- inviare al gestore di rete locale il **progetto preliminare** dell'impianto richiedendogli la connessione alla rete.

Quindi il punto di partenza di tutto l'iter, è l'invio, da parte del richiedente della **"domanda di connessione"** al gestore di rete territorialmente competente allegando la documentazione prevista dall'art. 6.3, delibera n. 125/2010 e successive modifiche, utilizzando la modulistica messa a disposizione dal gestore di rete. Per comodità si farà, d'ora in avanti, riferimento alla modulistica e alle procedure di uno dei più importanti gestori di rete nazionali.

Schermata principale del "portale produttori" di uno dei maggiori gestori di rete:



Figura 4.1. Schermata "produttori" di uno dei maggiori gestori di rete

Estratto del file excel "Addendum tecnico storage":

Guida alla richiesta di connessione sistema di accumulo

Di seguito tre modelli da compilare in base alle condizioni di connessione del sistema di accumulo:

FOGLIO "1": Nuova connessione/modifica connessione esistente per attivazione di nuovo sistema di accumulo senza impianti di produzione / consumo sottesi al POD

Compilazione del File Excel da trasmettere tramite portale ed indicazione dei parametri tecnici del portale produttore delle grandezze caratteristiche (assimilabili per natura ad un impianto fotovoltaico)

FOGLIO "2": Modifica connessione esistente di sistema di accumulo con impianti di produzione esistente, con/senza unità di consumo sotteso al POD (presentare richiesta come "Adeguamento della connessione esistente")

Compilazione del File Excel da trasmettere tramite portale dei soli dati del sistema di accumulo e compilazione dei parametri tecnici del portale delle grandezze caratteristiche dell'impianto di produzione

FOGLIO "3": Nuova connessione/modifica di connessione esistente per attivazione di sistema di accumulo integrato all'impianto di produzione con/senza unità di consumo sottese al POD

Compilazione del File Excel da trasmettere tramite portale dei soli dati del sistema di accumulo e compilazione dei parametri tecnici del portale delle grandezze caratteristiche dell'impianto di produzione

In base alle condizioni di connessione dello storage oggetto della richiesta, sarà necessario restituire firmato il foglio corrispondente al caso in considerazione in formato Pdf, caricandolo nella sezione "Allegati" della domanda di connessione sotto la voce specifica "Dichiarazione tecnica storage firmata".

Sotto la voce "Addendum tecnico storage", sarà necessario caricare il file corrispondente alle condizioni espresse negli oggetti dei fogli 1/2/3, in base alle condizioni del proprio impianto storage, nel formato Excel, inserendo i dati nella tabella "Elenco dei dati tecnici".

Elenco dei dati tecnici necessari in fase di acquisizione della domanda di connessione:

Dato	Categoria	Descrizione
Schema unifilare di collegamento (rif. Norma CEI 0-21 Norma CEI 0-16)	Testo	
Tensione nominale	(V)	
Potenza di scarica nominale	(kW)	
Potenza di carica nominale	(kW)	
Potenza nominale inverter	(kW)	
Potenza di corto circuito complessiva	(kW)	
Capacità di accumulo nominale	(kWh)	
Descrizione della tipologia chimica della cella	Testo	
Monodirezionale	☐	
Bidirezionale	☐	
Lato produzione	☐	

Tabella 4.1. Dati tecnici necessari per la domanda di connessione

Come compilare le voci riportate nella tabella:

Schema unifilare di collegamento (rif. Norma CEI 0-21 / Norma CEI 0-16): si dovrà riportare il riferimento alla configurazione di sistema di accumulo relativo alla Figura della normativa CEI 0-21 o CEI 0-16, ad esempio "Lo schema di connessione del sistema di accumulo è congruente con quello riportato in figura xx della Norma CEI 0-21 / Norma CEI 0-16".

Tensione nominale: si dovrà riportare il valore della tensione di connessione del sistema di accumulo in Volt (V)

Potenza nominale del sistema di accumulo: si dovrà riportare il valore della potenza nominale del sistema di accumulo espresso in kW

Potenza di cortocircuito complessiva: si intende il valore in kW che l'impianto comprensivo di sistema di accumulo è in grado di immettere lato rete; nel caso in cui il sistema di accumulo sia sotteso all'inverter si conferma pari alla potenza di corto circuito dell'inverter

Capacità di accumulo nominale: si dovrà riportare il valore della capacità del sistema di accumulo espressa in kWh

Descrizione della tipologia chimica della cella: Riportare la tipologia elettrochimica della batteria

Monodirezionale: spuntare la casella nel caso in cui il sistema di accumulo assorbe energia elettrica solo dall'impianto di produzione

Bidirezionale: spuntare la casella nel caso in cui il sistema di accumulo può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete elettrica pubblica

Lato produzione: spuntare la casella nel caso in cui il sistema di accumulo sia installato tra l'impianto di produzione e misuratore dell'energia elettrica prodotta

Lato post-produzione: spuntare la casella nel caso in cui il sistema di accumulo sia installato tra misuratore dell'energia elettrica prodotta ed il misuratore dell'energia elettrica scambiata con la rete elettrica pubblica

In ogni caso tutti i gestori di rete, ai sensi dell'art. 3, Delibera n.125/2010, devono rendere disponibili ai richiedenti le «Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione (MCC)». Per il gestore di rete il riferimento è la

"Guida alle connessioni alla rete elettrica" ed. 4.0 di Marzo 2014 (di seguito utilizzata come base per la descrizione dell'iter da seguire).

Nella tabella di seguito è riportato l'elenco dei documenti necessari per la richiesta di connessione dell'impianto alla rete.

N.	Documento
1	Modulo di richiesta completo delle informazioni del richiedente, dell'impianto e dell'immobile sul quale verrà realizzato e, in caso di allacciamento in parallelo a un'utenza elettrica esistente, i dati indicativi dell'utenza esistente
2	Planimetria catastale dell'immobile
3	Solo in caso di richiesta di un nuovo punto di connessione invio della carta tecnica regionale dell'area sede dell'impianto
4	Copia di un documento di riconoscimento valido del richiedente
5	Copia della ricevuta di pagamento del corrispettivo per la richiesta di connessione (come chiarito nella seguente tabella 3);
6	Schema elettrico con indicazione del numero e della potenza dei generatori, posizione dei dispositivi di comando, protezione e sezionamento con particolare riferimento al DG (Dispositivo Generale dell'utenza) e del DDI (Dispositivo di Interfaccia).

Tabella 4.2. Documenti necessari per le richieste di connessione

La domanda di connessione, debitamente compilata e sottoscritta, deve essere inviata, a partire dal 1° luglio 2012, attraverso il Portale Produttori, con le modalità previste al link:

http://eneldistribuzione.enel.it/it-IT/Pagine/domanda_connessione.aspx

o in altre forme come descritto dal "gestore di rete" locale.

Per la ricevuta di pagamento, il corrispettivo per la domanda di connessione è legato alla potenza immessa in rete secondo quanto riportato nella tabella, aggiornata all'aliquota IVA al 22%.

Potenza immessa in rete	Corrispettivo IVA esclusa	Tempi di attesa in giorni lavorativi per il preventivo
$P \leq 50 \text{ kW}$	100 €	20
$50 < P \leq 100 \text{ kW}$	200 €	20
$100 < P \leq 500 \text{ kW}$	500 €	45
$500 < P \leq 1.000 \text{ kW}$	1.500 €	45
$P > 1.000 \text{ kW}$	2.500 €	60

Tabella 4.3. Corrispettivo e tempi di attesa

Ai sensi dell'art. 2.4, Delibera n. 125/2010 e successive modifiche, il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione è determinato sulla base delle seguenti condizioni vincolanti per il gestore di rete:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione;
- per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW, il servizio di connessione è solitamente erogato in media tensione;
- nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione.

Da notare che le prime due condizioni non escludono la possibilità, sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori, rispettivamente, a 100 kW o a 6.000 kW. Rimane però il problema che in fase di richiesta non è dato modo (ufficialmente) di sapere quale sia la capienza residua della rete BT o MT disponibile per l'allacciamento dell'impianto per il quale si sta facendo domanda.

Il preventivo di connessione ha una validità di **45 giorni lavorativi** entro il quale, pena la sua decadenza, il richiedente dovrà provvedere all'accettazione.

Nel caso in cui si sia scelto di far svolgere al gestore di rete la sola redazione della documentazione o l'intero iter autorizzativo, allegata all'accettazione del preventivo si dovrà inviare anche la ricevuta di pagamento del relativo corrispettivo. Una volta accettato il preventivo di connessione con realizzazione dell'iter autorizzativo in proprio, il richiedente dovrà comunicare al gestore di rete l'inizio delle attività per l'ottenimento delle autorizzazioni entro:

- 60 giorni lavorativi per le connessioni in bassa tensione;
- 90 giorni lavorativi per le connessioni in media tensione.

Inoltre, sempre a far data dall'accettazione del preventivo, il richiedente avrà 6 mesi di tempo per gli

impianti connessi in BT e un anno per gli impianti connessi in MT per iniziare i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione. In ogni caso, pena la decadenza del preventivo, dovrà comunicare o l'inizio dei lavori o le motivazioni che l'hanno impedito entro i termini sopra indicati.

Le comunicazioni di inizio iter autorizzativo e di inizio lavori dovranno essere rese secondo la modulistica del gestore rispettivamente ai sensi degli articoli 2.1 e 2.2, Allegato B e dell'art. 31.1, Allegato A, Delibera AEEG 125/2010.

4.2 Qualificazione delle unità di produzione in GAUDì

Gli art. 10, 16, 23, 30 e 36 del TICA modificato stabiliscono una serie di obblighi informativi e di attività di validazione in capo a vari soggetti – Terna, GSE, Gestori di Rete, Produttori e Utenti del Disaccoppiamento – da gestire e tracciare in GAUDì (sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità).

La versione di GAUDì in esercizio da Marzo 2013 consente la gestione delle seguenti fasi del processo di qualificazione dell'impianto:

- Registrazione Impianto da parte del produttore;
- Validazione Impianto da parte del Gestore di Rete;
- Registrazione UP da parte del produttore;
- Validazione e Abilitazione Commerciale delle UP da parte di Terna;
- Comunicazione di fine lavori dell'impianto da parte del produttore;
- Comunicazione della sottoscrizione del regolamento di esercizio da parte del Gestore di Rete;
- Comunicazione del completamento della connessione da parte del Gestore di Rete;
- Attivazione della connessione da parte del Gestore di Rete;
- Modifica post esercizio dei dati (si precisa in merito che dette modifiche devono sempre essere validate dal Gestore di Rete)

Nel caso di installazione di un sistema di accumulo questa è la schermata del portale di Terna dove si chiede che **tipo di Sistema di accumulo** si vuole installare.

4.2.1 Modalità a regime (per impianti registrati in GAUDì successivamente al 30/04/2012)

4.2.1 Modalità a regime (per impianti registrati in GAUDì successivamente al 30/04/2012)

Per gli impianti registrati in GAUDì successivamente al 30/04/2012, ai fini della qualificazione delle Unità di Produzione, è previsto il **processo a regime** con le modalità di seguito descritte.

Al ricevimento della comunicazione di accettazione del preventivo, il Distributore comunica a Terna l'anagrafica del POD, comprensiva del codice di rintracciabilità della pratica di connessione e della potenza di immissione in rete, riportata nel preventivo accettato dal richiedente, prevista al termine dell'iter di connessione alla rete.

Successivamente al ricevimento del preventivo, all'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione ed esercizio dell'impianto di produzione, il richiedente è tenuto a registrare l'anagrafica dell'impianto di produzione in GAUDì, accedendo al link:

http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/gaudi.aspx

Per maggiori dettagli relativamente alla procedura per la registrazione dell'impianto, si rimanda ai ma-

nuali di GAUDì pubblicati sul sito di Terna.

Successivamente alla registrazione dell'anagrafica in GAUDì, Terna provvede a trasmettere al Distributore i dati che il produttore ha inserito in fase di registrazione in GAUDì.

In fase di registrazione in GAUDì, Terna rilascia al produttore i codici **CENSIMP** e **SAPR** che identificano univocamente l'impianto di produzione che verrà connesso alla rete, e che il produttore dovrà comunicare, successivamente all'attivazione dell'impianto, al GSE, ai fini dell'attivazione delle convenzioni, ovvero all'utente del dispacciamento in immissione scelto.

