

I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità



Con la collaborazione di:





Con la collaborazione di:



**POLITECNICO
MILANO 1863**
DIPARTIMENTO DI ENERGIA



INDICE

1. Libro bianco Accumuli "2.0" - Executive Summary	Pag. 4
2. L'accumulo e i "Prosumers": autoconsumo e riduzione dei picchi di prelievo	Pag. 10
3. Grid Defection	Pag. 22
4. Carica rapida di veicoli elettrici con accumulo	Pag. 30
5. I sistemi di accumulo e le isole minori italiane non interconnesse	Pag. 37
6. Un'applicazione di sistemi di accumulo in un'isola minore: Ventotene (a cura di ENEL Produzione)	Pag. 46
7. I vantaggi dell'integrazione dei sistemi di accumulo con le fonti energetiche rinnovabili (a cura di ENEL GREEN POWER)	Pag. 52
8. Sistemi di accumulo a supporto della gestione delle reti di distribuzione	Pag. 64
9. Partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento con storage virtuale	Pag. 73
10. Combinazione di servizi a supporto della sicurezza della rete di trasmissione nazionale	Pag. 81
11. Approfondimento sull'uso degli accumuli per la riserva primaria: effetto del "C-rate", la primaria "veloce", la remunerazione del servizio su base "capacità" (a cura di Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia)	Pag. 110
Bibliografia	Pag. 128

CAPITOLO 1

LIBRO BIANCO ACCUMULI “2.0”

EXECUTIVE SUMMARY

1.1 INTRODUZIONE

Il Libro Bianco 2.0 realizzato da RSE, Ricerca sul Sistema Energetico, e Anie-Energia anche con la collaborazione di Enel Produzione, Enel Green Power e Politecnico di Milano, fa seguito alla prima pubblicazione realizzata nel 2015 “I sistemi di accumulo nel settore elettrico”.

Il documento ha l’obiettivo di evidenziare le opportunità che l’installazione di un sistema di accumulo elettrochimico è in grado di offrire agli operatori e al sistema elettrico, analizzandone vantaggi e criticità. Particolare attenzione viene posta ad applicazioni quali: la regolazione primaria e secondaria di frequenza, i servizi alla rete da parte di una somma virtuale di piccoli storage, le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici con sistemi di accumulo integrati, le applicazioni in isole minori, la massimizzazione degli autoconsumi da generazione distribuita, l’ipotesi “estrema” del totale distacco degli utenti dalla rete. Inoltre, grazie alla collaborazione di Enel Produzione e di Enel Green Power, vengono analizzati i primi risultati ottenuti con l’installazione di sistemi di accumulo in piccole isole italiane o accoppiati a impianti rinnovabili in Italia e all’estero. Infine, con la collaborazione del Politecnico di Milano, si presentano studi su vari contesti regolatori europei per quanto riguarda i servizi di regolazione della frequenza e sulla caratterizzazione delle performance delle celle.

1.2 L’ACCUMULO E I “PROSUMERS”: AUTOCONSUMO E RIDUZIONE DEI PICCHI DI PRELIEVO

Una applicazione in cui potenzialmente i sistemi di accumulo possono generare benefici è quella presso piccoli utenti/ produttori, tipicamente privati o piccolissime aziende dotati di un impianto fotovoltaico. È stato studiato questo caso, esaminando i benefici che possono derivare da un aumento del cosiddetto “autoconsumo”, cioè la frazione di energia

generata e consumata/immagazzinata istantaneamente dallo stesso utente, combinando inoltre una funzione di “peak shaving”, vale a dire una riduzione delle punte massime di prelievo dalla rete, e di conseguenza un risparmio in termini di potenza impegnata. Le analisi svolte, sulla base dei profili di carico al quarto d’ora di un campione di utenti reali, hanno confermato che per entrambe le funzioni i sistemi di accumulo sono in grado di generare benefici per gli utenti/ produttori. Tuttavia, pur considerando l’ipotesi favorevole che non si applichi il meccanismo dello Scambio sul Posto, la combinazione dei due servizi non produce ancora – a parità di architettura del mercato elettrico – risparmi di entità sufficiente a giustificare pienamente l’investimento in un sistema di accumulo.

1.3 GRID DEFECTON

Si è poi esaminata una situazione più estrema, nella quale il consumatore decida di abbandonare del tutto il contratto di fornitura dell’energia elettrica, eliminando tutti i costi (fissi e variabili), ma accollandosi un rilevante investimento in impianti di produzione di elettricità e calore e in sistemi di accumulo. In questa situazione, infatti, l’adozione di un sistema di accumulo è una scelta praticamente obbligata, non solo in caso di produzione da fotovoltaico, ma anche in presenza di un cogeneratore a gas che da solo non assicurerebbe la flessibilità necessaria. Il punto da indagare non è quindi la convenienza di un sistema di accumulo di per sé, ma la domanda è se una situazione di grid defection alle condizioni attuali, o in prospettiva ravvicinata, sia razionalmente giustificata sul piano economico. Le analisi svolte hanno mostrato che questa scelta, improponibile per utenze a basso consumo (in particolare le seconde case), non raggiunge, ma si avvicina, alla convenienza per consumatori residenti ad elevato consumo. La configurazione più favorevole è risultata l’integrazione fra

un piccolo cogeneratore, un impianto fotovoltaico e un accumulo elettrochimico. Si è anche valutato in che misura la futura riduzione dei costi di acquisto del cogeneratore e dell'accumulo (ritenendo che ormai la dinamica di riduzione dei costi del fotovoltaico sia ormai piuttosto lenta) possa portare ad un pareggio dei costi rispetto all'acquisto di energia dalla rete. Il risultato è che un calo dei costi del 40 % circa porterebbe all'indifferenza fra i due casi. È stato infine considerato l'effetto delle detrazioni fiscali, oggi applicabili a fotovoltaico e batterie: in questo caso i risultati sono nettamente migliori. Nei paesi dove le infrastrutture di trasporto dell'energia sono più fragili ("poor grid") i risultati sarebbero decisamente più interessanti.

1.4. CARICA RAPIDA DI VEICOLI ELETTRICI CON ACCUMULO

Si tratta di una tipica applicazione di peak shaving. Lo scenario alla base dello studio è quello di un'azienda che, per motivi organizzativi, abbia la necessità di caricare un certo numero di veicoli elettrici in modo rapido e in un arco di tempo limitato e decida di dotarsi di un sistema di accumulo come alternativa alla scelta di aumentare la potenza contrattuale e/o cambiare il trasformatore della propria cabina MT/BT. Nello studio sono stati considerati e confrontati diversi casi, che si differenziano in base al numero di veicoli da caricare e alla durata dell'intervallo in cui è possibile effettuare la ricarica.

Nello scenario in cui la ricarica può essere effettuata in un arco di tempo massimo di un'ora, l'acquisto e installazione del SdA ha un VAN a 20 anni sempre positivo, e in un caso si ha un tempo di rientro dell'investimento di 5 anni. In generale, l'investimento può risultare conveniente nelle situazioni in cui si ha un picco di potenza molto elevato rispetto alla potenza base e concentrato in un periodo di tempo limitato, perché ciò permette di ridurre la taglia in energia del SdA limitandone il costo. Questo è possibile utilizzando tecnologie di accumulo che possano garantire buone prestazioni in potenza.

Nello studio il SdA installato è utilizzato esclusivamente per l'applicazione specifica di peak shaving, ma sarebbe possibile estendere l'analisi aggiungendo degli scenari in cui il sistema si trovi a svolgere anche altre tipologie di applicazioni, come ad esempio funzioni da UPS, la

compensazione del reattivo, il time shift, o l'autoconsumo in presenza di generazione da fotovoltaico, in modo da massimizzarne lo sfruttamento e permettere di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento nei casi in cui è risultato superiore ai 10 anni.

1.5 I SISTEMI DI ACCUMULO E LE ISOLE MINORI ITALIANE NON INTERCONNESSE

Intuitivamente, un sistema elettrico operante in "isola" rappresenta una situazione in cui l'utilizzo di sistemi di accumulo dovrebbe risultare di particolare interesse, soprattutto nel caso di significativa penetrazione di fonti energetiche rinnovabili non programmabili, come auspicato e previsto dai più recenti orientamenti legislativi italiani. L'impossibilità di ricorrere alla rete nazionale come grande "polmone" che è in grado di assorbire gli squilibri carico-generazione, rende in questi casi, se non indispensabile, almeno potenzialmente conveniente l'impiego degli accumuli. Più in dettaglio, le ragioni per cui un sistema di accumulo può rivelarsi prezioso sono:

- spostamento nel tempo dell'energia rinnovabile producibile in determinate fasce orarie (tipicamente, surplus di produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata, massimo carico nelle ore serali), evitando sprechi di energia;
- sostituzione dei gruppi diesel come controllori di frequenza/tensione, nelle ore in cui energeticamente non sono necessari, con rilevante riduzione di consumi di combustibile ed emissioni correlate;
- ottimizzazione del funzionamento dei diesel, operando prevalentemente con carico medio-alto oppure spegnendoli, ottenendo un maggior rendimento medio.

I dati che emergono dalle simulazioni effettuate su un caso campione (Ustica), utilizzando profili di carico reali, sono:

- da un lato, l'installazione di nuovo fotovoltaico riduce il costo complessivo di generazione, con un ottimo per circa 1500 kWp installati. Investire sulle rinnovabili, quindi, in questi casi non solo genera benefici ambientali, ma riduce anche l'extra costo che nelle isole minori trasferisce un onere alle bollette elettriche di tutti gli utenti italiani;

- dall'altro, esiste un margine di miglioramento ulteriore nel caso di impiego di accumuli, che non solo riducono ulteriormente il costo medio dell'energia, ma consentono anche di spostare l'ottimo economico verso un più ampio utilizzo delle fonti rinnovabili.

1.6 UN'APPLICAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO IN UN'ISOLA MINORE: VENTOTENE (A CURA DI ENEL PRODUZIONE)

A riprova dei possibili benefici dei sistemi di accumulo nelle isole minori non connesse alla rete nazionale, ENEL ha installato un sistema di accumulo elettrochimico (300 kW, 600 kWh) nell'isola di Ventotene, caratterizzata da una forte variabilità stagionale e giornaliera del carico elettrico, dalla presenza di fotovoltaico con potenza paragonabile al carico invernale e da 4 unità diesel da 480 kW ciascuna. Il sistema di accumulo installato ha per obiettivi:

- la riduzione dei consumi di combustibile, grazie anche alla possibilità di spegnere tutti i motori nelle ore di basso carico, affidando all'accumulo il compito di alimentare i carichi dell'isola e di controllare frequenza e tensione di rete;
- l'ottimizzazione dell'efficienza media di generazione dei motori che, grazie all'accumulo, possono funzionare sempre nella fascia alta di carico o in alternativa stare spenti; la gestione integrata della batteria e dei motori contribuisce a ridurre i consumi di combustibile e ad abbassare l'impatto acustico nonché le emissioni di inquinanti e di CO₂;
- la riduzione dei costi di manutenzione e il prolungamento della vita utile dei motori, come conseguenza delle minori ore di funzionamento e della minore permanenza a basso carico;
- l'aumento della "hosting capacity", ossia della possibilità di ospitare, in sistemi elettrici isolati, generazione rinnovabile non programmabile distribuita, senza impatto sul servizio elettrico per la comunità.