Secondo quanto previsto nell'articolo 36.3 del TICA modificato, il Distributore, nei 15 giorni lavorativi successivi al ricevimento dell'attestazione di avvenuta registrazione in GAUDì, provvede a validare i dati inseriti in GAUDì dal produttore, sulla base dei dati relativi alla pratica di connessione. Il gestore di rete valida i dati che il produttore ha inserito in GAUDì a meno di difformità con i dati in possesso del gestore di rete. In caso contrario, il produttore, avisato da Terna, provvede a modificare i dati incongruenti precedentemente inseriti in GAUDì, che verranno nuovamente sottoposti al gestore di rete per la validazione.

Non è consentito al produttore di modificare i dati registrati in GAUDì prima dell'eventuale rigetto da parte del Distributore, con lo scopo di evitare disallineamenti tra GAUDì e i sistemi del gestore di rete.

Successivamente alla validazione dei dati presenti in GAUDì, il produttore accede a GAUDì per registrare le Unità di Produzione (di seguito UP) associate all'impianto.

Una volta **realizzato l'impianto di produzione**, il produttore accede a GAUDì per registrare la data di **completamento dei lavori**.

Il Distributore trasmette a Terna, per l'inserimento in GAUDì, le date di completamento dei lavori di connessione alla rete e di sottoscrizione del regolamento d'esercizio.

Come previsto dall'articolo 36quater.1 del TICA modificato, per le sole UP per le quali non è stata indicata in GAUDì la volontà di accedere ad una delle convenzioni del GSE per il trattamento dell'energia immessa in rete, è inoltre richiesta, ai fini del completamento del processo di qualificazione al mercato dell'UP in GAUDì, la sottoscrizione di un contratto di dispacciamento in immissione, a cura del produttore e dell'utente del dispacciamento in immissione da questi scelto.

A seguito del completamento delle attività sopra descritte, l'impianto ottiene l'Abilitazione ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio delle UP sul GAUDì. Tale requisito è obbligatorio ai fini dell'attivazione dell'impianto.

Entro 5 giorni lavorativi dall'attivazione dell'impianto di produzione, il Distributore comunica infine a Terna, per il tramite di GAUDì, la data di entrata in esercizio dell'impianto stesso.

A seguito della conferma di entrata in esercizio dell'impianto di produzione, Terna provvede alle attività necessarie per l'abilitazione al mercato dell'impianto. Per maggiori dettagli si rimanda al manuale utente di GAUDì pubblicato sul sito di Terna.

4.3 La comunicazione di fine lavori

Una volta terminati i lavori, che richiedono in genere non più di 2-3 giorni per i piccoli impianti domestici, il titolare dell'impianto invia al gestore di rete la **"fine**

lavori" e quest'ultimo deve provvedere a comunicare la data esatta dell'**allacciamento** dell'impianto alla rete elettrica.

E' in questa fase che l'utente dovrà pagare il rimanente corrispettivo di connessione al Distributore.

Anche in questo caso, tempi e modalità che portano dall'effettiva fine dei lavori al collegamento dell'impianto alla rete, sono molto diversi in funzione del tipo e di semplicità dell'impianto di connessione. In caso di collegamenti complessi, al termine dei lavori di realizzazione delle opere di connessione da parte del richiedente, si dovrà predisporre il collaudo. In questa fase dovranno essere inviati al gestore di rete tutti gli elaborati costruttivi dei lavori svolti, unitamente alle certificazioni e alle fatture di acquisto dei materiali utilizzati. I materiali e le modalità di lavoro devono essere conformi alle prescrizioni del gestore di rete.

Quando invece le opere per la realizzazione della connessione sono realizzate dal gestore di rete, quest'ultimo comunicherà la fine lavori dell'impianto di connessione al richiedente, che da parte sua comunicherà la fine lavori dell'impianto di produzione al "gestore di rete". Sia che i lavori siano di tipo semplice o di tipo complesso, l'atto finale dell'iter burocratico è la stipula del "regolamento di esercizio".

A partire dalla "fine lavori" la **data limite per l'allacciamento dell'impianto alla rete da parte del gestore di rete** (secondo il TICA, il Testo Integrato delle Connessioni Attive) prevede le seguenti tempistiche:

- **30 giorni lavorativi** dall'accettazione del preventivo e contestuale pagamento del 100% del corrispettivo per lavori semplici;
- **90 giorni lavorativi** (più 15 giorni lavorativi per ogni km eccedente il primo) dall'approvazione dell'iter autorizzativo e contestuale pagamento del saldo del corrispettivo per lavori complessi realizzati a cura del gestore (il totale corrispettivo se inferiore a 2.000 Euro o nel caso di assenza di iter autorizzativo o del rimanente 70% per gli altri casi);
- **10 giorni lavorativi** dall'invio della comunicazione di fine lavori.

Il distributore di rete **entro questi 30 gg lavorativi** (nel caso di lavori semplici) non è obbligato ad al-

lacciare, ma ad emettere una **comunicazione dove sono proposte le date di allacciamento** (le date sono a scelta tra 2 disponibili, distanziate fra loro di 1-2 gg, una in cui l'allacciamento è previsto di mattina ed una di pomeriggio). **Queste date possono essere fino a 10 gg lavorativi successivi alla data della comunicazione.**

In tal caso comunque il preventivo fornisce le informazioni specifiche su costi e tempistiche.

Il gestore di rete provvederà a collegare l'impianto alla rete installando i contatori di sua competenza rilasciando i verbali di installazione necessari per la richiesta degli incentivi al GSE.

Per gli impianti di taglia **superiore ai 20 kW** il soggetto responsabile deve presentare all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) competente la **denuncia dell'apertura dell'officina elettrica**; non è invece necessario presentarla se l'impianto immette in rete tutta l'energia prodotta.

4.4 L'entrata in esercizio dell'impianto

E' solo dopo l'allacciamento che l'impianto potrà **entrare in esercizio**.

L'immissione/prelievo di energia in rete dovrà essere opportunamente definita da un contratto stipulato generalmente con un trader che svolge il ruolo di utente di dispacciamento. Nel caso in cui il SdA condivida il punto di connessione con un impianto di generazione a fonte rinnovabile, è possibile aderire ai meccanismi semplificati di accesso alla rete previsti dal GSE. Di seguito si entrerà nel dettaglio di quest'ultima soluzione.

Dall'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico, il soggetto responsabile dell'impianto (o suo delegato) composto da generatore fotovoltaico e SdA, ha tempo 60 giorni solari per presentare al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) la richiesta di convenzione dello Scambio sul Posto o del Ritiro Dedicato (RID). Attenzione, oggi la domanda può essere presentata al GSE solo online attraverso l'apposto portale del gestore dei servizi energetici: <http://applicazioni.gse.it>. La domanda online necessita l'invio, sempre per via telematica, di diverse pratiche: documentazioni tecniche, fotografie dell'impianto e certificazioni. No-

nostante ciò, con un po' di accuratezza, questa fase può essere presa in carico direttamente dal titolare dell'impianto. Il vantaggio di avere proprie credenziali di accesso al portale è di poter visionare in ogni momento la propria situazione e di avere un canale diretto di comunicazione col GSE.

Con la news del 23 dicembre 2014, il GSE ha confermato la possibilità di connettere questi tipi di impianti alla rete superando la precedente comunicazione del 20 settembre 2013 ed individuando le modalità provvisorie per la corretta comunicazione di installazione di sistemi di accumulo (<http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/Installazione-di-sistemi-di-accumulo-su-impianti-incentivati-o-che-beneficiano-dei-prezzi-minimi-garantiti.aspx>).

NOTA: L'impianto fotovoltaico deve essere installato secondo specifiche norme tecniche e per i pannelli e gli inverter, se devono essere collegati alla rete elettrica generale, sono necessarie diverse **certificazioni di conformità** alle normative europee (ad es. CEI EN 61215, CEI EN 61646). I laboratori che rilasciano queste certificazioni, inoltre, devono essere accreditati da appositi organismi appartenenti all'European Accreditation Agreement. Deve essere installato, insomma, tutto "a regole d'arte" con tanto di certificazioni europee necessarie per l'immissione in rete dell'energia autoprodotta.

4.5 La richiesta delle detrazioni fiscali

Gli impianti fotovoltaici al servizio delle abitazioni possono usufruire fino a fine anno delle detrazioni fiscali Irpef sul 50% dei costi di realizzazione. Lo sgravio fiscale è equiparabile agli incentivi e garantisce la restituzione, tramite detrazioni Irpef, della metà del costo dei lavori. La restituzione avviene in 10 anni.

Per richiedere le detrazioni fiscali bisogna pagare i lavori con bonifico bancario specificando in causale che si tratta di lavori di ristrutturazione edilizia assoggettabili a detrazione ed indicando codice fiscale del committente e partita iva dell'appaltatore.

CAPITOLO 5

ADEMPIMENTI PER IL GSE

Il GSE con comunicato pubblicato sul proprio sito internet il 20 settembre 2013, ha informato che:

“Con riferimento alle richieste di chiarimenti pervenute al GSE in merito alla possibilità d’installazione di sistemi di accumulo su impianti già ammessi agli incentivi, si precisa quanto segue. Nelle more della definizione e della completa attuazione del quadro normativo e delle regole applicative del GSE per l’utilizzo dei dispositivi di accumulo, ai fini della corretta erogazione degli incentivi, non è consentita alcuna variazione di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell’energia prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica dei sistemi di accumulo tramite l’energia elettrica prelevata dalla rete. A tal proposito si rammenta che il GSE, nel caso in cui dovesse accertarne la sussistenza, nell’ambito delle verifiche effettuate ai sensi dell’art. 42 del Decreto Legislativo 28/2011, applicherà le sanzioni previste dal medesimo articolo, ivi inclusa la decadenza dal diritto agli incentivi e il recupero delle somme già erogate.”

Di fatto questa news ha bloccato il neo emergente mercato dei sistemi di accumulo, dato che ne era vietata l’installazione in impianti fotovoltaici già incentivati dai Conti Energia.

Tra gli adempimenti che l’AEEGSI determina nella deliberazione 574/2014, uno è indirizzato al GSE – Gestore Servizi Energetici – ed in particolare prevede che il GSE aggiorni le proprie regole tecniche e definisca opportuni algoritmi da utilizzare ai fini della determinazione della quota di energia elettrica che ha diritto agli incentivi.

Come primo passo, a dicembre 2014, subito dopo la pubblicazione delle regole tecniche di connessione CEI 0-16 e CEI 0-21 e della deliberazione 642/14 dell’Autorità, il GSE ha pubblicato sul proprio sito una news che permette l’installazione di sistemi di accumulo anche in impianti incentivati, cancellando di fatto la precedente news del 2013.

Ad aprile 2015 sono state pubblicate le **“REGOLE TECNICHE PER L’ATTUAZIONE DELLE DISPOSIZIONI RELATIVE ALL’INTEGRAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE ai sensi della deliberazione 574/2014/R/EEL”**.

Il documento, redatto ai sensi dell’articolo 10, comma 1, della deliberazione 574/2014/R/eel, aggiorna le regole tecniche del GSE relative all’erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, le modalità di riconoscimento dei prezzi minimi garantiti e di emissione delle garanzie di origine, nel caso di sistemi di accumulo integrati con gli impianti di produzione di energia elettrica.

Come noto, il GSE, in attuazione dei Decreti Ministeriali di riferimento, come integrati e modificati, e delle delibere dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, ha pubblicato le Procedure Applicative contenenti i regolamenti operativi per l’accesso ai regimi di incentivazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per il rilascio delle garanzie di origine e per l’accesso al ritiro dedicato. Tali Procedure sono in parte sostituite e aggiornate dal presente documento che ha l’obiettivo, tra l’altro, di strutturare in maniera organica le modalità di gestione dei sistemi di accumulo integrati con gli impianti di produzione di energia elettrica gestiti dal GSE.

Nel dettaglio, il presente documento illustra per gli impianti che beneficiano di incentivi o hanno diritto alle garanzie di origine o ai prezzi minimi garantiti nell’ambito del ritiro dedicato:

- il contesto normativo e regolatorio di riferimento;
- gli schemi di connessione alla rete dei sistemi di accumulo come definiti dal Comitato Elettrotecnico Italiano;
- le modalità di comunicazione al GSE da parte del Soggetto Responsabile dell’installazione di sistemi di accumulo in impianti di produzione;
- i requisiti per il mantenimento dei benefici rico-

- nosciuti agli impianti di produzione;
- gli algoritmi utilizzati per la quantificazione dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete dagli impianti di produzione;
- le modalità di erogazione, sia in acconto sia a conguaglio, dei benefici riconosciuti agli impianti di produzione.

In allegato al documento si fornisce inoltre evidenza dei flussi informativi per l'acquisizione dei dati di misura di energia elettrica necessari all'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica presso impianti di produzione, approvati dalla Direzione Mercati dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 10, comma 3 della deliberazione 574/2014/R/eel.

Le regole tecniche GSE si applicano alle seguenti fattispecie di impianti di produzione, indipendentemente dalla data di entrata in esercizio:

- Solari fotovoltaici che accedono alle tariffe incentivanti;
- Solari termodinamici che accedono al Conto Energia;
- Altra fonte rinnovabile, diversa da fotovoltaico, che accede alle tariffe incentivanti o ai certificati verdi;
- Fonte combinata di energia elettrica e calore, per la quale viene richiesta la qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento e/o il riconoscimento dei certificati bianchi;
- Fonte rinnovabile che accede, nell'ambito del ritiro dedicato, ai prezzi minimi garantiti;
- Fonte rinnovabile che accede allo scambio sul posto;
- Fonte rinnovabile per la quale è richiesta l'emissione di garanzie d'origine

La Tabella 5.1 evidenzia, per ciascuna configurazione, se gli algoritmi per la quantificazione dell'energia prodotta/ immessa in rete dall'impianto che beneficia di tariffe incentivanti/ regimi commerciali speciali subiranno modifiche a regime e se sono previsti acconti in via transitoria.

Le configurazioni indicate sono:

- Configurazione 1: Lato produzione monodirezionale (corrente continua)
- Configurazione 2: Lato produzione bidirezionale

(corrente continua o alternata)

- Configurazione 3: Post produzione bidirezionale (corrente alternata)

	Configurazione 1	Configurazione 2	Configurazione 3
I CE in cessione, II CE, III CE e IV CE no TFO FTV	NO MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO (ai sensi del DM 16/10/2014)	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO
TFO FTV - IV CE e V CE	NO MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO (ai sensi del DM 16/10/2014)	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO
TO	NO MODIFICHE	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO
TFO/ TP FER	NO MODIFICHE	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO (se $P \leq 1\text{MW}$)	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO (se $P \leq 1\text{MW}$)
CV	NO MODIFICHE	SI MODIFICHE; NO ACCONTO	NO MODIFICHE
RID per impianti a PMG e a ML	NO MODIFICHE	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO (se RID GSE)	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO (se RID GSE)
GO	NO MODIFICHE	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO	SI MODIFICHE; ACCONTO/ CONGUAGLIO

Tabella 5.1. Modifiche, acconti/conguagli per le diverse configurazioni e regimi incentivanti

Il Soggetto Responsabile che intende installare un sistema di accumulo su un impianto di produzione gestito dal GSE è tenuto ad inviare al GSE stesso un'apposita comunicazione d'inizio installazione allegando copia del documento d'identità in corso di validità del Soggetto Responsabile, redatta utilizzando il modello disponibile in allegato alla Regola.

Entro 30 giorni dalla data di attivazione delle apparecchiature di misura installate/sostituite a seguito dell'intervento ovvero dalla data di primo parallelo con la rete elettrica del sistema di accumulo (se più recente della data di attivazione) il Soggetto Responsabile è tenuto ad inviare la comunicazione di fine installazione di Sistemi di Accumulo.

Il Soggetto Responsabile deve fornire, nella comunicazione di fine installazione del sistema di accumulo sull'impianto, le informazioni sulle caratteristiche tecnologiche ed economiche del sistema d'accumulo stesso, secondo il modello contenuto nelle Regole del GSE.

Alla comunicazione di fine installazione deve essere allegata la seguente documentazione:

- copia del documento d'identità in corso di validità del Soggetto Responsabile;
- attestazione GAUDì riportante il codice CENSIMP;
- certificati di taratura/verbal di attivazione delle apparecchiature di misura eventualmente installate.
- copia del progetto definitivo del sistema di accumulo firmata da tecnico abilitato corredata da:
 - relazione tecnica;
 - schema elettrico unifilare as-built dell'impianto, redatto ai sensi delle norme tecniche CEI, recante, in particolare, le caratteristiche e l'esatta inserzione/posizione dei sistemi di accumulo installati e delle apparecchiature di misura eventualmente installate e l'indicazione del codice sezione GAUDì a cui il sistema di accumulo è connesso;
 - attestazione dell'avvenuto pagamento del contributo a copertura dei costi di istruttoria, ai sensi del DM 24 dicembre 2014.

La presentazione della comunicazione di fine installazione presuppone la corretta registrazione su GAUDì del sistema di accumulo e il conseguente rilascio dell'attestazione dal portale di Terna.

Il Soggetto Responsabile può richiedere una valutazione preventiva per valutare l'ammissibilità dell'intervento di installazione del sistema di accumulo sull'impianto, secondo il modello contenuto nelle Regole del GSE.

Alla richiesta di valutazione preventiva del progetto deve essere allegata la seguente documentazione:

- copia del documento d'identità in corso di validità del Soggetto Responsabile;
- copia del progetto preliminare del sistema di accumulo firmata da tecnico abilitato, corredata da:
 - relazione tecnica dell'impianto;
 - schema elettrico unifilare di connessione alla rete elettrica con indicazione dei servizi ausiliari di centrale e delle modalità di collegamento del sistema di accumulo;
- attestazione dell'avvenuto pagamento del contributo a copertura dei costi di istruttoria, ai sensi del DM 24 dicembre 2014.

La richiesta di valutazione preliminare dovrà essere inviata al GSE prima della realizzazione dell'intervento.

Il GSE si esprime entro 60 giorni dalla ricezione della richiesta in ordine all'ammissibilità dell'intervento.

Il Soggetto Responsabile è tenuto a corrispondere al GSE, antecedentemente alla presentazione della richiesta di valutazione preventiva del progetto ovvero della comunicazione di fine installazione di sistemi di accumulo, secondo quanto definito dal DM 24/12/2014, un contributo per le spese di istruttoria ad ogni richiesta di installazione di sistemi di accumulo.

Il GSE renderà note sul proprio sito istituzionale le modalità operativa per poter procedere al versamento di tale contributo a copertura dei costi di istruttoria.

Il contributo è relativo alle modifiche impiantistiche apportate, e dipende dalla tipologia di fonte (impianti fotovoltaici o impianti FER non fotovoltaici) e dalla potenza dell'impianto di produzione interessato al netto del sistema di accumulo.

Per gli impianti fotovoltaici: corrispettivo fisso pari a 50 euro a pratica, oltre ad un corrispettivo variabile di 2 euro a kW per i primi 20 kW e 1 euro a kW per i successivi.

kW soggetti a modifica impiantistica	Euro/impianto
0 - 50	50
50 - 200	90
200 - 1.000	300
1.000 - 5.000	710
> 5.000	1.150

Tabella 5.2. Contributo dovuto al GSE per le modifiche impiantistiche

Qualora l'installazione del sistema di accumulo avvenga in un impianto esistente, bisogna fare riferimento anche a:

- regole SEU
- DTR

CAPITOLO 6

ASPETTI DI SICUREZZA E AMBIENTALI

6.1 Caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche degli accumulatori

Di seguito si evidenziano le caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche per le diverse tipologie di batterie.

6.1.1 Accumulatori al piombo acido

La cella elementare di un accumulatore al piombo è costituita da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, mentre l'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico con elevata conducibilità ionica.

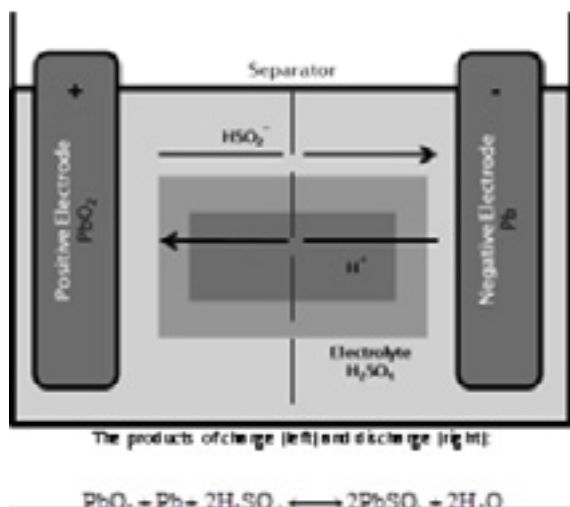


Figura 6.1. Reazioni chimiche per batteria al piombo acido

Una cella elementare è costituita da un certo numero di elettrodi positivi connessi tra loro, alternati ad elettrodi negativi anch'essi connessi tra loro. Interposto tra elettrodo positivo ed elettrodo negativo vi è un separatore.

Nelle applicazioni pratiche vengono installate in un unico contenitore diverse celle elementari, collegate elettricamente in serie, che realizzano monoblocchi con tensione nominale pari a 12 o 24Vdc.

Il progetto della cella elementare e la geometria della cella influenzano le prestazioni dell'accumulatore. Gli elettrodi possono essere:

- a "piastre piane": la materia attiva è una piastra spugnosa spalmata su una griglia metallica realizzata generalmente in piombo addizionato di calcio o antimonio per ottenere maggiore resistenza meccanica (più raramente in piombo puro).
- a "tubo": il componente elementare è un tubo contenente la materia attiva, attraversato da un sottile strato di piombo per l'adduzione della corrente.

Esistono molteplici tipologie di accumulatori al piombo, che possono essere raggruppati in due categorie principali:

1. VLA (Vented Lead Acid), accumulatori aperti
2. VRLA (Valve Regulated Lead Acid), accumulatori ermetici

Gli accumulatori VLA sono caratterizzati dalla presenza di un'apertura che permette la fuoriuscita dell'idrogeno e dell'ossigeno prodotti durante le reazioni parassite in carica. Questi accumulatori trovano largo impiego nelle applicazioni stazionarie e nella trazione, tra le principali:

- SLI (Starting Lighting Ignition) – batterie di avviamento dei motori, adatte a lavorare con alti picchi di potenza con profondità di scarica e carica poco profonda
- Batterie per trazione elettrica – utilizzate per carrelli elevatori, muletti elettrici, ecc. Utilizzano

batterie in grado di sostenere profondità di scarica profonde.

- Batterie stazionarie – utilizzate come alimentazione di emergenza in centrali elettriche, sotto-stazioni, ecc.

Negli accumulatori di tipo aperto è previsto il rabbocco dell'acqua contenuta nell'elettrolita, che si consuma per evaporazione ed elettrolisi. Se sottoposte a corretta gestione e regolare manutenzione, queste batterie possono avere una vita attesa anche di 20 anni.

Gli accumulatori regolati con valvola (VRLA) sono detti anche ermetici o a ricombinazione di gas. In questi accumulatori, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua. Le tecnologie sono essenzialmente due:

- AGM (Absorbed Glass Material) – in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto microporoso tipo fibra di vetro
- GEL – in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto tipo gel

Gli accumulatori ermetici sono ormai ampiamente diffusi grazie ad alcuni vantaggi, quali la minore manutenzione richiesta, il minor ingombro e l'emettere quantità di idrogeno limitate, richiedendo quindi misure di ventilazione degli ambienti meno gravose.

6.1.2 Batteria Litio/Ioni

In una batteria litio/ioni il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO_2 con $\text{TM} = \text{Co}, \text{Ni}, \text{Mn}$) che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni di litio possono essere inseriti o estratti facilmente. L'anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato in cui ogni atomo è legato ad altri tre in un piano composto da anelli esagonali fusi assieme e che grazie alla delocalizzazione della nuvola elettronica conduce elettricità.

L'elettrolita è composto tipicamente da sali di litio come l'esafluorofosfato di litio (LiPF_6) disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile o di etilene) e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene.