Il sistema di accumulo, nei suoi primi sette mesi di funzionamento, ha ben corrisposto alle aspettative, presentando un alto grado di disponibilità (90% circa), garantendo una qualità del servizio elettrico superiore a quella storicamente osservata con i diesel, evitando il 54% delle ore di funzionamento dei motori e riducendo mediamente del 15% i consumi di combustibile.

1.7 I VANTAGGI DELL'INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO CON LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (A CURA DI ENEL GREEN POWER)

Per quanto riguarda le applicazioni in Italia, sono state effettuate due importanti esperienze di integrazione fra impianti di generazione a fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, con finalità di riduzione dei picchi di potenza immessa, a fronte di una limitata capacità di trasporto della rete, di riduzione degli sbilanciamenti associati a imprecisioni di previsione della produzione, di ottimizzazione dei profili di immissione in ragione dell'andamento dei prezzi di mercato, di possibile fornitura di servizi alla rete (riserva primaria e secondaria) ottenibili dall'aggregato impianto di generazione (fotovoltaico o eolico)-sistema di accumulo.

Le esperienze hanno riguardato i siti di Catania (impianto fotovoltaico da 10 MWp, sistema di accumulo da 1 MW/2MWh) e di Potenza Pietragalla (impianto eolico da 18 MW, sistema di accumulo da 2MW/2MWh). I sistemi di accumulo, dopo la soluzione di alcuni problemi iniziali, hanno evidenziato elevata efficienza energetica (anche oltre l'80% AC/AC) e buona affidabilità. Si sono rivelati molto efficaci nel minimizzare gli sbilanciamenti e nell'ottimizzare i profili di immissione in rete dell'energia, contribuendo alla stabilità di rete. Il servizio di riserva primaria può essere svolto con efficacia dall'insieme impianto a fonti rinnovabili + sistema di accumulo, mentre per la riserva secondaria la capacità dei sistemi di accumulo adottati è piuttosto limitata.

Un'interessante applicazione dell'accumulo ad una comunità non servita dalla rete elettrica è stata svolta in una località ad alta quota nell'America del Sud, che viene ora alimentata in modo molto più soddisfacente e ambientalmente corretto grazie all'integrazione di impianti a fonti rinnovabili (fotovoltaico, mini eolico, solare termodinamico cogenerativo, batterie, diesel di soccorso). Altre applicazioni ritenute molto vantaggiose sono quelle in siti minerari, con elevati fabbisogni energetici su tutto l'arco della giornata e collocati in zone scarsamente servite dalla rete. L'integrazione fotovoltaico-diesel-batterie in queste situazioni risulta economicamente vantaggiosa rispetto alla sola alimentazione diesel, ed inoltre contribuisce alla sostenibilità ambientale dell'industria mineraria.

1.8 SISTEMI DI ACCUMULO A SUPPORTO DELLA GESTIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

Dopo una disamina dell'attuale quadro regolatorio, in questo momento non favorevole all'impiego di sistemi di accumulo nelle reti di distribuzione, sono state ipotizzate diverse funzioni che potrebbero risultare utili nella gestione delle reti stesse:

- la riduzione del numero e della durata delle interruzioni del servizio;
- il differimento di investimenti che si possono rendere necessari a causa di nuove connessioni di generatori a fonti rinnovabili o dell'incremento dei prelievi;
- l'aumento della cosiddetta "hosting capacity", ossia della possibilità di installare nuova potenza di generazione distribuita da fonti rinnovabili;
- la partecipazione alla regolazione di tensione.

In queste applicazioni, a parità di regole del gioco, si è riscontrato che esistono soluzioni alternative, attualmente meno costose dell'installazione di batterie.

1.9 PARTECIPAZIONE AL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO CON STORAGE VIRTUALE

Assumendo che in una certa area di rete sia presente un numero relativamente elevato di piccoli sistemi di accumulo, installati presso utenti/produttori dotati di impianti fotovoltaici di piccola taglia, ci si pone la domanda se una gestione coordinata di tali sistemi, ad opera di un aggregatore, possa vantaggiosamente costituire un "sistema di accumulo virtuale" di taglia maggiore, in grado di offrire servizi alla rete. L'analisi effettuata, basata su profili di consumo di un certo numero di utenti reali, ha confermato che la gestione aggregata, sfruttando la diversità statistica dei profili di carico, rende disponibile in modo affidabile una significativa capacità di accumulo, adatta a essere sfruttata per servizi ancillari. Sulla base di ragionevoli assunzioni economiche, si è osservato che tale operazione potrebbe assicurare un ragionevole utile all'aggregatore, ma soprattutto contribuirebbe al recupero dell'investimento fatto da ciascun utente per l'acquisto del sistema di accumulo, in una misura variabile fra il 20 e il 60% dell'investimento stesso, in funzione dei profili di consumo di ciascun utente.

In sintesi, l'aggregazione di varie risorse consentirebbe la formazione di VESS che, se opportunamente gestiti, garantirebbero una migliore qualità dell'energia elettrica a

un costo inferiore rispetto alla gestione separata dei singoli componenti. Mentre in altri paesi la regolamentazione del mercato elettrico favorisce già la formazione di VESS, in Italia questo non è ancora possibile. Il DCO 298/2016 dell'Autorità indica come anche il mercato elettrico italiano evolverà, in modo da permettere un accesso al mercato dei servizi di dispacciamento anche agli aggregati.

1.10 COMBINAZIONE DI SERVIZI A SUPPORTO DELLA SICUREZZA DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

Si tratta in questo caso di valutare le prestazioni ed i ritorni economici di sistemi di accumulo asserviti alla rete di trasmissione, sia in configurazione puro storage ("stand alone") che integrati con impianti rinnovabili (eolici o fotovoltaici). Sono state simulate tre diverse tecnologie di batteria in due diversi scenari di utilizzo, relativi alla regolazione di frequenza: solo secondaria o combinazione di primaria e secondaria. L'analisi economica, in particolare, basata su dati storici di prezzo di mercato (MGP, MSD, MB), mostra che nei casi più favorevoli il tempo di ritorno dell'investimento è pari o inferiore alla vita utile delle batterie. Fra le diverse tecnologie analizzate, risulta favorita quella che ha il più elevato rapporto energia/potenza.

È stata inoltre effettuata una prima valutazione dell'applicazione dei SdA per un supporto alla regolazione di tensione, stimando il valore del servizio sulla base di recenti pubblicazioni dell'Autorità (DCO 420/2016). Sulla base di un valore indicativo del prezzo delle risorse attivate in un anno dal TSO per la risoluzione dei problemi di tensione (150 Euro/Mvarh), è stato determinato il possibile profitto aggiuntivo rispetto agli altri servizi già analizzati. In questo caso non appaiono differenze marcate fra le tre tecnologie considerate, anche se il risultato sembrerebbe favorire quella con più basso rapporto energia/potenza.

1.11 APPROFONDIMENTO SULL'USO DEGLI ACCUMULI PER LA RISERVA PRIMARIA: EFFETTO DEL "C-RATE", LA PRIMARIA "VELOCE", LA REMUNERAZIONE DEL SERVIZIO SU BASE "CAPACITÀ" (-A CURA DI POLITECNICO DI MILANO - DIPARTIMENTO DI ENERGIA)

Sono state svolte considerazioni relative al servizio di regolazione primaria, ipoteticamente affidato a sistemi di accumulo. Lo studio ha mirato a valutare i benefici conseguibili con una ottimizzazione delle logiche di gestione degli accumuli,

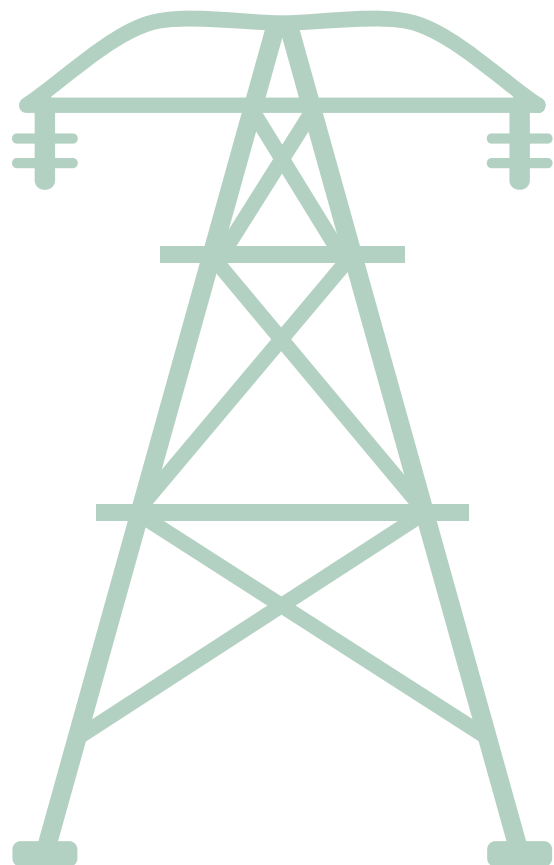
prescindendo dall'eventuale remunerazione del servizio. Tale remunerazione è infatti ad oggi solo parzialmente strutturata nel quadro regolatorio nazionale, viceversa nel mercato Centrale Europe (Germania, Svizzera, Austria, Olanda, Francia) si registra la presenza di una piattaforma di mercato condivisa, basata su aste settimanali per un servizio in capacità, contesto nel quale è ad oggi verosimile giustificare economicamente l'utilizzo di sistemi di accumulo.

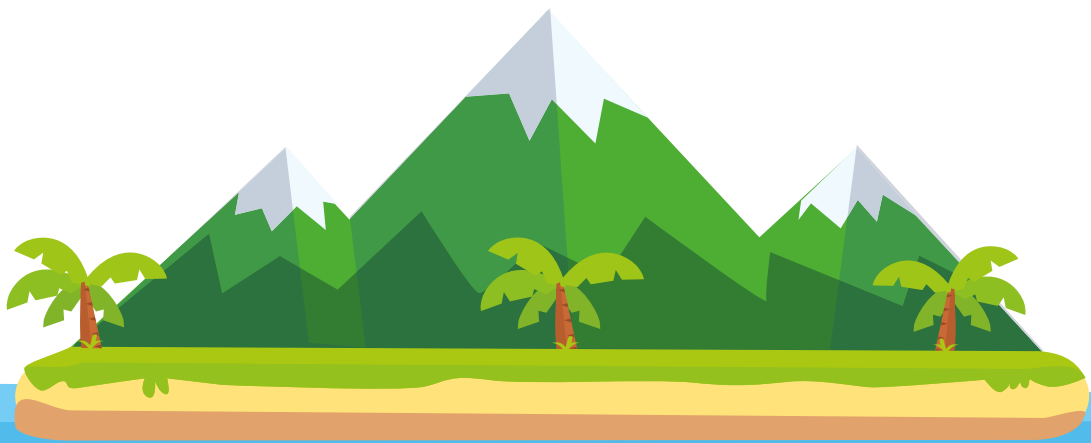
Si evidenzia inoltre come la capacità di risposta dinamica di un sistema elettrochimico sia nettamente superiore a quella richiesta dall'attuale Codice di Rete per il servizio di regolazione della frequenza, tradizionalmente applicato ai grossi impianti convenzionali. Le migliori prestazioni dinamiche dei sistemi di accumulo potrebbero essere sfruttate per un nuovo servizio specifico, genericamente identificato come “primaria veloce”, remunerato con una tariffa dedicata, conseguendo così un miglioramento della stabilità della rete ed una ottimizzazione dei costi: ovvero, la tariffa dedicata sarebbe applicata solo alle risorse utili a tale regolazione veloce e non, genericamente, a tutte le

unità asservite alla regolazione primaria. Si cita come un approccio del tutto simile a quello proposto è ad oggi in analisi sperimentale da parte di OFGEM nel mercato UK.