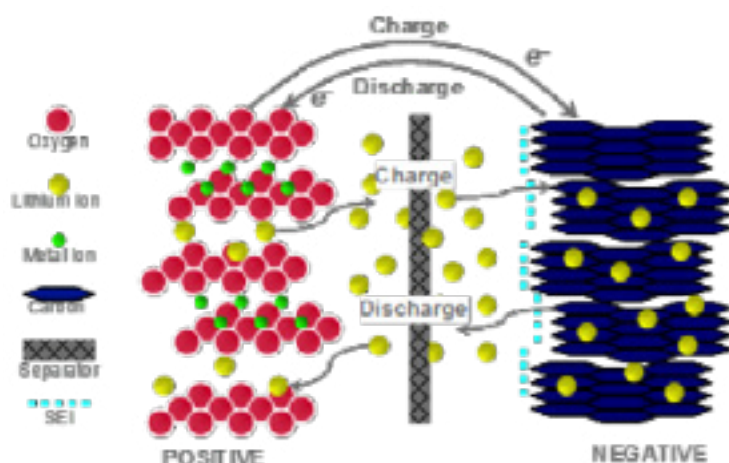


Figura 6.2. Reazioni chimiche per batteria Litio/Ioni

I collettori di corrente sono generalmente costituiti da metalli che non devono reagire con l'elettrolita e sono solitamente il rame per il anodo e l'alluminio per il catodo.

Quando la cella è completamente scarica tutto il litio presente è contenuto nel catodo.

Durante il processo di carica lo ione di litio viene estratto dall'ossido metallico costituente il catodo e trasferito all'anodo, mentre gli elettroni migrano dal catodo all'anodo attraverso il circuito esterno ed il metallo del catodo viene quindi ossidato.

All'anodo, il processo di carica determina l'intrappolamento dello ione di litio, che si riduce a litio nella matrice di grafite che si ossida acquisendo gli elettroni provenienti dal circuito esterno.

Durante la scarica il litio intercalato nella matrice di grafite si ossida rilasciando all'esterno gli elettroni, mentre gli ioni di litio migrano dall'elettrolita al catodo, che viene ridotto.

Durante il primo ciclo di carica, oltre al trasferimento degli ioni di litio nella grafite, si forma anche uno strato passivante tra elettrolita ed elettrodo negativo, denominato SEI (Solid-Electrolyte Interface). Questo strato è importante per le prestazioni delle batterie poiché ne influenza il numero di cicli, la capacità e la sicurezza.

Le celle con elettrolita liquido possono essere realizzate con struttura cilindrica, prismatica, a bottone, mentre le celle polimeriche sono piatte.

Le batterie litio/ioni sono una famiglia di accumulatori elettrochimici che si differenziano tra loro oltre che per la tecnologia dell'elettrolita (liquido o polimerico) anche per quella dei materiali catodici ed anodici. Il materiale catodico più utilizzato ed il primo ad essere usato è l'ossido litiato di cobalto (LiCoO_2) il quale presenta una buona capacità di immagazzinare ioni di litio, ma critico quando si verifica la sovraccarica della cella, che può determinare il collasso della struttura del materiale con conseguente rilascio di grande quantità di calore. Inoltre la lieve tossicità e l'elevato costo del cobalto ha determinato recenti sforzi per cercare alternative migliori.

Per migliorare la stabilità e ridurre i costi sono oggi realizzati catodi composti di ossidi misti a tre elementi di transizione a base di nichel/cobalto come l'NCA, NMC, che permettono di ottenere prestazioni superiori dell'ossido di cobalto con prezzi decisamente inferiori.

Un altro tipo di catodo è costituito da composti litio/manganese (LiMn_2O_4) che presentano una maggiore stabilità termica rispetto al nichel/cobalto e quindi una più elevata sicurezza.

Negli ultimi anni hanno preso sempre più spazio l'utilizzo come materiale catodico del fosfato litiato di ferro (LiFePO_4) denominato LFP, in virtù del basso costo e della maggiore sicurezza offerta come conseguenza del basso potenziale elettrochimico. Questa tecnologia ha però l'inconveniente di avere una ridotta conducibilità ionica, minor flusso di ioni di litio e quindi una maggiore resistenza interna. L'aumento della conducibilità ionica dell'elettrodo viene comunque attuata attraverso diverse tecniche, quali ad esempio il drogaggio dell'ossido.

Il materiale anodico maggiormente utilizzato è il carbonio nella forma allotropica della grafite, poiché permette di ottenere una capacità prossima a quella del litio metallico.

Come materiale anodico alternativo al carbonio ed alla grafite, è possibile utilizzare ossidi di titanio, per esempio anatasio e rutilio. In particolare il titanato di litio $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{13}$ (LTO) è stato ampiamente studiato

come materiale anodico ottimale da molti enti di ricerca nel mondo. Le batterie agli ioni di litio con anodo LTO possono garantire un'elevata potenza, una lunga durata ed una estrema sicurezza perché l'elettrodo LTO presenta vantaggi in termini di stabilità termica sia a basse temperature (-30°C) che ad alte temperature ($+70^\circ\text{C}$)

6.1.3 Batteria Sodio/Cloruro di Nichel

La batteria sodio/cloruro di nichel appartiene alla famiglia di batterie ad alta temperatura, in cui i due elettrodi si trovano allo stato fuso ed isolati fisicamente ed elettricamente tra loro da un separatore ceramico, che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni di elettrolita. Il separatore ceramico, costituito da β'' -allumina, permette il passaggio ionico solo per temperature interne alla batteria prossime ai 260°C , per questo la cella opera ad alta temperatura con elettrodi fusi.

All'interno della cella il catodo è costituito da un cloruro di un metallo di transizione (nichel o ferro) allo stato liquido, l'anodo è costituito da sodio allo stato fuso, mentre il separatore ceramico è costituito da β'' -allumina drogata con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio. L'elettrodo positivo, dove sono presenti i cloruri che garantiscono una struttura molto porosa è addizionato con un solvente liquido ad alta temperatura, tetracloroalluminato di sodio (NaAlCl_4) che non partecipa alla reazione e che costituisce un elettrolita secondario che permette di aumentare la mobilità degli ioni sodio.

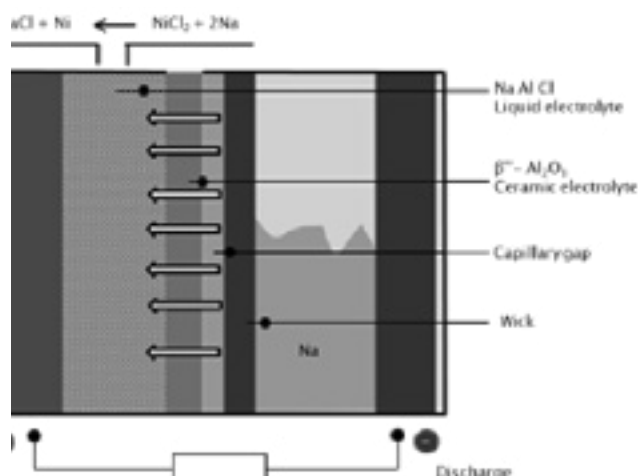


Figura 6.3. Reazioni chimiche per batteria Sodio/Cloruro di Nichel

La struttura utilizzata per la realizzazione della cella è quella a bicchiere, in cui il separatore contiene l'elettrodo positivo (cloruro metallico impregnato dall'elettrolita secondario) ed è immerso nell'elettrodo negativo (sodio).

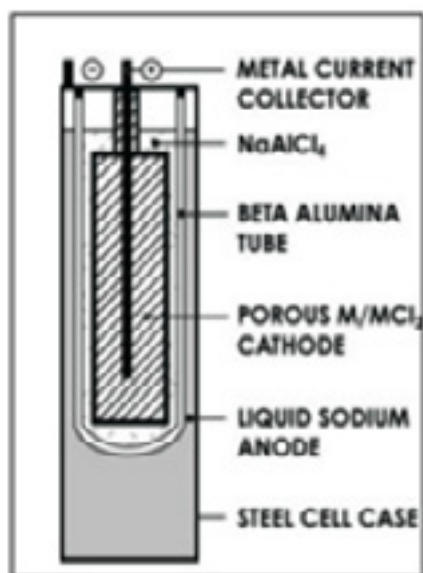


Figura 6.4. Struttura della batteria Sodio/Cloruro di Nichel

Durante la scarica, in corrispondenza della superficie di contatto sodio-elettrolita, il sodio viene ossidato liberando gli elettroni. Gli ioni sodio migrano attraverso l'elettrolita verso il comparto catodico, dove gli elettroni provenienti dal circuito esterno riducono il cloruro di nichel, e si forma cloruro di sodio e nichel. Durante la carica le reazioni descritte procedono in senso inverso.

Un vantaggio molto importante rispetto al sodio/zolfo è dato dalla maggior sicurezza in caso di rottura del separatore ceramico. In tal caso infatti si ha una reazione diretta tra il sodio ed il tetracloroalluminato di sodio, che assorbe il sodio disponibile e passiva parzialmente il catodo, con la creazione di prodotti di reazione solidi, non corrosivi e con una bassa pressione di vapore anche alle elevate temperature.

Tra i prodotti di reazione solidi vi è anche l'alluminio che cortocircuita automaticamente la cella e permette alla batteria, composta da diverse celle connesse per lo più in serie, di continuare a funzionare con una piccola riduzione di tensione di qualche Volt ai morsetti.

Trattandosi di una batteria funzionante con temperatu-

ra interna sopra i 260°C, il modulo batteria è realizzato con le celle collegate elettricamente all'interno di un contenitore isolato termicamente. Durante la normale operazione di scarica le perdite per effetto joule e le reazioni esotermiche determinano un aumento della temperatura interna al modulo batteria che rende non necessario l'utilizzo dei riscaldi interni per diverse ore. Inoltre, la temperatura operativa interna al modulo batteria garantisce le performance in potenza / energia e durata di vita in modo indipendente rispetto alle condizioni ambientali.

6.1.4 Batteria Sodio/Zolfo

Come le batterie sodio /cloruro di nichel, la batteria sodio/zolfo appartiene alla famiglia delle batterie ad alta temperatura, in cui i due elettrodi di trovano allo stato fuso, isolati fisicamente ed elettricamente tra loro da un separatore ceramico, che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni di elettrolita.

In una cella sodio/zolfo, il catodo è costituito da zolfo liquido, l'anodo è costituito da sodio allo stato liquido, mentre il separatore ceramico è costituito da β'' -allumina, un composto costituito da β'' -allumina drogata con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio.

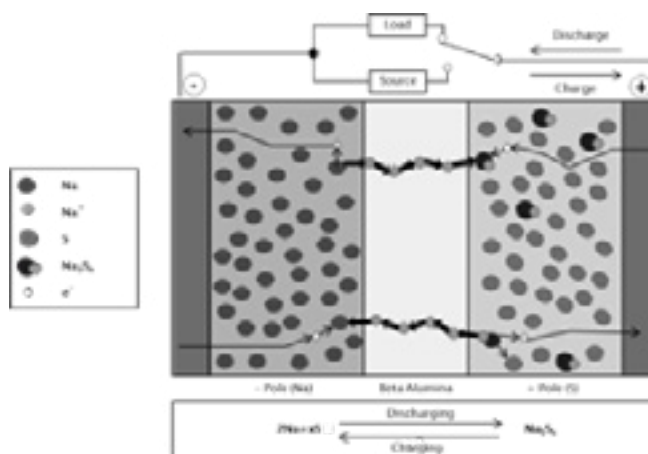


Figura 6.5. Struttura della batteria Sodio/Zolfo

Durante la scarica, in corrispondenza della superficie di contatto sodio-elettrolita il sodio viene ossidato liberando gli elettroni. Gli ioni sodio, attraverso l'elettrolita, migrano verso l'elettrodo positivo dove si combinano con lo zolfo formando pentasolfido di

sodio Na₂S₅. Procedendo nella scarica al Na₂S₅ subentra il tetrasolfito Na₂S₄ e successivamente il trisolfito Na₂S₃. Se si proseguisse ulteriormente nella scarica si avrebbe la formazione del bisolfito Na₂S₂ che è un solido e che si separerebbe irreversibilmente dal liquido restando poi inattivo. Per tale motivo la reazione di scarica deve anticipare questa condizione.

Durante la carica le reazioni descritte procedono in senso inverso.

Nelle batterie sodio/zolfo i due elettrodi sono allo stato fuso e sono divisi da un separatore ceramico che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni di elettrolita. Il separatore ceramico, costituito da β'' -allumina, permette il passaggio ionico solo per temperature interne alla batteria prossime ai 300°C. Questo aspetto, unito alla necessità di mantenere i due elettrodi allo stato fuso, determina la necessità di mantenere la cella ad alta temperatura durante il funzionamento.

La forma della cella, e quindi del separatore, è generalmente a bicchiere con l'elettrodo negativo (sodio) contenuto all'interno del separatore, il quale è immerso nell'elettrodo positivo (zolfo). Dato il forte potere corrosivo dello zolfo liquido, i materiali dei collettori di corrente catodica devono essere realizzati con leghe pregiate a base di molibdeno o cromo.

Trattandosi di una batteria che opera ad alta temperatura interna, il modulo batteria viene realizzato all'interno di un contenitore termicamente isolato che permette di ridurre la dispersione termica.

Come le batterie al Sodio/cloruro di Nichel, la temperatura operativa interna al modulo batteria garantisce le performance in potenza/energia e durata di vita in modo indipendente rispetto alle condizioni ambientali.

6.1.5 Batteria Nichel / Cadmio

Una batteria nichel/cadmio è composta da coppie di elettrodi isolati elettricamente mediante un separatore e immerse in un elettrolita di tipo alcalino, costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa. Spesso questo elettrolita è addizionato con piccole quantità di idrossido di litio e idrossido di sodio per aumentarne la vita utile e l'intervallo di temperatura.

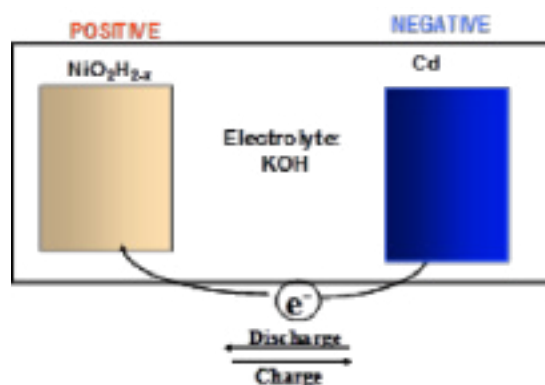


Figura 6.6: Struttura della batteria Nichel / Cadmio

Durante la scarica, all'anodo il cadmio metallico viene ossidato dalla reazione con gli ioni OH⁻ dell'elettrolita originando idrossido di cadmio e liberando elettroni.

Al catodo invece l'ossido idrato di nichel viene ridotto in idrossido di nichel dalla reazione con la molecola di acqua. Durante la carica le due reazioni avvengono nel verso opposto.

Sia durante la scarica che durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante (non viene consumato).

Le batterie nichel/cadmio presentano normalmente un contenitore rivestito in polipropilene e dotato di una valvola di sfogo per i gas eventualmente prodotti durante l'operazione di ricarica. Gli elettrodi positivi e negativi sono isolati da un separatore (generalmente costituito da nylon) che deve permettere la libera circolazione dell'elettrolita.

L'elettrodo negativo (dove si può verificare la formazione di idrogeno) viene generalmente dimensionato con una capacità superiore a quella del catodo, in modo tale da non avere formazione di idrogeno. L'ossigeno prodotto durante la carica viene invece rilasciato all'esterno nel caso di batterie di tipo aperto, mentre viene diffuso attraverso il separatore e ricombinato all'elettrodo negativo nel caso di celle di tipo ermetico.

Come per le batterie al piombo, queste reazioni parassite comportano una perdita di carica e di energia e la necessità di periodici rabbocchi con acqua per accumulatori non ermetici.

Un'altra reazione parassita è quella di aut scarica, nel corso della quale l'ossigeno sviluppato all'elettrodo positivo migra al negativo riducendo il cadmio nel suo idrossido, analogamente a quanto avviene durante la reazione principale di scarica.

6.1.6 Batteria Redox a circolazione di elettrolita di vanadio (VRB)

Le batterie Redox a circolazione di elettrolita sono in grado di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie Redox, utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Nel caso specifico della batteria Redox al Vanadio (VRB) la coppia Redox è costituita da Vanadio in differenti stati di ossidazione, V^{3+}/V^{2+} all'elettrodo positivo e V^{5+}/V^{4+} al negativo, disciolti in una soluzione di acido solforico.

La cella elementare è costituita dalla membrana di scambio ionico, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. La membrana permette il passaggio degli ioni H^+ e separa l'elettrolita positivo dal negativo.

La molecola di acido solforico H_2SO_4 si scinde negli ioni H^+ ed SO_4^{2-} . Lo ione H^+ sostituisce quello della pellicola di scambio ionico e viene quindi immesso nell'altro elettrolita (positivo). La forza elettromotrice di una cella elementare è 1,25V.

La batteria di flusso elettrolita è molto diversa da un punto di vista costruttivo rispetto ad un accumulatore tradizionale. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe attraverso un circuito idraulico e si interfacciano nella cella elementare attraverso la membrana. Il cuore della batteria è costituito dallo stack, costituito da un determinato numero di celle elementari collegate elettricamente in serie.

La batteria è integrata in un sistema che comprende anche un convertitore elettronico DC/AC, un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento. In commercio non si trovano batterie singole, ma integrate in un sistema completo, per cui risulta molto difficile analizzare le prestazioni della tecnologia prescindendo da quelle del sistema in cui è integrata.

Una caratteristica fondamentale della tecnologia Vanadio Redox è il totale disaccoppiamento tra le prestazioni in potenza ed in energia:

- la potenza che il sistema può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe;
- la capacità di accumulo è invece legata alla quantità di elettrolita totale, quindi dalla capienza dei serbatoi.

Pertanto a parità di potenza installata è possibile aumentare/diminuire la capacità aumentando/diminuendo le dimensioni dei serbatoi.

L'efficienza energetica del sistema è influenzata dalla modalità di gestione delle pompe. Nei vecchi sistemi le pompe lavoravano a velocità costante, che comportava una riduzione del rendimento del sistema nei periodi di funzionamento con basso carico e con fasi di stand-by. Nei nuovi sistemi è stata implementata una modalità di gestione delle pompe a velocità variabile, con conseguente miglioramento dell'efficienza del sistema.

Un parametro che influenza fortemente il comportamento di questa batteria è la temperatura. La batteria lavora in un intervallo di temperature tra 0° - 40° C. Alle basse temperature il fluido aumenta di

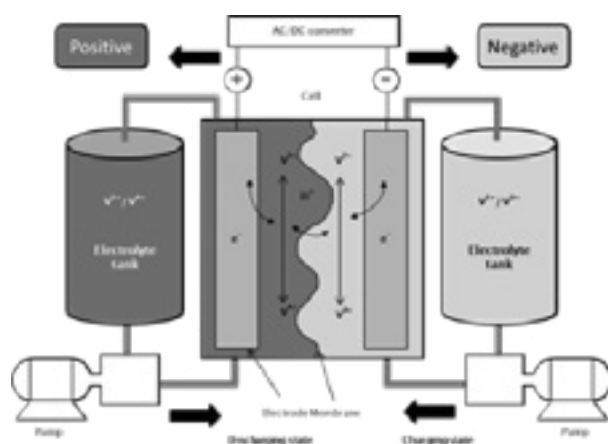


Figura 6.7: Struttura della batteria Redox/Vanadio

densità al punto che la sua circolazione diventa difficile (si può arrivare al punto che le celle dello stack non riescano a riempirsi in modo uniforme). L'alta temperatura (oltre i 40°C) invece può causare la precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita, in particolare se la batteria è carica, i quali possono ostruire il circuito idraulico e le pompe di circolazione.

La durata di vita della batteria da un punto di vista elettrochimico è teoricamente illimitata, dal momento che gli elettrodi /elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni elettrochimiche di cella se non come portatori di elettroni. Le varie parti del sistema possono essere sostituite nel corso della vita dell'impianto, che può raggiungere una vita attesa di 10000 cicli di utilizzo continuativo.

6.2 Normativa e Standard Internazionali

Le applicazioni stazionarie dei Sistemi di accumulo sono trattate in un certo numero di Standard IEEE, riepilogate nella Tabella 6.1.

Standard	Titolo dello standard
1375 - 1998	Guide for protection of stationary battery systems
1491 - 2005	Guide for selection and use of battery monitoring equipment in stationary applications
1657 - 2009	Recommended practice for personnel qualifications for installation and maintenance of stationary batteries
1660 - 2008	Guide for application and management of stationary batteries used in cycling service
1679 - 2010	Recommended practice for the characterization and evaluation of emerging energy storage technologies in stationary applications

Tabella 6.1. Standard IEEE sulle installazioni di batterie stazionarie

Lo Standard IEEE più significativo è il recente 1679-2010, che definisce quali obblighi informativi debba avere il costruttore quando si appresta a fornire una data tecnologia di accumulo.

Tra gli altri, il costruttore dovrebbe specificare alle Norme di quale ente il suo prodotto è conforme ai fini della sicurezza. Tra i vari enti lo IEEE STD 1679-2010 cita i seguenti:

- Department of Transportation (DOTR)/International Air Transport Association (IATA)/International

tional Marine Organization (IMO)

- American Society for Testing and Materials (ASTM)
- Underwriters Laboratories (UL)
- Canadian Standard Association (CSA)
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)
- International Organization for Standardization (ISO)
- International Electrotechnical Commission (IEC*)

* nota IEC (International Electrotechnical Commission) è l'organizzazione che a livello mondiale si occupa della standardizzazione che include tutti i Comitati tecnici nazionali (IEC nazionali). Lo scopo dell'IEC è di promuovere la cooperazione internazionale su tutti gli argomenti che concernono la standardizzazione di equipaggiamenti e sistemi elettrici ed elettronici, pubblicando Standard Internazionali, Specifiche Tecniche e Guide tecniche.

6.3 Considerazioni di impatto ambientale relative all'installazione di Sistemi di Accumulo (SdA) connessi in rete

I requisiti generali di impatto ambientale riguardano, su scala globale, argomenti relativi alla progettazione, produzione dei componenti, installazione, funzionamento, manutenzione ed aspetti relativi al riciclo dei materiali, con particolare attenzione al rispetto dell'ambiente e del territorio ed allo sviluppo di prodotti non inquinanti.

I requisiti ambientali di un SdA sono influenzati dalle condizioni di installazione (residenziale, industriale, Utility, SdA associato a generazione elettrica da fonte rinnovabili), dal tipo di tecnologia elettrochimica utilizzata e dalle tipologie di rischio tecnico introdotte nell'installazione.

I SdA sono influenzati dalle condizioni ambientali in cui vengono installati; a loro volta possono avere degli effetti rispetto all'ambiente circostante in caso di un evento non controllato. In tal senso, i SdA andrebbero considerati durante le condizioni di funzionamento usuali e non usuali.

Il principio generale definisce che in condizioni di funzionamento "usuali" i SdA non dovrebbero essere influenzati dalle condizioni ambientali che caratterizzano l'installazione.

Le condizioni ambientali “non normali”, disastro naturale o accidentale, dovrebbero avere un impatto il più possibile controllato nei riguardi del SdA e viceversa.

I SdA hanno un impatto sull’ambiente durante tutte le fasi del loro ciclo di vita, in termini di acquisizione dei materiali grezzi, produzione, distribuzione, uso applicativo e trattamenti di fine vita. A tal fine è appropriato ricevere dai fornitori un’analisi di impatto ambientale che generalmente contiene: analisi tecnica della tecnologia di accumulo utilizzata, livello di rumore, test sismici, effetti ambientali.

A titolo esemplificativo e non esaustivo, si possono considerare le seguenti condizioni climatiche e accidentali relative al punto di installazione del SdA:

- Condizioni climatiche
 - Temperatura
 - Umidità
 - Altitudine
 - caratteristiche geologiche
- Condizioni accidentali di funzionamento e manutenzione
 - terremoto
 - vibrazione
 - allagamenti
 - incendio
 - esplosione

6.4 Analisi del Rischio

Occorre prima premettere alcune precisazioni terminologiche e lessicali visto che i termini che verranno usati fanno parte di un lessico non scientifico e quindi si potrebbero ingenerare confusioni.