Infine, il contributo ha portato in evidenza come ad oggi non vi sia un quadro normativo completo circa la misura delle prestazioni dei sistemi di accumulo, ovvero, risulta ad oggi complicato confrontare tecnologie di accumulo differenti o differenti logiche di regolazione; da tale considerazione è emersa l'opportunità di definire delle metodologie di analisi univoche, ad esempio rispetto a segnali di frequenza con cui valutare/misurare il servizio di regolazione della frequenza o, ancor più, rispetto a protocolli di prova significativi per la partecipazione ai servizi ancillari.

In tale direzione sono presentate delle analisi di laboratorio focalizzate a dimostrare la variazione delle prestazioni di alcune celle elettrochimiche, al variare del servizio prestatto, ovvero al variare del protocollo di prova con cui sono misurate. Tali analisi hanno poi portato a proporre metodologie congruenti di dimensionamento dei sistemi di accumulo rispetto al servizio (o ai servizi) in analisi.





CAPITOLO 2

L'ACCUMULO E I "PROSUMERS": AUTOCONSUMO E RIDUZIONE DEI PICCHI DI PRELIEVO

Il sistema elettrico sta progressivamente evolvendo verso la condivisione dell'energia prodotta da piccoli impianti a fonte rinnovabile connessi alla rete di distribuzione, con un particolare aumento dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, derivante dai meccanismi di incentivazione per la produzione da conversione fotovoltaica (FV), noti in Italia come "Conto Energia".

I vari Conti Energia che si sono succeduti negli anni hanno avuto l'obiettivo di ripagare il maggior costo dell'energia prodotta dagli impianti FV rispetto all'energia prodotta da fonti fossili convenzionali (es. cicli combinati a gas). Con il susseguirsi dei provvedimenti di incentivazione, il valore dell'incentivo per l'energia FV prodotta è andato progressivamente riducendosi, assieme al costo degli impianti fotovoltaici. Con il "Quinto Conto Energia" è cambiato il meccanismo di incentivazione. Mentre con i precedenti provvedimenti veniva incentivata allo stesso modo tutta l'energia prodotta e si poteva usufruire dello "scambio sul posto" ovvero era possibile e vantaggioso utilizzare la rete elettrica come un accumulo di energia di capacità infinita, con il Quinto Conto Energia è stata eliminata la possibilità di aderire allo "scambio sul posto" e introdotta l'incentivazione dell'autoconsumo, cioè dell'energia FV che viene contestualmente consumata là dove è collocato l'impianto FV. Con la fine delle incentivazioni è comunque rimasta conveniente la formula dell'autoconsumo, in quanto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è maggiore di quello di vendita.

Al pari del sistema elettrico, anche il regime tariffario si sta evolvendo per adeguarsi agli attuali scenari elettroenergetici. La riforma della tariffa elettrica per i clienti domestici, introdotta dall'AEEGSI il 1° gennaio 2016 con la delibera 582/2015/R/EEL [1] si pone diversi obiettivi, fra i quali superare la struttura progressiva rispetto ai consumi della tariffa in vigore fino al 2015 (adeguando

le varie componenti ai costi del relativo servizio secondo criteri di gradualità) e stimolare comportamenti virtuosi dei consumatori mediante l'adozione del vettore elettrico, laddove esso consenta l'impiego di tecnologie più efficienti rispetto ad altre fonti (ad esempio, combustibili liquidi o gassosi), favorendo così il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

Questa riforma ha portato allo sviluppo di una nuova tariffa, denominata TD, nella quale si osserva uno spostamento nella bolletta dalla componente energia alla componente potenza, in modo da supportare i costi per lo sviluppo futuro dell'infrastruttura. Se già la tariffa D2 prevedeva costi differenti per l'utente a seconda della potenza contrattuale impegnata a parità di energia elettrica annua prelevata dalla rete, la tariffa TD accentua ulteriormente questo aspetto, aumentando inoltre il ventaglio di scelta della potenza contrattuale, in modo che l'utente possa scegliere quella più adatta alle proprie esigenze sia in termini tecnici che economici. Dai punti appena descritti emerge quindi che l'utente finale trarrebbe un beneficio economico:

- Aumentando la quota di autoconsumo dell'energia prodotta da fotovoltaico
- Riducendo la potenza contrattuale mantenendo al contempo invariato il comfort energetico.

Intuitivamente, entrambi questi obiettivi sono conseguibili mediante l'installazione di un sistema di accumulo (SdA) opportunamente controllato.

Tramite un sistema di accumulo è infatti possibile sia aumentare le quote di autoconsumo [2], che ridurre i picchi di assorbimento da rete (peak-curtailment).

Lo studio condotto si concentra quindi su questi punti e si articola in diverse fasi. Per quanto riguarda l'aumento dell'autoconsumo si parte dai risultati conseguiti in [2] e si vedranno le differenze in termini di risparmio annuo applicando la nuova tariffa TD.

¹ In presenza del regime di "Scambio Sul Posto", accessibile agli impianti di piccola taglia, questa affermazione risulta di fatto molto ridimensionata.

Verranno in seguito analizzati i superamenti di determinate soglie di potenza da parte di utenti domestici al fine di avere una visione della potenza massima da loro realmente impegnata.

Si valuterà quindi l'impatto sul numero e durata dei superamenti di un impianto FV da 3kWp e dello stesso impianto FV abbinato a Sistema di Accumulo (SdA) di differenti taglie. In questo modo sarà possibile valutare se un utente è in grado di passare o meno ad una potenza contrattuale significativamente inferiore mantenendo invariati i propri consumi.

Verranno infine presentate alcune considerazioni di carattere economico sull'impiego di un SdA con il duplice scopo di aumentare gli autoconsumi e ridurre la potenza contrattuale.

2.1 AUTOCONSUMO

CONFRONTO FRA TARIFFA D2 E TD

In questa sezione vengono confrontate la spesa media annua tra tariffa TD e tariffa D2 per utenti domestici dotati di un contratto di fornitura pari a 3kW.

L'analisi è stata condotta su di un campione di 396 utenti domestici sparsi sul territorio italiano di cui sono disponibili le misure dei consumi elettrici a cadenza di un quarto d'ora per l'anno 2011.

Il confronto è stato inoltre esteso al caso di presenza di impianto FV con potenza di picco pari a 3kWp, sia in regime di scambio sul posto che con tariffa di vendita pari al PUN. A ciascun utente è stato abbinato il profilo di produzione FV della specifica zona geografica. Non è incluso, nell'analisi, il costo di ammortamento ed esercizio dell'impianto, trattandosi di un parametro invariante nel confronto tra tariffe di fornitura. Si è assunto che l'impianto fotovoltaico non sia percettore di incentivi.

Si è infine valutato l'effetto sulla spesa annuale complessiva della presenza di un sistema di accumulo elettrochimico (SdA) di differenti taglie (2, 4,5 e 7 kWh), il cui funzionamento è dedicato a massimizzare l'autoconsumo. Anche per questo calcolo non sono stati inclusi i costi di ammortamento ed esercizio.

2.1.1 IPOTESI DI LAVORO

Per il calcolo delle spese medie annue si è supposto che gli utenti abbiano residenza anagrafica presso l'abitazione della quale sono stati registrati i consumi.

Tariffa TD

	c€/punto	c€/kW	c€/kWh
Servizi di rete	2011,23	2261,85	0,69
Componenti A e UC	0,00	0,00	4,39
Servizi di vendita	2442,17		7,68
Totale netto	4453,40	2261,85	12,76

Tab. 2.1 - Dettagli della tariffa TD.

Tariffa D2 (aggiornata al primo trimestre 2015)

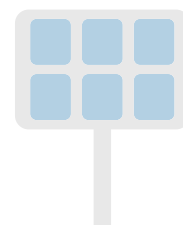
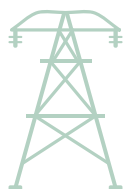
Per la tariffa D2 si è supposta una tariffa monoraria.

Fascia consumi [kWh/anno]	c€/kWh
< 1800	12,3672
< 2640	18,2092
< 4440	24,9892
> 4440	29,6392
Quota fissa [€/anno]	26,6508
Quota potenza [€/kW/anno]	6,8342

Tab. 2.2 - Dettagli della tariffa D2.

Accise

Le accise sono identiche per entrambe le tariffe e variano con lo scaglione di consumo annuo.



Fascia consumi [kWh/anno]	accisa %
< 1800	0
< 2640	2,27
< 4440	4,54
> 4440	2,27
IVA	10

Tab. 2.3 – Dettaglio delle accise.

Assorbimento annuo e Tariffa	CUsf [c€/kWh]
D2: <1800	6,08975
D2: <2640	11,67575
D2: <4440	18,2015
D2: >4440	22,3985
TD	7,295

Tab. 2.4 – Valori del Corrispettivo Unitario di Scambio Forfettario.

Scambio sul posto – calcolo del contributo

Per il calcolo dei contributi da scambio sul posto si è adottata la formula per impianti FV sotto i 20kWp:

$$Cs = \min[Oe, Cei] + CUsf * Es$$

Dove:

- Oe: Onere Energia, ossia il prezzo dell'energia prelevato dalla rete. $Oe = kWh * PUN$.
- Cei: Controvalore dell'Energia Immessa, cioè il valore economico dell'energia immessa in rete. $Cei = kWh * \text{prezzo_energia_sul_mercato_del_giorno_prima}$.
- CUsf: Corrispettivo Unitario di Scambio Forfettario. $CUsf = c€/kWh$.

Es: Energia Scambiata. E' pari al minimo tra i kWh immessi e i kWh prelevati in totale durante l'anno. $Es = kWh$.

Al contributo così calcolato vanno inoltre aggiunte, se presenti, le eccedenze. In pratica se a fine anno il controvalore economico totale dell'energia immessa è superiore a quello dell'energia prelevata, al Cs va sommata la differenza tra Cei ed Oe.

Il Prezzo Unico Nazionale ed il prezzo dell'energia sul mercato del giorno prima sono quelli forniti dal GSE per l'anno 2015, mentre per il Corrispettivo Unitario di scambio forfettario si è fatto riferimento alla seguente tabella.

Tariffa di vendita dell'energia

Per la modalità di vendita dell'energia elettrica si è supposto un valore pari al Prezzo Unico Nazionale fornito dal GSE per l'anno 2015 (lo stesso valore utilizzato per il calcolo dei contributi da scambio sul posto).

2.1.2 RISULTATI

Di seguito sono riportati i risultati riassuntivi dell'analisi. La suddivisione in scaglioni degli utenti è stata effettuata tenendo conto del consumo annuo dell'utente, e non del suo assorbimento da rete. Questa suddivisione è stata tuttavia utilizzata solo per la rappresentazione grafica, tutte le stime dei costi sono state effettuate considerando l'effettivo prelievo da rete (che nel caso di presenza di impianto FV risulta essere comprensibilmente minore).

Nella seguente Figura 2.1, il primo grafico mostra il confronto delle tariffe D2 e TD in termini di spesa annua media per i clienti di ciascuno scaglione di consumo annuo in assenza di FV, il secondo e terzo grafico rispettivamente con impianto FV da 3kWp in regime di scambio sul posto o tariffa di vendita pari al PUN.

Come si può osservare, la tariffa TD comporta un incremento della spesa (+33%) per gli utenti passivi con consumo annuo inferiore ai 1800 kWh, per poi favorire progressivamente gli utenti con consumi via via crescenti (-47% per utenti con consumi > 4440kWh/anno). Gli utenti con consumi compresi tra i 1800 e i 2640 kWh/anno sono quelli che risentono meno del cambio di tariffa (-11%). Si può inoltre notare che, come è ragionevole attendersi, la presenza di impianto FV contribuisca notevolmente alla riduzione della spesa annua, e come, tra le due forme di remunerazione, lo scambio sul posto risulti più conveniente della tariffa di

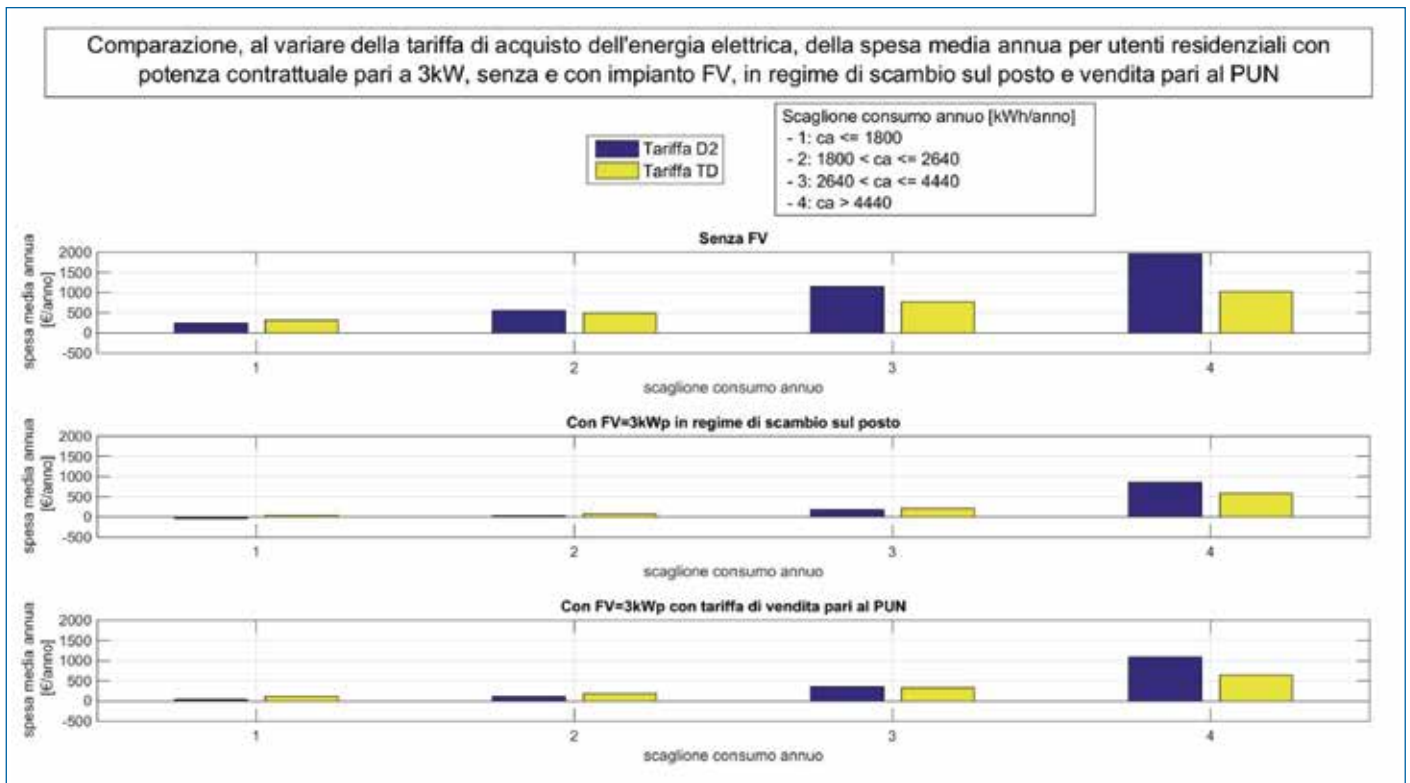


Figura 2.1: Spesa media annua per utenti residenziali dotati di impianto FV. Confronto tra tariffe

vendita pari al PUN, permettendo addirittura, per utenti con consumi <1800kWh/anno, un ritorno economico pari a circa 30€ nel caso di tariffa D2.

In ultima analisi va notato che, anche se di entità minore rispetto alla tariffa D2, la tariffa TD comporta una riduzione della spesa annua sia per i clienti con FV in scambio sul posto, sia per gli utenti che presentano un meccanismo di vendita con tariffa pari al PUN.

La seguente Figura 2.2 mostra lo stesso confronto del grafico precedente ma con una remunerazione dell'energia immessa con una tariffa pari al PUN, in presenza di SdA di varie taglie. Come visibile nel grafico precedente, la tariffa di vendita pari al PUN comporta minori benefici economici rispetto allo scambio sul posto, ma risulta essere più conveniente qualora il consumatore, non potendo accedere a questo schema, utilizzi un SdA.



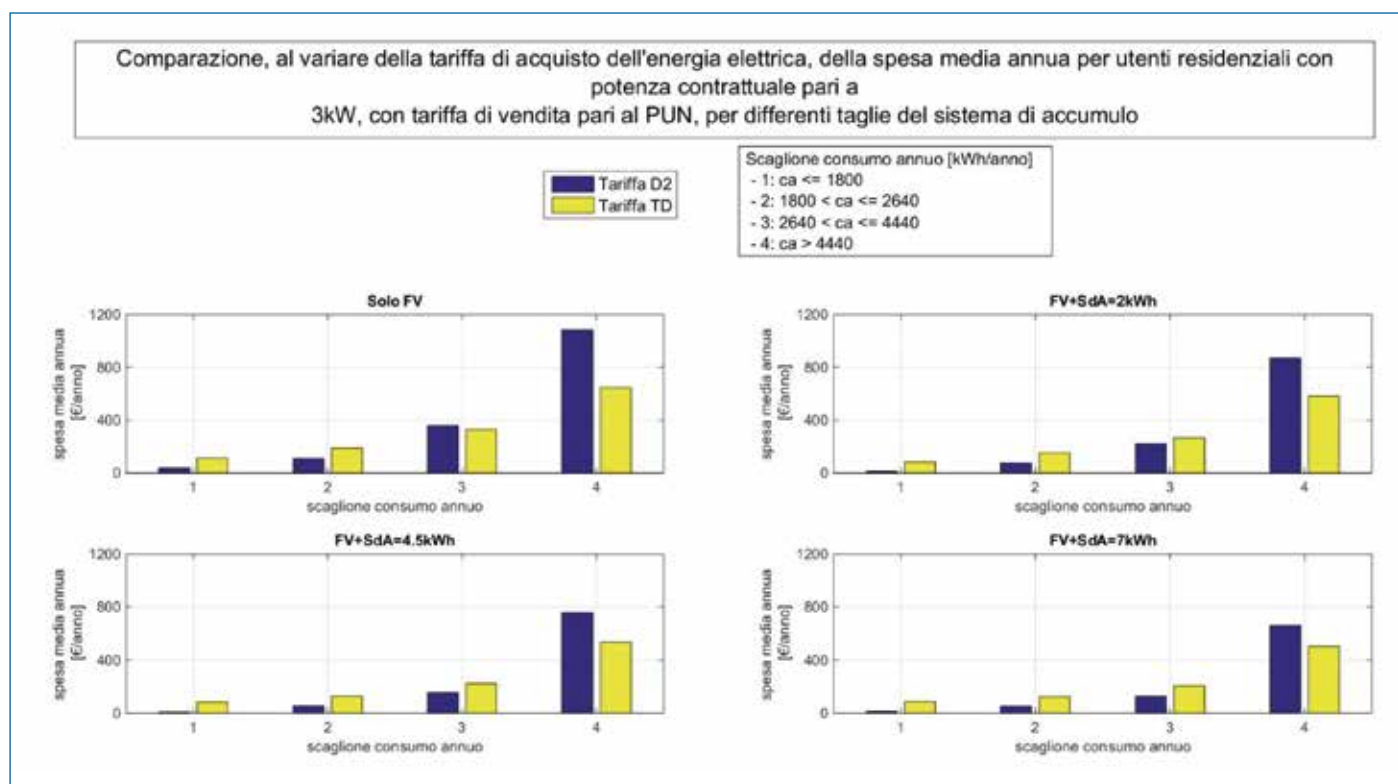


Figura 2.2: Spesa media annua per utenti residenziali dotati di impianto FV e SdA. Confronto tra tariffe.

Dai grafici sopra riportati risulta evidente la riduzione della spesa media annua ottenibile mediante l'utilizzo di un SdA (il cui funzionamento, ricordiamo, è orientato alla massimizzazione delle quote di autoconsumo). L'entità della riduzione risulta tuttavia essere più marcata nel caso della tariffa D2 rispetto alla tariffa TD.

La Figura 2.3 mostra il risparmio annuo ottenibile tramite utilizzo di un SdA. Il risparmio è stato valutato rispetto al caso base di utente attivo, cioè già in possesso di impianto FV, mentre la modalità di funzionamento del SdA è quella orientata alla massimizzazione dell'autoconsumo. La tariffa di acquisto dell'energia dalla rete è la TD mentre il prezzo di vendita è pari al PUN.

Come si può osservare, nel caso migliore (utente con consumo maggiore di 4440 kWh/anno e 7kWh di accumulo) si otterrebbe un risparmio annuo pari a circa 140€, che tuttavia non giustificherebbero da soli l'investimento necessario a dotare l'utente del sistema necessario.