Le definizioni che seguono sono prese dalla guida ICH Q9 “Quality risk management”:

- HARM (danno) Damage to health, including the damage that can occur from loss of product quality or availability (Danno all’integrità includendo quello proveniente dalla perdita della qualità del prodotto o della sua disponibilità)
- HAZARD (pericolo) Potential source of harm (Sorgente potenziale di danno)
- SEVERITY (severità o gravità o magnitudo) Measure of the possible consequences of a hazard (Misura delle possibili conseguenze di un pericolo)

- PROBABILITY (probabilità) Extent to which the harm is likely to occur (Probabilità che si verifichi il danno)
- RISK (rischio) Combination of the probability of occurrence of harm and the severity of that harm (Combinazione della probabilità di accadimento di un danno e della severità del danno medesimo)
- DETECTABILITY (rilevabilità) Extent to which the harm is evident (Possibilità di rilevare il danno)
- RISK ANALYSIS (analisi di rischio) Use of available information to identify hazards and to estimate the risk (Utilizzo di informazioni disponibili per identificare i pericoli e per stimare il rischio)

Le tecniche più utilizzate per l’analisi del rischio sono:

- Process/System Checklists (Liste di controllo di processo/sistema)
- Safety Review (Revisione di sicurezza)
- Preliminary Hazard Analysis (Analisi preliminare di rischio)
- “What If” Analysis (Analisi “What If”)
- Cause-Consequence Analysis (Analisi cause-conseguenze)
- FMEA e FMECA (Failure Modes and Effects Analysis, Failure Modes and Effects and Criticality Analysis): (Analisi dei modi di guasto, effetti e criticità)
- HAZOP (Hazard and Operability study): (Analisi di pericolo e funzionalità)
- FTA (Fault Tree Analysis): (Albero dei guasti)
- ETA (Event Tree Analysis): (Albero degli eventi)
- Dow and Mond Hazard Indices: (Indici di rischio Dow and Mond)
- HACCP (Hazard Analysis and Critical Control Points): (Analisi del pericolo e punti critici di controllo)

Senza addentrarci in ognuno dei sopracitati, si descrivono solo i più usati. Ad esempio l’HAZOP è un metodo induttivo che consente di identificare potenziali deviazioni nel progetto di realizzazione di un sistema, rispetto agli intenti iniziali (“design intent”), di esaminarne le possibili cause valutandone le conseguenze.

Il metodo FTA è un buon metodo per valutare i fattori che più influiscono su un parametro. I risultati mostrano una rappresentazione visiva dei “fallimenti” e una stima quantitativa delle probabilità del fallimento di ogni modalità.

Il FMEA e FMECA sono sovente applicati ad attrezzature e macchinari, e possono essere utilizzati anche per analizzare un processo di fabbricazione e per individuare passaggi ad alto rischio o parametri critici.

La differenza tra FMEA e FMECA consiste nel fatto che con la tecnica originaria, la FMEA, si può condurre un'analisi solo qualitativa di difetti o malfunzionamenti (risk estimation). La FMECA completa quindi il processo del FMEA incorporando un'indagine intorno al grado di severità e alla probabilità e rilevabilità di ogni evento, con una valutazione della criticità di ogni difetto o malfunzionamento (risk evaluation).

Il risultato è la definizione dell'indice di priorità del rischio per ognuno dei sopraccitati eventi.

L'analisi del rischio viene effettuata relativamente alle caratteristiche relative all'installazione di SdA, basandosi sulla severità dell'accadimento e sulla probabilità che esso provochi un danno. A tal fine il Comitato Tecnico internazionale IEC TC 120 Electrical Energy Storage (EES) Systems, è attualmente al lavoro per produrre una Norma per gli aspetti di impatto ambientale e la sicurezza legati agli SdA.

6.5 Demolizione dell'impianto e smaltimento

Ogni elemento, oggetto, o sostanza risultante da attività umane è destinato, seguendo il naturale ciclo

di vita, a trasformarsi in "rifiuto".

I rifiuti si dividono in tre principali categorie:

- Rifiuti di tipo solido-urbano: in questa categoria sono compresi tutti i rifiuti derivanti da attività umane quali carta, stracci, plastica, lattine, bottiglie, ecc...
- Rifiuti di tipo speciale: in questa categoria sono compresi tutti quei rifiuti derivanti da lavorazioni dell'industria di trasformazione (industria chimica, raffinerie, concerie, ecc.), da attività artigianali (autofficine, laboratori artigianali, ecc.), attività agricole (allevamenti di animali, mangimifici, ecc.) che per quantità e qualità non si possano considerare assimilabili ai rifiuti urbani.
- Rifiuti di tipo tossico-nocivo: in questa categoria sono compresi tutti quei rifiuti tossici o nocivi che sono contaminati o contengono in parte tutte le sostanze elencate nel DPR 915/82.

Particolare attenzione si deve avere per i rifiuti di tipo "Speciale" e "Tossico-nocivo". Lo smaltimento di questi rifiuti deve essere eseguito secondo le direttive vigenti nel paese dell'utilizzatore in ambito di tutela dell'ambiente e devono obbligatoriamente essere affidati solo ed esclusivamente a ditte autorizzate e specializzate per il trattamento specifico della sostanza stessa.

Riepilogo aspetti relativi allo smaltimento/ambientali per tecnologia di accumulatori elettrochimici:

Tecnologia	Aspetti relativi allo smaltimento/ambientali
Piombo acido	Contengono materiali parzialmente inquinanti, per cui lo smaltimento deve essere gestito da ditte autorizzate e specializzate. Dal 1988 è stato istituito il COBAT, Consorzio Obbligatorio per le Batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi, che assicura la raccolta e il riciclaggio delle batterie esauste. Attualmente il metallo riciclato dalle batterie esauste rappresenta oltre il 40% della produzione italiana di piombo.
Nichel/cadmio	Il maggiore problema ambientale è legato alla presenza dell'elettrodo di cadmio, un metallo pesante e tossico. Per tale ragione gli accumulatori nichel/cadmio sono classificati come rifiuti pericolosi. La Direttiva Europea 2006/66/EC stabilisce che le batterie nichel/cadmio per applicazioni industriali devono essere raccolte dal produttore e riciclate in strutture specializzate. Dal processo di riciclaggio è possibile recuperare il 99% dei metalli contenuti, e il cadmio derivante da questo processo è destinato alla realizzazione di nuovi accumulatori.
Litio/ioni	Non presentano problemi di inquinamento ambientale dato il ridotto livello di tossicità dei componenti costituenti le batterie. L'unico elemento che può presentare problemi ambientali è rappresentato dai solventi utilizzati all'interno degli elettroliti liquidi, i quali risultano infiammabili, irritanti e corrosivi.
Sodio/cloruro di Nichel	Non presentano problemi dal punto di vista ambientale dato il carattere poco inquinante dei due elettrodi. Il processo di riciclaggio delle batterie viene compiuto dal produttore, che utilizza i materiali riciclati per produrre nuove batterie.
Sodio/Zolfo	Non presentano problemi dal punto di vista ambientale dato il carattere poco inquinante dei due elettrodi. Il processo di riciclaggio delle batterie viene compiuto dal produttore, che utilizza i materiali riciclati per produrre nuove batterie.
Vanadio Redox	La batteria è composta prevalentemente di materiali plastici (stack, tubature dell'impianto idraulico, serbatoi) che possono essere completamente riciclati. Lo smaltimento dell'elettrolita (che contiene una concentrazione di acido solforico leggermente inferiore rispetto a quella dell'accumulatore al Piombo Acido) deve seguire le modalità di trattamento dei Rifiuti Speciali.

Tabella 6.2. Aspetti relativi allo smaltimento/ambientali

6.6 Imballaggio e Trasporto delle batterie di origine elettrochimica per SdA

L'imballaggio ed il trasporto dei SdA sono considerati in varie regolamentazioni a livello nazionale ed internazionale e prendono in considerazione il pericolo di corto-circuito accidentale e fuoriuscite di elettrolita. Le batterie elettrochimiche più comunemente utilizzate in sistemi di accumulo di energia sono classificate merci pericolose ai fini del trasporto stradale, marittimo e aereo. Le regolamentazioni internazionali sono diverse a seconda del tipo di trasporto scelto:

a. stradale

Accordo Europeo per il trasporto internazionale di merce pericolosa su strada (ADR)

b. ferroviario

Convenzione internazionale relativa al trasporto di merce pericolosa su ferrovia (CIM)
Regolamentazione internazionale relativa al trasporto di merce pericolosa su ferrovia (RID)

c. marittimo

Organizzazione Internazionale Marittima (IMO)

d. aereo

International Air Transport Association (IATA)

Il trasporto di batterie è regolato da specifiche norme che prevedono, al momento della spedizione, l'utilizzo di imballaggi idonei, corretta etichettatura e marcatura dei colli, la predisposizione della necessaria documentazione che deve accompagnare il trasporto, nonché la conformità delle dotazioni dei mezzi di trasporto ai requisiti di sicurezza previsti e la qualifica professionale degli autisti.

Riportiamo di seguito le indicazioni di carattere generale utili a orientarsi e identificare le principali azioni da intraprendere nel caso di spedizioni di batterie nuove ed esauste su strada, in conformità all'Accordo ADR 2015.

Si raccomanda infine di seguire scrupolosamente le indicazioni del produttore e di far riferimento alle schede tecniche delle batterie, se disponibili.

6.6.1 Trasporto Stradale – Accordo ADR 2015

Classificazione:

Ai fini del trasporto le batterie sono identificate da un numero ONU e dalla designazione ufficiale, qui riepilogate:

Tipo	N. ONU	Designazione ufficiale	Classe
Batterie Piombo-Acido	UN 2794	Accumulatori elettrici riempiti di elettrolita liquido acido	8
	UN 2800	Accumulatori elettrici a tenuta riempiti di elettrolita liquido	8
Batterie Nichel-Cadmio	UN 2795	Accumulatori elettrici riempiti di elettrolita liquido alcalino	8
	UN 2800	Accumulatori elettrici a tenuta riempiti di elettrolita liquido	8
Batterie Sodio – Cloruro di Nichel	UN 3292	Batterie contenenti Sodio	4,3
Batterie al litio ricaricabili	UN 3480	Batterie litio ione	9
	UN 3481	Batterie litio ione imballate con apparecchiature	9
	UN 3481	Batterie litio ione contenute in apparecchiature	9
<i>Per un quadro completo delle varie tipologie di accumulatori, riportiamo anche le batterie NiHM, che sono considerate pericolose solo per il trasporto marittimo mentre su strada o aereo non hanno restrizioni</i>			
Batterie Nichel Idruri Metallici	UN 3496	Batterie Nichel Idruri Metallici	9
Classi di pericolo: 4.3 Materie che a contatto con l'acqua sviluppano gas infiammabili 8 Materie corrosive 9 Materie ed oggetti pericolosi diversi			

Tabella 6.3. Classificazione batterie per trasporti

Gruppo di Imballaggio: n/a (non assegnato)

Dal 2015 alle batterie non viene più assegnato il Gruppo di Imballaggio in quanto le batterie sono articoli e non sostanze o miscele. Quindi, se anche presente nelle schede tecniche del produttore per le batterie al litio e al sodio, il gruppo di imballaggio non dovrà essere più indicato sulla documentazione.

Imballaggi

Le merci pericolose devono essere imballate e, come principio generale, gli imballaggi devono essere omologati e conformi a quanto previsto dall'ADR per garantire che il contenuto non fuoriesca in caso di incidente.

Le caratteristiche costruttive delle batterie, caratterizzate da robusti contenitori esterni, permettono in molti casi di evitare l'uso di imballaggi.

Etichette e marcature

Si applicano ai colli per identificare la merce pericolosa in essi contenuti, devono essere visibili e non coperti da altre parti dell'imballaggio; devono essere esposti alle intemperie senza sostanziale degradazione.

Le etichette devono avere dimensioni minime 10 x 10 cm, mentre l'altezza del carattere della marcatura deve essere di almeno 12 mm per colli di peso superiore a 30 kg, mentre può essere ridotta a 6 mm per quelli inferiori.

Documento di trasporto ADR

Nel documento di trasporto è necessario indicare:

- Nome e indirizzo dello spedite,ore,
- Nome e indirizzo del destinatario,
- numero ONU della merce pericolosa
- designazione ufficiale,
- classe,
- quantità totale di merce pericolosa trasportata
- numero di colli
- tipo di colli
- codice restrizione galleria,

Per il Documento di Trasporto non esiste un modello specifico, la posizione delle varie voci che lo compongono può essere scelta liberamente, solo la sequenza di identificazione della merce pericolosa deve essere obbligatoriamente seguita:

N. ONU, designazione ufficiale, classe, gruppo di imballaggio, codice galleria

Riepilogo condizioni di trasporto su strada di Batterie nuove

- Batterie Pb-acido e NiCd: per le batterie al piombo e NiCd dei numeri UN 2794, UN 2795 e UN 2800, la disposizione speciale 598 permette di non applicare l'accordo ADR se le batterie sono protette dal cortocircuito, pulite, integre, fissate in modo da non scivolare o rovesciarsi e se sono disposte su pallet o provviste di dispositivi di presa.