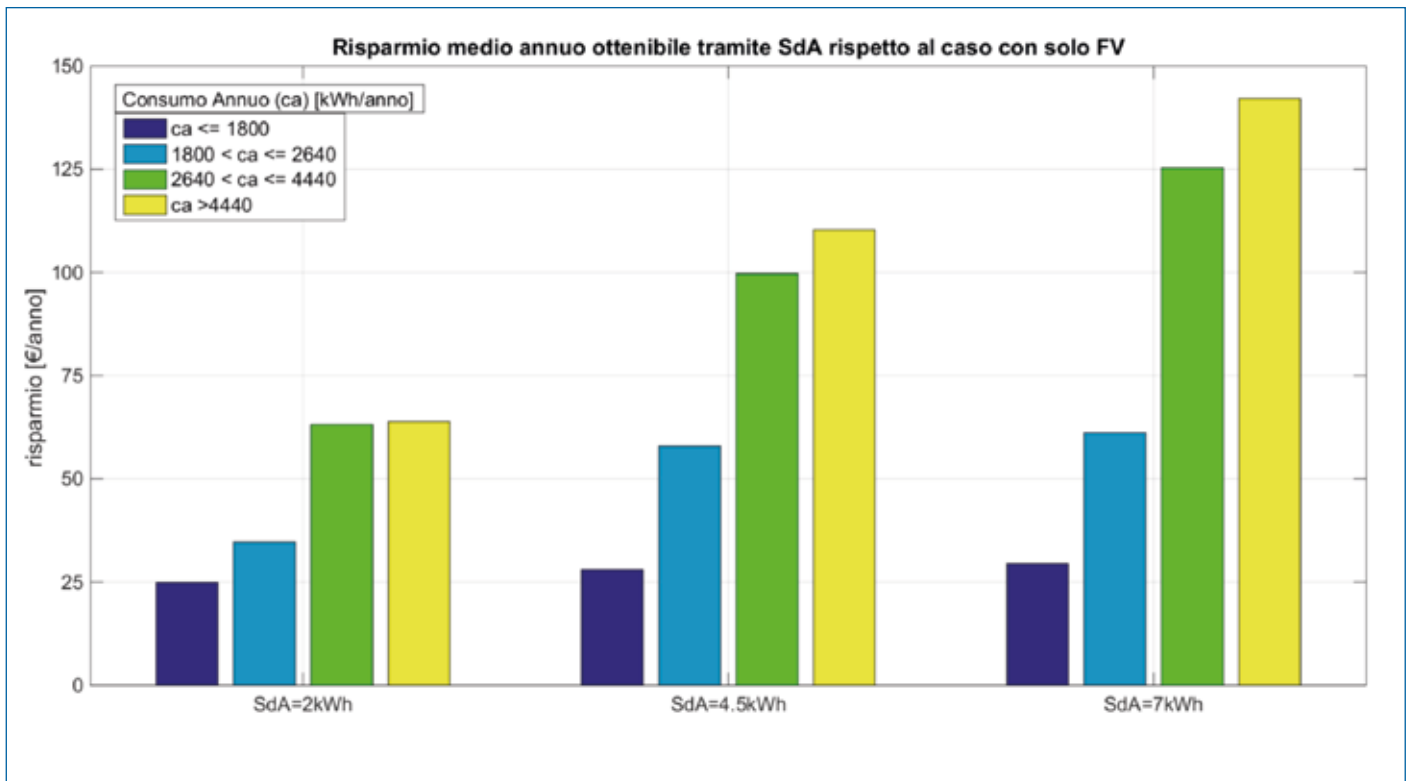


Figura 2.3: Risparmio annuo ottenibile tramite SdA per utenti residenziali dotati di impianto FV.

2.2. ANALISI SOGLIE POTENZA

Si analizzano ora i superamenti di determinate soglie di potenza – 1,5 2 2,5 e 3 kW – da parte di utenti domestici, e l’impatto sul loro numero e durata della presenza di un impianto FV da 3kWp, che rappresenta il caso base per le analisi che verranno mostrate nel capitolo successivo.

L’analisi è condotta su di un campione di 396 utenti domestici sparsi sul territorio italiano dei quali sono disponibili le misure dei consumi elettrici a cadenza quartodioraria per l’anno 2011; l’elaborazione è stata condotta con lo scopo di avere una visione della potenza massima realmente impegnata dagli utenti, permettendo quindi la valutazione di richiedere livelli di potenza di fornitura differenti rispetto all’attuale (3 kW). Le curve FV sono quelle caratteristiche della giornata e della località geografica dell’utenza.

Il concetto di superamento delle soglie di potenza, e della loro mitigazione mediante impianti FV è sintetizzato nei grafici di Figura 2.4.

Nel primo diagramma la potenza prelevata da rete dalla utenza passiva (linea nera) supera entrambe le soglie di potenza: in particolare il picco “A” supera solo la soglia 1 mentre il picco “B” delle ore serali supera sia la soglia 1 che la soglia 2.

Mediante l’aggiunta del solo impianto FV (primo grafico, linea rossa) si elimina il superamento legato al picco “A” mentre il picco “B” rimane sopra le soglie individuate; inoltre, l’energia in eccesso viene immessa in rete (secondo grafico, linea nera).

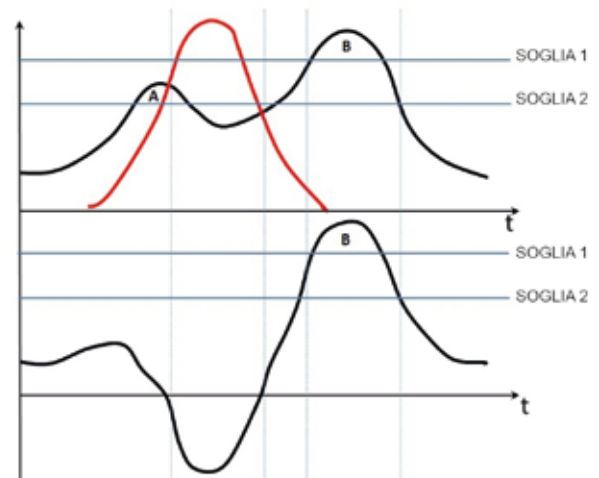


Figura 2.4: Esempificazione del concetto di superamento delle soglie di potenza (nero: profilo di prelievo, rosso: produzione FV).

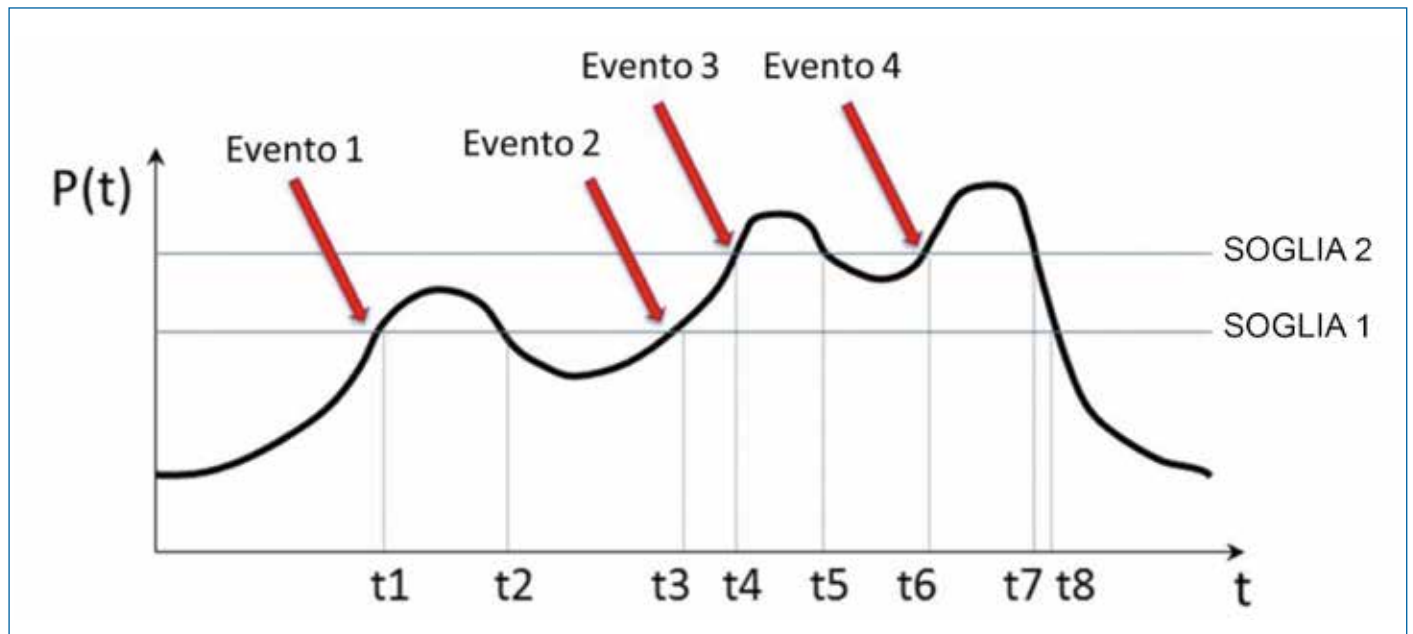


Figura 2.5: Esemplificazione del concetto di evento di superamento soglia di potenza.

Con riferimento alla Figura 2.5 sono state fatte due differenti analisi:

- Numero medio di eventi in cui il consumo di un utente supera una determinata soglia di potenza.
- Numero medio di quarti d'ora in cui il consumo di un utente è superiore ad una determinata soglia di potenza.

Nel seguito viene chiarito il concetto di «evento superamento soglia di potenza»

Ogni intervallo di potenza ha una soglia di ingresso pari al limite inferiore della soglia stessa. Quando un utente inizia a superare una potenza maggiore di 1,5kW, viene generato un evento di superamento della soglia di potenza pari a 1,5kW. Questo evento è singolo indipendentemente dal tempo in cui l'utente continua a prelevare potenza superiore a 1,5kW. Nel caso in cui la potenza prelevata da rete superi anche la soglia dei 2kW, viene generato un secondo evento e così via per eventuali altri superamenti di soglie maggiori. Nel caso in cui l'utente torni sotto la soglia dei 2kW, mantenendo però la potenza prelevata al di sopra di 1,5kW, per poi superarla nuovamente, verrà generato un altro evento di superamento della soglia di 2kW, ma non di quella di 1,5kW. Nel caso specifico del grafico in Figura 2.5 si hanno quindi 4 eventi, due di "superamento soglia 1" – istanti t1 e t3 – e due eventi di "superamento soglia 2" – istanti t4 e t6.

2.2.1 RISULTATI

I seguenti grafici riassumono i risultati dell'analisi descritta precedentemente, e fungono da baseline per le elaborazioni presentate nel capitolo successivo.

In Figura 2.6 viene mostrato il numero medio di eventi in cui la soglia di potenza considerata viene superata dai consumi dell'utente. In particolare la colonna di sinistra rappresenta un utente passivo, mentre quella di destra un utente attivo (o prosumer).

Ogni segmento di colonna rappresenta una differente soglia di potenza, il che significa, ad esempio, che un utente passivo ha 441 eventi di superamento della soglia di 1,5kW in un anno, di cui 225 della sola soglia di 1,5kW, 161 eventi in cui i consumi eccedono anche la soglia di 2kW, 44 superamenti della soglia a 2,5kW, mentre la soglia di 3kW viene superata in media solo 11 volte in un anno (si ricorda che una potenza contrattuale di 3kW consente di prelevare con continuità dalla rete fino a 3,3kW, e fino a 4,2 kW per 90 minuti).