In questo caso, non essendo regolamentate, non si devono marcare né etichettare.

- Batterie Litio Ione

Sono sempre considerate merci pericolose e si applicano le restrizioni previste dall'ADR.

I colli devono essere marcati con il numero UN 3480 e devono recare l'etichetta di pericolo classe 9



Figura 6.8. Etichetta per batterie litio-ioni

Per le batterie di peso inferiore a 12 kg, è obbligatorio utilizzare imballaggi omologati di Gruppo di Imballaggio II delle seguenti tipologie:

Kind	Material	Category	Code
Drums	A. Steel	removable head	1A2
	B. Aluminium	removable head	1B2
	D. Plywood	-	1D
	G. Fibre	-	1G
	H. Plastics	removable head	1H2
	N. Metal, other than steel or aluminium	removable head	1N2
Jerricans	A. Steel	removable head	3A2
	B. Aluminium	removable head	3B2
	H. Plastics	removable head	3H2
Boxes	A. Steel	-	4A
	B. Aluminium	-	4B
	C. Natural wood	ordinary	4C1
		with sift-proof walls	4C2
	D. Plywood	-	4D
	F. Reconstituted wood	-	4F
	G. Fibreboard	-	4G
	H. Plastics	expanded	4H1
		solid	4H2
	N. Metal, other than steel or aluminium	-	4N

Figura 6.9. Codici per imballaggi

Per le batterie di peso pari o superiore a 12 kg, dotate di un contenitore esterno robusto e resistente agli urti, le batterie possono essere trasportate nei seguenti modi:

- in robusti imballaggi esterni non omologati;
- in involucri di protezione (per esempio in casse completamente chiuse o in casse di legno)
- su pallet

Le batterie devono essere fissate per impedirne il movimento involontario, ed i terminali non devono sopportare il peso di altri elementi sovrapposti.

Le batterie devono essere protette dal corto circuito.

- Batterie al sodio/Nichel cloruro

Sono sempre considerate merci pericolose e si applicano le restrizioni previste dall'ADR.

I colli devono essere marcati con il numero UN 3292 e devono recare l'etichetta di pericolo classe 4.3

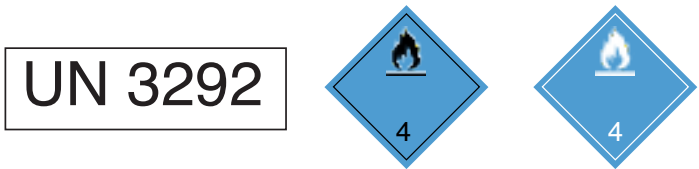


Figura 6.10. Etichetta per batterie sodio/nichel cloruro

Le batterie possono essere trasportate non imballate oppure in involucri di protezione (per esempio in casse completamente chiuse o in casse di legno) non omologati.

I terminali non devono sopportare il peso di altri elementi sovrapposti.

Le batterie devono essere protette dal corto circuito.

Tavola di riepilogo

Tipo	N. ONU		Marcatura	Etichetta
Batterie Piombo-Acido	UN 2794	Esentate in base alla disposizione speciale 598	n/a	n/a
	UN 2800	Esentate in base alla disposizione speciale 598	n/a	n/a
Batterie Nichel-Cadmio	UN 2795	Esentate in base alla disposizione speciale 598	n/a	n/a
	UN 2800	Esentate in base alla disposizione speciale 598	n/a	n/a
Batterie Sodio – Cloruro di Nichel	UN 3292	Spedizione senza imballaggio o con imballaggio non omologato	UN 3292	4,3
Batterie Litio Ione	UN 3480	Batterie litio ione	UN 3480	9

Tabella 6.4. Marcatura e etichetta batterie

CAPITOLO 7

ESEMPI DI APPLICAZIONE

I Sistemi di Accumulo Energia (SdA) possono essere impiegati per la fornitura di servizi molto diversi, alcuni dei quali richiedono “prestazioni in potenza” (o “Power Intensive”), quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche minuto), mentre altri richiedono “prestazioni in energia” (o “Energy Intensive”), quindi sistemi in grado di fornire potenza con autonomia di parecchie ore.

Ad applicazioni molto diverse corrispondono caratteristiche elettriche dei SdA variabili in un intervallo di valori piuttosto ampio.

La potenza elettrica del SdA può variare da qualche kW nelle applicazioni residenziali, a centinaia di MW nelle reti di trasmissione. La durata della scarica può variare da decine di ore per gli impianti “Energy Intensive”, a frazioni di secondo per impianti destinati a migliorare la Power Quality dei sistemi di utente.

La velocità di risposta può pure variare molto, da minuti a frazioni di secondo, in base ai requisiti della applicazione. Infine i SdA possono essere connessi alla rete in alta, media e bassa tensione.

La convenienza tecnico-economica della installazione di un SdA dipende dai costi-benefici risultanti e dal ritorno dell'investimento. Mentre sul fronte dei costi, pur nella variabilità insita nella dimensione e nella tecnologia degli impianti, i valori sono noti, la situazione sul fronte dei benefici economici e dei ricavi è in evoluzione e dipende dal tipo di operatore coinvolto nella decisione di investimento.

Gli attori che possono essere interessati all'uso di SdA sono: titolare di FRNP, Gestore Rete di Trasmissione (TSO), Gestore Rete di Distribuzione (DSO), gestore di Micro Rete, Produttore/Consumatore (Prosumer).

I benefici economici ottenibili dai SdA dipendono dalla possibilità degli stessi di partecipare al Mercato Elettrico e dalla remunerazione dei Servizi di Rete, quindi sono funzione della normativa e delle direttive che le Autorità decideranno di proporre.

Si elencano nel seguito le principali applicazioni dei SdA.

Time Shift di Energia

È premesso che tutti i SdA svolgono una qualche funzione di spostamento nel tempo della energia, in quanto assorbono energia in fase di carica e la rilasciano in un differente periodo di tempo in fase di scarica.

Tipicamente ci si riferisce alla funzione Time Shift di Energia per descrivere il caso in cui si acquista energia in tempi in cui il prezzo è basso per immagazzinarla nel SdA e poi riutilizzarla o rivenderla in tempi in cui il prezzo è più elevato. La convenienza economica è determinata dalla differenza tra i prezzi di acquisto e di rivendita nelle diverse fasce orarie. Lo sfruttamento di tale differenza di prezzo è definito “Arbitraggio”.

Inoltre lo spostamento nel tempo della energia può migliorare il funzionamento del sistema elettrico, in quanto i SdA possono spianare i picchi della domanda di energia elettrica.

Con la funzione di “peak shaving” i dispositivi di accumulo consentono di livellare i picchi di consumo immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno, quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi di fabbisogno più alto evitando il ricorso ad impianti di punta di minore affidabilità e con maggiori costi variabili.

In una micro rete, ad esempio, la funzione Peak shaving dei SdA consente di ridurre la potenza di dimensionamento dei generatori e della rete di distribuzione, mantenendola più prossima alla potenza media dei carichi, rispetto al picco.

Supporto al funzionamento di una Micro Rete

L'adozione di SdA in una Micro Rete consente di massimizzare la quota di energia auto-prodotta dalle Fonti Rinnovabili non Programmabili presenti nell'impianto (FRNP), di aumentare l'autoconsumo e di ridurre gli oneri di sbilanciamento che gravano su tale impianto, grazie ad un profilo di generazione complessivo più regolare e prevedibile.

Infine il SdA presente nella micro rete consente di erogare Servizi di Rete (regolazione di frequenza e di tensione), ottimizzando lo sfruttamento delle FRNP presenti.

Supporto alle congestioni di rete

I SdA contribuiscono alla risoluzione delle congestioni di rete. I dispositivi di accumulo consentono di accumulare l'energia nei periodi di elevata produzione, ad esempio da fonti rinnovabili in zone con bassa domanda e rete debole, evitando l'insorgere di congestioni sulle linee elettriche e la necessità di intervenire sull'assetto topologico di rete o di modulare la produzione, rilasciandola poi nei periodi di minore disponibilità di fonte solare o eolica.

In questo modo i SdA consentono di differire nel tempo gli investimenti necessari per l'ampliamento della rete.

Regolazione Primaria di Frequenza

In presenza di uno squilibrio tra generazione e carico il sistema elettrico risponde con una variazione di frequenza, la quale a sua volta agisce sui regolatori di frequenza dei generatori abilitati a fornire regolazione primaria, determinando una diversa potenza erogata dagli stessi, in modo da ristabilire l'equilibrio.

Il tutto avviene secondo le curve di "statismo" dei generatori, ad esempio nel caso di sottofrequenza il transitorio comporta un aumento della potenza

erogata, che va a ridurre la riserva di potenza complessivamente disponibile.

I generatori convenzionali termoelettrici sono chiamati a rispondere in tempi di 15 secondi per il primo 50% della richiesta variazione di potenza, e 30 secondi per la restante parte. I SdA sono assai più veloci e flessibili, e possono mettere in gioco tutta la loro potenza, nelle due direzioni di carica (assorbimento di potenza attiva) e di scarica (erogazione di potenza attiva). Essi possono pertanto fornire capacità di regolazione primaria di frequenza e di riserva di bilanciamento al sistema elettrico nazionale.

Se opportunamente integrati nei sistemi di regolazione, i dispositivi di accumulo possono fornire regolazione primaria di frequenza con prestazioni superiori a quelle degli impianti tradizionali. Inoltre i sistemi di accumulo si prestano a fornire riserva di bilanciamento in quanto riescono a rispondere molto velocemente rispetto alla maggior parte degli impianti di generazione alla necessità di variare immissione o prelievo di energia. Tali esigenze di bilanciamento rapido sono particolarmente importanti per fronteggiare l'intermittenza di immissione caratteristica della produzione eolica e le rampe di carico delle ore serali accentuate dallo spegnimento degli impianti fotovoltaici

Regolazione Secondaria di Frequenza

A seguito dell'intervento della Regolazione Primaria, ad esempio per transitorio di sotto frequenza, il sistema elettrico si trova ad operare ad una frequenza diversa dalla nominale (più bassa) e con una riserva di potenza ridotta, a causa dell'intervento dei regolatori di frequenza dei generatori abilitati e coinvolti nell'operazione.

Scopo della Regolazione Secondaria è di ristabilire l'equilibrio, riportando la frequenza al valore nominale e ripristinando la riserva di potenza. Cosa che avviene modificando in modo automatico, da una unità centrale, i set points dei regolatori di frequenza e facendo intervenire i generatori abilitati a questo servizio, che rendono disponibile appunto una riserva secondaria di potenza. Questo servizio è remunerato, la riserva di potenza secondaria in Italia è negoziata sul MSD (Mercato Servizio Dispacciamento).

Ovviamente anche questo servizio di regolazione e fornitura di riserva potrebbe essere agevolmente svolto dai SdA.

Regolazione Terziaria

La Regolazione Terziaria ha lo scopo di ripristinare i livelli di Riserva Secondaria. La regolazione di frequenza avviene tramite la Regolazione Primaria, veloce, seguita dalla Regolazione Secondaria, che ripristina la frequenza nominale e la riserva di potenza primaria. Anche la Regolazione Terziaria e la relativa riserva sono oggetto di negoziazione sul mercato MSD.

I SdA possono partecipare alla Regolazione Terziaria, con caratteristiche di flessibilità.

Servizi di Riserva

I SdA sono idonei all'approvvigionamento di riserva da parte del sistema elettrico. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a seguito di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Grazie ai tempi di prelievo o immissione di energia in rete particolarmente rapidi, i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva e possono essere integrati nel sistema di difesa del sistema elettrico nazionale

Supporto alla Tensione

Il Gestore di Rete deve assicurare la stabilità della tensione nei vari nodi della rete. A tale proposito i generatori connessi alla rete sono tenuti ad erogare potenza reattiva, in base allo scostamento della tensione dai valori nominali. A ciò provvedono dei dispositivi automatici di regolazione, in base alla tensione ai morsetti dei gruppi di generazione (sbarre AT della centrale), in questo caso si tratta di regolazione primaria di tensione. Altrimenti sono le tensioni su alcuni "nodi pilota", nel caso della regolazione secondaria.