Come accennato il risultato in Figura 2.7 fa riferimento al tempo, ed in particolare al numero medio annuo per utente di intervalli di 15 minuti in cui la soglia di potenza considerata viene superata dai consumi dell'utente. Anche in questo caso la colonna di sinistra rappresenta un utente passivo, mentre quella di destra un utente attivo (o prosumer).

Numero medio annuo per utente di superamenti della soglia di 1,5kW

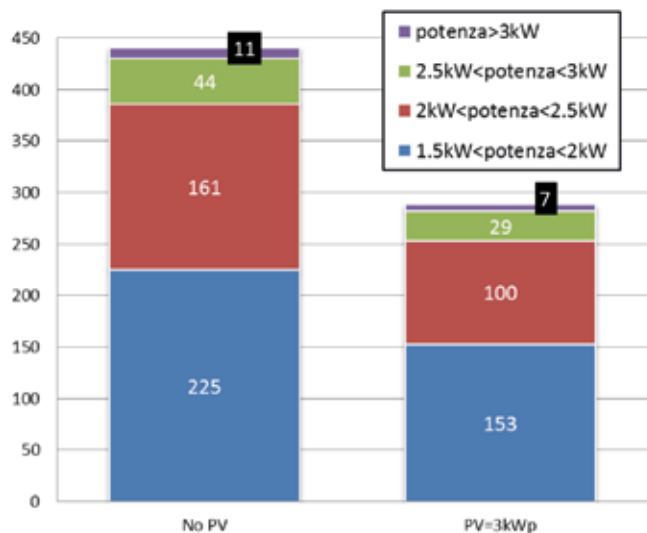


Figura 2.6: Numero di superamenti della soglia di 1,5kW. Confronto tra utente passivo e prosumer.

Anche in questo caso ogni segmento di colonna rappresenta una differente soglia di potenza. Mediamente, quindi, un utente passivo (colonna di sinistra) assorbe da rete una potenza maggiore di 1,5kW per circa 800 quarti d'ora all'anno (200 ore). In particolare per 496 quarti d'ora (124 ore) assorbe potenze comprese tra 1,5 e 2 kW, per 240 quarti d'ora (60 ore) potenze comprese tra 2 e 2,5kW, per 60 quarti d'ora (15 ore) potenze comprese tra 2,5 e 3kW e solo per 12 quarti d'ora (3 ore) all'anno potenze superiori ai 3kW.

Si può inoltre notare (colonna di destra) come questi numeri si riducano sensibilmente, -40% circa, nel caso l'utente decida di dotarsi di impianto FV con potenza di picco pari a 3kW.

2.3 RIDUZIONE DEI PICCHI DI PRELIEVO DALLA RETE ("PEAK-CURTAILMENT")

A fronte dei risultati ottenuti nel capitolo precedente, ci si è chiesto se tramite un sistema di accumulo fosse possibile ridurre sia il numero di eventi di superamento di una determinata soglia, sia il numero di intervalli di 15 minuti in cui i consumi dell'utente superano la medesima soglia. La riduzione di questi valori riveste un ruolo molto importante qualora, a seguito del passaggio da tariffa D2 a

Numero medio annuo di quarti d'ora in cui in utente supera i 1.5kW

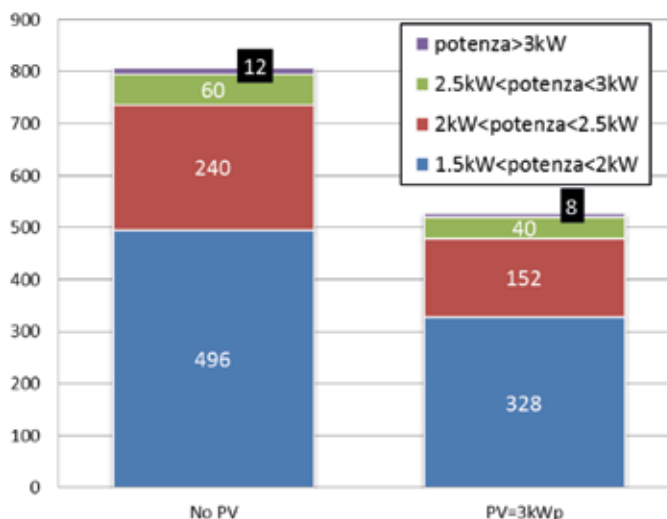


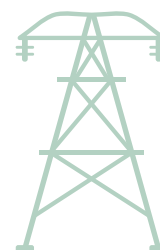
Figura 2.7: Numero di quarti d'ora in cui la potenza supera la soglia di 1,5kW. Confronto tra utente passivo e prosumer.

tariffa TD, l'utente scelga di ridurre la potenza contrattuale impegnata che, come visto, comporta una riduzione della bolletta annua complessiva.

In quest'ottica è stata quindi sviluppata una logica di gestione del sistema di accumulo che permetta all'utente di mantenere inalterato il proprio comfort energetico (senza quindi modificare il suo profilo di consumo) ed al contempo ridurre la potenza contrattuale impegnata (permettendo quindi all'utente di consumare come se avesse il solito contratto da 3kW, ma avendo in realtà una potenza contrattuale minore).

Questa logica prevede di dare la priorità alla carica del sistema di accumulo. La carica del sistema di accumulo avviene anche in questo caso esclusivamente tramite la produzione FV, mentre la scarica avviene quando i consumi dell'utente superano la soglia impostata.

La logica implementata tiene inoltre conto delle curve di sgancio del contatore previste dal Distributore [3] in modo da sfruttare appieno tutta la potenza resa disponibile dal contatore.



2.3.1 DESCRIZIONE ALGORITMO

Come detto precedentemente, l'idea generale che sta dietro alla logica di funzionamento "peak-curtailment" è quella di mantenere invariato il profilo di consumo dell'utente, e ridurre la potenza (e quindi anche l'energia) prelevata dalla rete, mantenendola idealmente al di sotto di una certa soglia, che rappresenta la nuova potenza contrattuale. Come "effetto collaterale" si può osservare anche in questo caso un aumento dell'autoconsumo, anche se non della stessa entità ottenibile tramite gli algoritmi sviluppati specificatamente per questo scopo.

La seguente Figura 2.8 mostra gli andamenti temporali delle potenze e delle energie di interesse di un utente durante due giornate. In questo caso si è scelto un utente con consumo di circa 3560kWh/anno, con una produzione FV di circa 3100 kWh/anno, dotato di SdA da 4,5kWh e soglia di potenza pari a 1,5kW (corrispondente alla metà della attuale potenza contrattuale).

In particolare il primo grafico mostra il consumo dell'utente (in nero) e la produzione FV (in rosso). Nel secondo grafico sono mostrati gli scambi di potenza con la rete (in azzurro la potenza immessa e in magenta quella prelevata); si noti

che la potenza prelevata viene limitata, tramite intervento del sistema di accumulo, ad 1.5kW (che rappresenta la nuova potenza contrattuale). Infine, nel terzo grafico viene mostrata la potenza scambiata dal SdA (in blu) e l'energia immagazzinata nel SdA (in verde).

Come si può notare dai grafici (in particolare dal terzo), il SdA viene sottoutilizzato. L'energia accumulata al suo interno viene sfruttata esclusivamente per evitare che l'assorbimento da rete superi la soglia desiderata, senza preoccuparsi se questa possa essere utilizzata per altri scopi (come aumentare la quota di autoconsumo).

In questo modo è possibile mettere a confronto le prestazioni dei due algoritmi: massimizzazione degli autoconsumi e peak-curtailment.

Questo confronto verrà fatto nel capitolo 2.4.

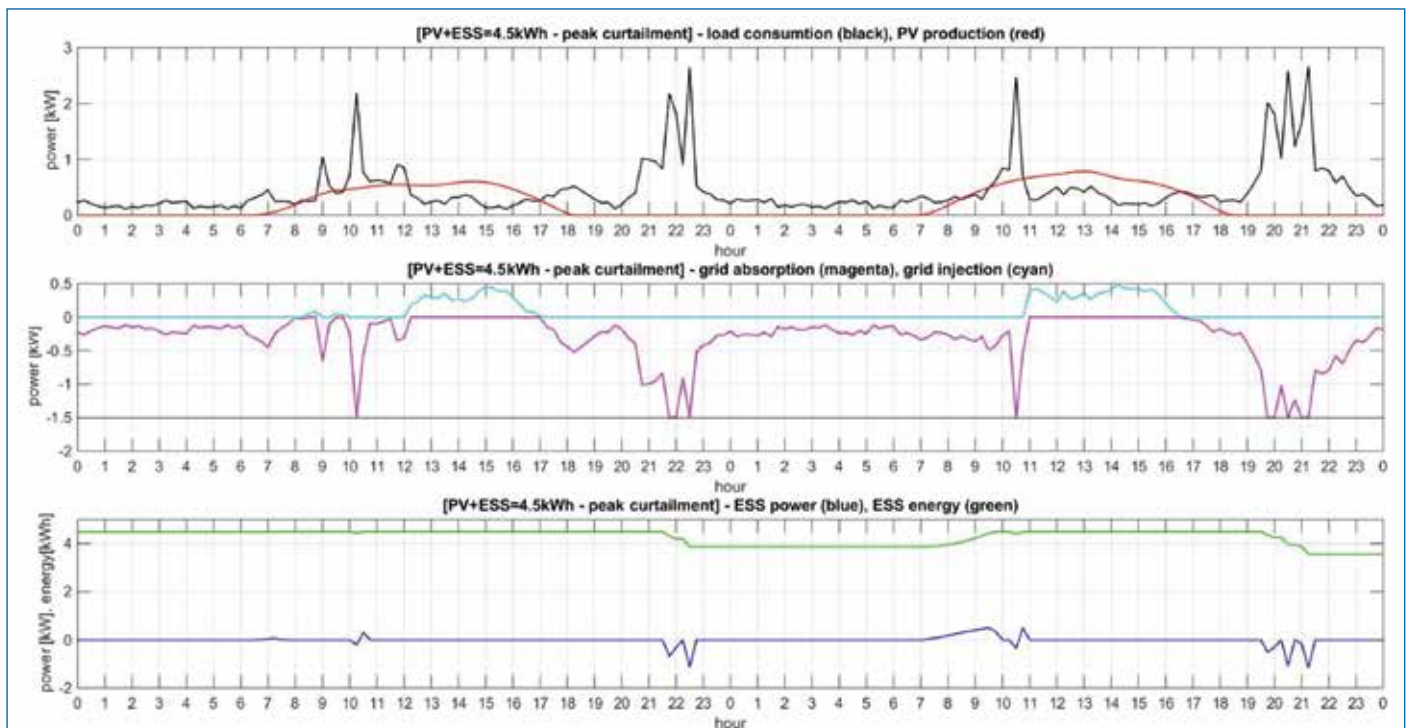


Figura 2.8: Esempio di funzionamento dell'algoritmo di peak-curtailment.