I SdA potrebbero fornire supporto alla tensione. In particolare l'impiego di SdA distribuiti nella rete, in prossimità dei centri di carico, consentirebbe di ottimizzare il supporto di tensione, in quanto si eviterebbe di trasportare potenza reattiva su lunghe

distanze, con conseguente vantaggio di riduzione delle perdite.

Integrazione delle Fonti Rinnovabili non Programmabili

Le FRNP presentano intrinsecamente un carattere di intermittenza e scarsa prevedibilità. La loro integrazione nel sistema elettrico richiede di tenere conto della non programmabilità. I SdA possono migliorare decisamente il loro comportamento. Ad esempio possono compensare le fluttuazioni della potenza generata, causate dalla intermittenza della fonte, in modo da ottenere un profilo di generazione più regolare e prevedibile. In tal modo il proprietario dell'impianto FRNP vedrebbe ridotti eventuali oneri di sbilanciamento, essendo in grado di rendere programmabili i profili di produzione.

Un altro vantaggio, in particolar modo per i generatori eolici, consiste nell'evitare tagli alla produzione nei periodi di picco, quando la rete (debole) non è in grado di assorbire tutta la potenza generata. E' il caso che si è verificato su molti impianti eolici nel Sud Italia.

I SdA potrebbero ridurre la necessità di fronteggiare con impianti termoelettrici le elevate rampe di potenza che si verificano al tramonto, quando alla cessata generazione fotovoltaica si somma l'aumento di carico per illuminazione.

La presenza di SdA consente al proprietario di impianto FRNP di ricorrere all'arbitraggio, mediante Energy time shift, immagazzinando energia nelle ore di basso prezzo, per restituirla e rivenderla nelle ore a prezzo più remunerativo.

Infine, laddove la normativa lo consenta, gli impianti FRNP potrebbero fornire servizi di regolazione remunerati (regolazione di frequenza e di tensione).

Riaccensione del Sistema Elettrico/ Funzionamento off grid

In caso di black out generalizzato sulla rete elettrica la riaccensione del sistema elettrico avviene grazie ad alcune centrali di ripartenza autonoma, che possono avviarsi anche in assenza di rete, è il caso ad esempio di alcune centrali idroelettriche.

Naturalmente anche i SdA di grande taglia possono utilmente contribuire alla riaccensione del sistema elettrico. Per farlo i SdA devono essere dotati della funzione di Black Start e devono essere in grado di funzionare anche in modalità off grid, regolando tensione e frequenza. In tale condizione tutti i servizi ausiliari di impianto devono essere alimentati da batteria (controllori, strumentazione misura, ...), in modo che il sistema possa funzionare anche in assenza di rete.

Con queste caratteristiche tecniche il SdA può essere acceso anche in caso di black out totale sulla rete elettrica principale. Esso può essere utilizzato per alimentare alcune porzioni di rete per consentire agli impianti di generazione di tornare in servizio, gradualmente, in modo da ripristinare la configurazione di rete iniziale.

Oppure il SdA può funzionare in isola, alimentando alcuni carichi critici e garantendo ad essi una continuità di alimentazione.

Vantaggi dei SdA di tipo elettrochimico

Alcune ulteriori considerazioni di carattere generale, valide per tutte le applicazioni, sono i vantaggi che i SdA di tipo elettrochimico hanno rispetto ad altre soluzioni convenzionali:

- Elevata modularità che garantisce facilità di installazione e flessibilità di utilizzo.
- Tempi di realizzazione molto brevi, se confrontati con altri impianti di accumulo, quali le centrali idroelettriche di pompaggio.
- Possibilità di localizzazione diffusa sulla rete, anche in prossimità dei numerosi punti di connessione delle centrali da fonti rinnovabili, all'interno o nelle adiacenze delle stazioni elettriche esistenti, senza rilevante impatto ambientale, trattandosi di apparecchiature amovibili

Conclusioni sulle possibili applicazioni dei SdA

La diffusione dei SdA non dipende soltanto dalla evoluzione normativa in Italia, in quanto ci sono prospettive anche in altri Paesi del mondo. In Germania e in alcuni Stati USA ad esempio, si è avviata recentemente la liberalizzazione del mercato elet-

trico relativo ai servizi di Regolazione Frequenza. Questo sta contribuendo alla diffusione di SdA, che trovano in tale mercato una adeguata remunerazione all'investimento. E' presumibile che questa apertura riguarderà presto anche altri Paesi nel mondo.

Infine una riflessione sulla competizione esistente tra le diverse tecnologie utilizzabili nel sistema elettrico. Abbiamo visto che i SdA possono rispondere alle nuove esigenze poste al sistema elettrico dalla grande diffusione della generazione diffusa e delle FRNP. Di sicuro essi potranno contribuire validamente a riequilibrare le fluttuazioni nella potenza generata, al bilanciamento tra consumo e generazione elettrica, alla fornitura di una adeguata riserva e quindi in generale al mantenimento della sicurezza e della stabilità della rete. Potranno migliorare l'autoconsumo elettrico degli utenti "Prosumers" e migliorare il funzionamento e la gestione di impianti a FRNP.

È doveroso sottolineare però che la scelta di impiegare SdA per realizzare gli obiettivi prima descritti, dipenderà da un lato dalla profittabilità dell'investimento negli stessi, ma anche dal confronto tecnico ed economico con le altre soluzioni tecnologiche, che possono offrire risposte comunque adeguate. Si pensi al contributo che può venire da altre tecnologie consolidate (ampliamento capacità di reti esistenti, servizi ancillari da centrali convenzionali, ..) e da nuove tecnologie in fase di sviluppo (Demand Side Management, Demand Side Response,...).

Il successo dei SdA sarà legato alla competitività dei costi, e alla capacità degli operatori di individuare degli adeguati "Business Models" che permettano di sfruttare appieno tutte le funzioni interessanti che tali sistemi possono svolgere.

Per maggiori informazioni consultare il "Libro Bianco RSE-ANIE sui sistemi di accumulo" pubblicato a marzo 2015 e scaricabile gratuitamente dal sito internet di Federazione ANIE.

CAPITOLO 8

FAQ / CHIARIMENTI

Di seguito sono riportate alcune Frequently Asked Questions pubblicate sul sito del CEI.

DOMANDA 1:

La presenza di un sistema di accumulo (non riferibile ad un UPS) in un qualsiasi impianto comporta che il suddetto sistema di accumulo debba essere considerato, ai fini delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, come generatore. Qualora il sistema di accumulo vada ad integrarsi con un impianto rinnovabile non modificando la potenza nominale dell'impianto stesso e la potenza disponibile in immissione complessiva del generatore, ai fini delle prescrizioni e dei servizi di rete si possono comunque considerare solo i valori nominali dell'impianto rinnovabile che includono servizi ausiliari ed i dispositivi di connessione?

RISPOSTA 1:

L'installazione di un sistema di accumulo, anche nel caso in cui vada ad integrarsi con un impianto rinnovabile, modifica la potenza nominale dell'impianto. Tale vincolo è, infatti, applicato in analogia con quanto attuato con tutti gli altri generatori.

Si precisa, poi, che quanto contenuto al paragrafo 8.8.6.2 "Per il caso di utenti attivi con immissione totale di energia (cessione totale) comprendenti più di un generatore, il rispetto dei vincoli circa le condizioni operative (scambio di potenza reattiva) è garantito dal normale funzionamento di ciascuno dei generatori nell'ambito della relativa curva" deve essere inteso come di seguito:

- a) Ciascun elemento deve seguire i requisiti presenti nelle regole tecniche vigenti (ovviamente, all'epoca della connessione);
- b) I servizi di rete richiesti ai generatori sono determinati in relazione alla complessiva potenza nominale raggiunta dai diversi dispositivi presenti sull'impianto, ancorché installati in epoche diverse. Per esempio, un impianto eolico è stato con-

nesso alla rete nel 2006 (ante CEI 0-16) con una potenza nominale di 300 kW; in epoca successiva (gennaio 2014) è stato aggiunto un nuovo generatore da 200 kW; solo quest'ultimo generatore (e non il precedente) deve rispettare i requisiti della CEI 0-16 relativi ai generatori connessi nell'ambito di impianti con $P > 400$ kW; nei fatti, le sole prestazioni differenti riguardano la curva di capability. Infine le conseguenze dell'incremento della potenza nominale di impianto circa la connessione sono da considerare alla luce dell'eventuale variazione dei parametri pertinenti [acronimo PIR]; in caso di $PIR = 0$, per esempio, sono da considerare esclusivamente (quali conseguenze) le correnti di corto circuito, i disturbi condotti (armoniche, flicker, ecc...).

...

DOMANDA 2:

I parametri relativi al sistema di storage sono da riferirsi a quanto certificato dal produttore di sistemi di storage al momento dell'acquisto per tutta la durata dell'impianto?

RISPOSTA 2:

Sì, tenendo conto però dell'invecchiamento degli accumulatori a fine vita.

...

DOMANDA 3:

I sistemi di storage devono fornire i servizi di rete anche se, integrati con un impianto rinnovabile, non modificano la potenza nominale dell'impianto stesso e la potenza disponibile in immissione complessiva del generatore?

RISPOSTA 3:

I sistemi di storage devono fornire i servizi di rete

indicati al paragrafo 8.8.6 della Norma CEI 0-16 in ogni caso, anche nel caso in cui sono integrati in un impianto rinnovabile e non modificano la potenza nominale dell'impianto stesso e la potenza disponibile in immissione complessiva del generatore.

...

DOMANDA 4:

Come devono essere prestati i servizi di rete da parte dei generatori (inclusi i sistemi di accumulo) ed a quali corrispettivi sono soggetti?

RISPOSTA 4: Gli obblighi derivanti dalla fornitura dei servizi di rete (sempre prescritti, salvo che per le funzioni allo studio) devono essere intesi come di seguito dal punto di vista del comportamento in tempo reale del generatore (incluso il sistema di accumulo):

- a)** 8.8.6.1: insensibilità alle variazioni di tensione → obbligazione tecnica
- b)** 8.8.6.2: partecipazione al controllo della tensione → obbligazione tecnica (regolazione locale subordinata al Regolamento di Esercizio, come da allegati alla Norma CEI 0-16); servizio di rete se centralizzata (subordinata al Regolamento di Esercizio come da allegato alla CEI 0-16)
- c)** 8.8.6.3.1: limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi a $110\% U_n$ → obbligazione tecnica, alternativa al distacco da SPI per sovratensione
- d)** 8.8.6.3.2: limitazione della potenza attiva per $f >$ → obbligazione tecnica

e) 8.8.6.3.3: aumento della potenza attiva per $f <$ → obbligazione tecnica per i sistemi di accumulo; allo studio per i generatori

f) 8.8.6.3.4: limitazione della potenza attiva su comando esterno → servizio di rete se centralizzata

g) 8.8.6.4: sostegno alla tensione durante un corto circuito → obbligazione tecnica, allo studio

h) 8.8.6.5: partecipazione ai piani di difesa → obbligazione tecnica, attualmente non soggetta a corrispettivi

BIBLIOGRAFIA

Norma CEI 0-16, Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica, Consolidata settembre 2014 e Variante dicembre 2014

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, Consolidata settembre 2014 e Variante dicembre 2014

Deliberazione AEEGSI 574/2014/R/EEL, Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, Novembre 2014

Deliberazione AEEGSI 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, Dicembre 2014

Position paper ANIE, Position paper sul ruolo dei Dispositivi di Accumulo Elettrochimico nei Sistemi Elettrici, Novembre 2012

Libro Bianco RSE / ANIE, I sistemi di accumulo nel settore elettrico, marzo 2015

U.S. Department of Energy, Protocol for Uniformly Measuring and Expressing the Performance of Energy Storage Systems, Giugno 2014

L'accumulo di energia elettrica - RSE - Dicembre 2011

European Medicines Agency: "Quality risk management (ICH Q9)" - Gennaio 2011

Lo studio è stato realizzato da:



Viale V. Lancetti, 43
20158 Milano
Tel +39 023264.228
Fax +39 023264.217
energia@anie.it

Le Aziende associate al gruppo Sistemi di Accumulo