Numero medio annuo per utente di superamenti della soglia di 1,5kW

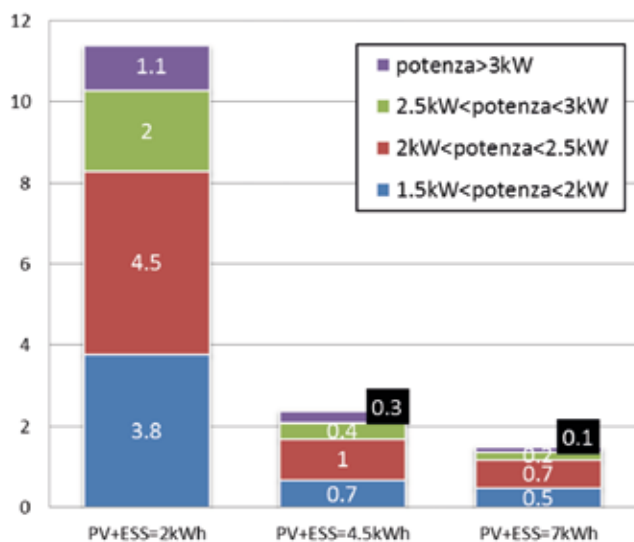


Figura 2.9: Numero di superamenti della soglia di 1,5kW. Confronto tra diverse taglie di SdA.

Numero medio annuo di quarti d'ora in cui un utente supera i 1,5kW

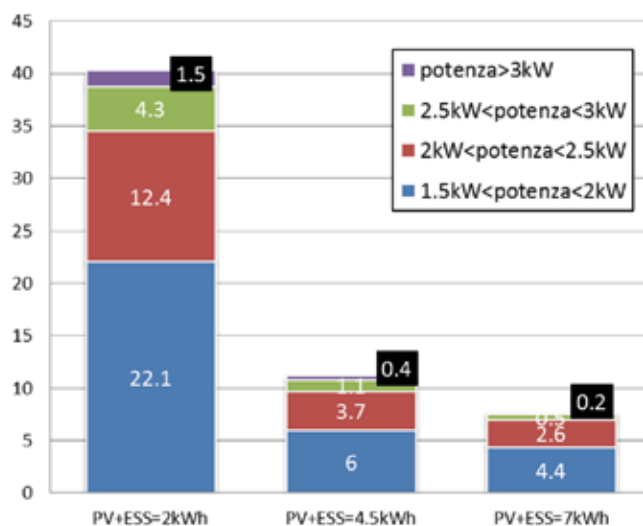


Figura 2.10: Numero di quarti d'ora in cui la potenza supera la soglia di 1,5kW. Confronto tra diverse taglie di SdA.

2.3.2 RISULTATI

L'analisi condotta nel capitolo 2.2 è stata quindi ripetuta abbinando all'impianto FV un SdA gestito tramite l'algoritmo di peak-curtailment visto in precedenza.

Anche in questo caso ogni segmento di colonna rappresenta una differente soglia di potenza, mentre ogni colonna fa riferimento ad una specifica taglia del SdA: 2kWh, 4,5kWh e 7kWh.

Viene mostrato per primo il numero medio di eventi in cui la soglia di potenza considerata viene superata dai consumi dell'utente.

Si può notare che, rispetto alla baseline (Figura 2.6), il numero di eventi di superamento della soglia di 1,5kW può essere ridotto fino al 99,5% usando un SdA da 7kWh (98,5% con SdA=2kWh).

Rispetto alla baseline (Figura 2.7) è possibile ridurre fino al 98,8% il numero di quarti d'ora in un anno in cui i consumi dell'utente superano la soglia di 1,5kW.

Tramite l'algoritmo di peak-curtailment è quindi possibile ridurre - fino a quasi annullare - sia il numero che la durata dei superamenti della soglia di 1,5kW. Questo implica che un utente, dotandosi di questo tipo di sistemi, è in grado di dimezzare la propria potenza contrattuale, passando dagli attuali 3 a 1,5kW, il che significa un risparmio annuo in

bolletta pari a circa 33€. Tuttavia, anche in questo caso, il risparmio conseguibile tramite l'installazione di un SdA non è tale da giustificare l'investimento richiesto.

2.4 CONFRONTO MASSIMO AUTOCONSUMO RIDUZIONE PICCHI DI PRELIEVO

In questo capitolo vengono confrontate le prestazioni dei due algoritmi. Si vedranno le differenze prestazionali sia per quanto riguarda le quote di autoconsumo ottenibili sia per quanto riguarda la riduzione dei picchi di assorbimento da rete.

2.4.1 AUTOCONSUMO

Per questo confronto la percentuale di autoconsumo - in funzione della taglia del SdA installato - che ogni algoritmo è in grado di raggiungere è stata calcolata come la media degli autoconsumi di tutti gli utenti pesata sulla loro produzione annua totale. Quindi:

$$autoconsumo|_{storage} = \sum_{n_{utenti}} \frac{autoconsumo_{utente|storage} * produzione_{FV_{utente}}}{produzione_{FV}}$$

La Figura 2.11 mostra graficamente questo confronto.

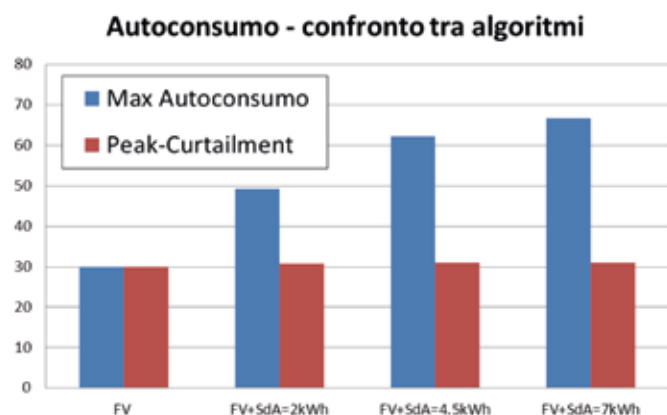


Figura 2.11: Autoconsumo. Confronto tra algoritmi.

Una prima considerazione da fare è che gli andamenti risultano relativamente poco variabili. Questo essenzialmente è dovuto al fatto che, seppur pesati, si sono presi in considerazione dei dati medi. Gli andamenti di ogni singolo utente possono differire anche di molto da questo trend medio. Si può comunque vedere che l'algoritmo di massimizzazione degli autoconsumi, dato che è stato sviluppato per questo scopo, è in grado di offrire prestazioni nettamente superiori rispetto all'algoritmo di peak-curtailment, aumentando sensibilmente le quote di autoconsumo all'aumentare della taglia del SdA.

Viceversa, è interessante notare come l'algoritmo di peak-curtailment non aumenti significativamente le quote di autoconsumo al variare della taglia del SdA (perlomeno per quanto riguarda i valori medi). Questo comportamento è dovuto al fatto che con questo tipo di algoritmo il SdA viene scaricato solo quando i consumi superano la soglia di potenza prefissata. Quindi l'energia che il SdA deve fornire è indipendente dalla sua taglia.

2.4.2 RIDUZIONE PICCHI



Figura 2.12: Riduzione del numero di picchi. Confronto tra algoritmi per diverse taglie del SdA.

I risultati di questo confronto sono riferiti alle baseline con solo impianto FV presentate nel capitolo 3.

Il grafico in Figura 2.12 mostra la riduzione percentuale del numero di picchi di potenza superiori a 1.5kW al variare della taglia del SdA.

Il grafico di Figura 2.13 fa invece riferimento alla percentuale di riduzione degli intervalli di 15' in cui l'assorbimento da rete da parte dell'utente supera 1,5kW.



Figura 2.13: Riduzione della durata dei picchi. Confronto tra algoritmi per diverse taglie del SdA.

Come già evidenziato nel capitolo 2.3, l'algoritmo di peak-curtailment riesce ad eliminare quasi tutti i superamenti della soglia di 1,5kW, mentre tramite l'algoritmo di massimizzazione degli autoconsumi si ferma al 50% nel caso migliore (SdA=7kWh).

2.4.3 CONSIDERAZIONI

Il confronto tra gli algoritmi è stato fatto prendendo in considerazione il loro funzionamento "estremo", cioè orientato esclusivamente al loro obiettivo primario, massimizzare gli autoconsumi e eliminare i picchi di assorbimento da rete. Un compromesso tra i due è ovviamente possibile, tuttavia l'analisi condotta permette già di valutare gli scenari migliori possibili.

Partendo da questi scenari è possibile stimare il massimo risparmio ottenibile in bolletta affidandosi esclusivamente alla massimizzazione degli autoconsumi, che, come visto nel capitolo 2, non supera i 140€/anno nel caso migliore. Nel caso invece si voglia optare per un risparmio derivante dalla sola riduzione della potenza contrattuale si può arrivare a 33€/anno, dimezzando la potenza contrattuale di 3kW, maggiormente in uso in questo momento.

Questa considerazione porta a valutare il limite massimo di risparmio in 173€/anno, sicuramente interessante per l'utente, ma che da solo non è in grado di giustificare l'acquisto e l'installazione di un SdA.

2.5 CONCLUSIONI

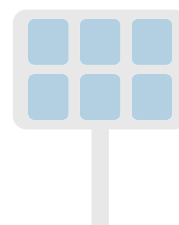
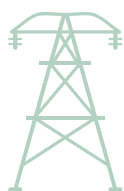
Lo scopo di questo studio è quello di valutare differenti possibilità di utilizzo di un sistema di accumulo al fine da garantire un risparmio tale per l'utente finale in grado almeno di ripagare l'investimento necessario per il sistema di accumulo stesso.

Sono state quindi prese in considerazioni le attuali possibilità offerte dal nuovo piano tariffario TD che entrerà definitivamente in vigore nel 2018.

All'ormai ben noto funzionamento come strumento per massimizzare l'autoconsumo da produzione fotovoltaica si è quindi aggiunta la possibilità di utilizzare il sistema di accumulo per mantenere il più possibile la potenza assorbita da rete al di sotto di una certa soglia che rappresenta la nuova potenza contrattuale senza andare a modificare il comfort elettrico dell'utente.

Per fare questo è stata condotta prima un'analisi per vedere se questo tipo di funzionamento fosse fattibile e realizzabile ricaricando il sistema di accumulo esclusivamente tramite produzione fotovoltaica.

Nonostante la bontà di funzionamento dell'algoritmo proposto, i risultati in termini di benefici economici ottenibili dall'utente non sono in grado di giustificare da soli l'investimento necessario all'acquisto di un sistema di accumulo.



CAPITOLO 3

GRID DEFECTION

L'interesse per la tematica "grid defection" è emerso negli ultimi anni in seguito alla rapida diffusione di differenti soluzioni impiantistiche per la generazione distribuita di energia elettrica, tramite fonti energetiche rinnovabili (FER) e non solo, anche grazie ad una notevole riduzione dei relativi costi. Analogamente, stanno iniziando a diffondersi sistemi di accumulo distribuito di elettricità per applicazioni domestiche (accumulo elettrochimico), anche in relazione alla produzione su larga scala di batterie per veicoli elettrici che sta consentendo una sensibile riduzione del costo di produzione e del prezzo di acquisto delle medesime, utilizzabili con opportune integrazioni impiantistiche anche in modalità stazionaria.

La situazione di cosiddetta "grid parity", ossia il punto in cui l'energia elettrica prodotta a partire da fonti energetiche rinnovabili ha un costo pari al prezzo dell'energia acquistabile dalla rete di distribuzione, è stata già raggiunta in alcune zone del mondo (quali California, alcune zone della Spagna, Hawaii) particolarmente soleggiate e con alti costi di approvvigionamento dalla rete elettrica nazionale, ed è presumibile venga raggiunta in molti altri paesi, inclusa l'Italia, in un arco temporale di qualche anno.

Tale parità di costo (generazione distribuita confrontata con la generazione centralizzata, inclusi i costi associati alla rete elettrica nazionale) sta avviando una radicale trasformazione sia dei sistemi elettrici nazionali che di scelte e comportamenti degli utenti finali.

Una delle possibili conseguenze è che parte degli utenti siano indotti ad intraprendere un'azione di "grid defection", ossia a scollegarsi dalla rete elettrica nazionale operando in condizioni di "isola elettrica", producendo, accumulando ed auto-consumando tutta l'energia elettrica necessaria a soddisfare il proprio fabbisogno.

Il tema della grid defection è stato già affrontato in ambito internazionale, in particolare nei contesti americano ed

australiano [1-3]. In tali studi, vengono sostanzialmente fatte delle ipotesi relativamente ai tempi di raggiungimento della "grid parity" da parte di sistemi di generazione costituiti da moduli fotovoltaici e batterie, nonché stime della potenziale perdita di kWh elettrici consegnati da parte dei distributori in seguito all'adozione, da parte di una quota consistente di utenti, di tali sistemi. Partendo dal presupposto che tale parità di costo sarà raggiunta in orizzonti temporali più o meno brevi (a seconda degli scenari di riferimento, in termini di riduzione dei costi dei componenti e aumento tariffe di acquisto di elettricità dalla rete) e che tale calo di vendite si verificherà ("load defection"), il sistema elettrico viene rappresentato come di fronte ad una sorta di bivio nel quale, a seconda dell'evoluzione del contesto regolatorio e tariffario, possono o meno essere incentivate azioni di grid defection.

Il tema della grid defection, oggetto di questo capitolo, è stato trattato tenendo conto del procedimento di riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici in BT (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica) da parte di AEEGSI, nonché dell'evoluzione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. Tale riforma [4], entrata in vigore a partire dal 2016 (funzionamento a pieno regime nel 2018), prevede in estrema sintesi il passaggio ad una struttura "non progressiva" della tariffa elettrica, ossia con costo medio del kWh prelevato costante o decrescente all'aumentare dei consumi elettrici. In Tabella 3.1 viene riportata una sintesi della variazione della spesa annua per il prelievo da rete, per i principali "utenti tipo" identificati in [5].

Obiettivo dell'analisi effettuata è di valutare se, con le tariffe elettriche "vecchie" e "nuove", qualche particolare tipologia di utenza (residente o non residente, più o meno energivora) possa trovarsi nella condizione di scollegarsi dalla rete pubblica con vantaggio economico, o se possa quantomeno avvicinarsi a tale condizione.

Per interpretare correttamente i risultati dello studio, è bene tener presente le seguenti considerazioni, relative al contesto italiano:

- il costo medio dell'elettricità in Italia è elevato se confrontato con altri paesi europei e del mondo [6];
- la rete elettrica italiana è da ritenersi in genere affidabile: questo può tradursi in un disincentivo alla grid-defection. In altre situazioni (quali ad esempio alcuni Paesi in via di sviluppo con reti poco affidabili, caratterizzate da interruzioni del servizio di media/lunga durata, di alcune ore o addirittura giorni) una soluzione di autoproduzione può garantire una maggiore affidabilità del servizio, oltre che una riduzione dei costi di approvvigionamento dell'elettricità;
- in Italia, in particolare nelle regioni del meridione, si ha un'abbondante disponibilità della risorsa solare che consente di non sovradimensionare eccessivamente né il generatore FV né il sistema di accumulo dell'energia prodotta.

3.1 METODOLOGIA

A partire da profili reali di consumo elettrico e termico di diverse tipologie di utenti (fonti dati [7]), tramite un apposito software [8] è stato simulato il funzionamento di differenti configurazioni impiantistiche in grado di soddisfare

il 100% dei fabbisogni elettrici (e in alcuni casi anche termici), calcolando quindi il relativo COE (Cost Of Electricity, ossia il costo di generazione del kWh elettrico calcolato sull'intera vita utile dell'impianto). Tale valore è stato quindi confrontato con il costo del kWh per il prelievo da rete, a parità di consumo annuo, con le tariffe vecchie e nuove.

Per i vari benchmark di utenti considerati in questa analisi (case di residenza e seconde case situate in differenti fasce climatiche, Nord e Sud), sono state considerate realistiche le seguenti configurazioni impiantistiche, di cui è quindi stato simulato il funzionamento:

- micro-cogeneratore (Combined Heat & Power - CHP) alimentato a gas naturale (o GPL per simulare un'ipotetica disconnessione anche dalla rete gas) per la produzione combinata di energia elettrica e calore (riscaldamento e acqua calda sanitaria), dotato di bruciatore integrativo per soddisfare le punte di domanda di calore;
- micro-cogeneratore + accumulo elettrochimico: sia per il time shift dell'energia prodotta, qualora la richiesta termica imponga in certe ore una sovrapproduzione elettrica, sia per consentire al CHP di funzionare per un numero inferiore di ore ma ad un carico più elevato (e quindi con maggior efficienza di funzionamento), sia per soddisfare ore di bassissimo carico nelle quali il funzionamento del CHP sarebbe incompatibile con i suoi limiti inferiori di potenza;

Benchmark	Vecchie tariffe		Nuove tariffe	
	2015 (incluse tasse e imposte)		2018 (incluse tasse e imposte)	
	[€/anno]	[€/kWh]	[€/anno]	[€/kWh]
A (3 kW, 1'500 kWh/anno)	256	0,17	334	0,22
B (3 kW, 2'200 kWh/anno)	387	0,18	442	0,20
C (3 kW, 2'700 kWh/anno)	505	0,19	526	0,19
F (3 kW*, 900 kWh/anno)	309	0,34	437	0,49
H (3 kW*, 4'000 kWh/anno)	1'120	0,28	950	0,24
L (6 kW, 6'000 kWh/anno)	1'831	0,31	1'190	0,20

(*) utente non residente

Tabella 3.1: confronto tra le tariffe elettriche precedenti e successive alla riforma [4]

- generatore fotovoltaico (in particolare per le utenze nel meridione) dotato di accumulo elettrochimico; quest'ultimo risulta sempre necessario in quanto molto raramente i picchi di consumo elettrico coincidono con il picco della produzione fotovoltaica (in corrispondenza delle ore centrali della giornata), né tanto meno sarebbe possibile assicurare l'alimentazione continua del carico mediante il solo fotovoltaico;
- combinazione della prima e della terza configurazione.

Le taglie dei generatori e dell'accumulo sono state parametrizzate, al fine di trovare la soluzione di minimo costo totale (ammortamento + consumi) in grado di soddisfare completamente i fabbisogni delle utenze.

È opportuno evidenziare come, non potendo fare affidamento sulla rete elettrica come "fonte energetica di backup", la presenza di un sistema per l'accumulo dell'energia sia indispensabile per soddisfare 100% del fabbisogno energetico dell'utenza ed evitare interruzioni della fornitura, a prescindere dalla tipologia di generatore ad esso accoppiato. L'unica eccezione è rappresentata, come verrà illustrato nel seguito, dalle seconde case caratterizzate da un consumo energetico molto ridotto, nelle quali il solo cogeneratore appare in grado di garantire l'indipendenza energetica dell'abitazione.

A causa della stretta connessione fra il concetto di "grid deflection" e l'impiego di sistemi di accumulo, in questa applicazione la domanda non è se il bilancio costi-benefici dei sistemi di accumulo sia positivo, ma se il concetto stesso di grid deflection sia oggi, o nel prossimo futuro, economicamente giustificato.

Per quanto concerne il soddisfacimento del fabbisogno termico (riscaldamento ed eventualmente raffrescamento nel periodo estivo), è stata esclusa la soluzione, alternativa alla micro-cogenerazione, che preveda l'utilizzo di pompa di calore in quanto ciò avrebbe comportato un eccessivo sovradimensionamento del sistema di accumulo, tale da garantire un'autonomia di almeno 4-6 giorni, e di conseguenza un costo di investimento troppo elevato.

In caso di configurazioni impiantistiche che prevedano soluzioni cogenerative (produzione contemporanea di elettricità e calore), al calore così recuperato è stato associato

il relativo "costo evitato". La spesa annua sostenuta dall'utente è stata quindi depurata del costo che l'utente stesso avrebbe sostenuto tramite un sistema tradizionale per il riscaldamento (caldaia a gas). Questo approccio ha consentito sia la corretta ricerca della configurazione d'impianto ottimale, sia il confronto con i costi che l'utente dovrebbe sostenere se si approvvigionasse dalla rete elettrica, secondo le tariffe attuali o ad ipotesi alternative.

3.2 IPOTESI TECNICO-ECONOMICHE

Al fine di simulare configurazioni impiantistiche quanto più realistiche possibili, è stata effettuata una breve indagine di mercato che ha permesso di individuare le taglie più comuni, e più adatte alle utenze selezionate, di generatori e dispositivi attualmente in commercio, che sono stati quindi modellizzati numericamente tramite il software di simulazione. Vengono di seguito riportate le principali ipotesi tecniche relative ai vari componenti d'impianto.

Micro-cogeneratore:

- *potenza nominale elettrica [kW]:* 1,5;
- *potenza nominale termica [kW]:* 3,5 (più bruciatore integrativo);
- *vita utile attesa:* 80.000 ore di funzionamento (prevedendo un intervento di manutenzione straordinaria dopo 40.000 ore con sostituzione di parte dei componenti);
- *potenza minima di funzionamento:* 40% della potenza nominale;
- *rendimento:* ~30% (elettrico) e ~70% (termico), variabili in funzione del carico di funzionamento.

Generatore fotovoltaico:

- *potenza nominale [kW]:* variabile da 3 a 9 kW, in funzione dell'entità del carico elettrico dell'utenza;
- *vita utile:* 20 anni (valore conservativo);
- *rendimento di conversione del modulo in condizioni standard:* 15% (valore medio per moduli FV realizzati in silicio poli-cristallino);
- *inclinazione/orientazione dei moduli:* 30°/0° (Sud);
- *performance ratio d'impianto:* 0,8 (valore tipico per un impianto FV correttamente funzionante).

Batterie:

- *capacità d'accumulo*: 3,5 kWh (considerati due sistemi d'accumulo, equivalenti ad una capacità complessiva di 7 kWh, per gli utenti più energivori);
- *efficienza di carica e scarica (Roundtrip efficiency)*: 92%;
- *stato di carica iniziale*: 60%;
- *potenza massima di carica/scarica*: 2 kW.

Sistema di generazione complessivo:

- *vita utile d'impianto*: 20 anni;
- *interruzione ammessa nella fornitura di energia elettrica*: 0% il valore percentuale è riferito all'energia annua consumata dai carichi elettrici;
- *riserva energetica operativa*: 10% riferito al carico elettrico nell'istante temporale considerato; ossia il surplus di potenza generata per compensare eventuali picchi dei consumi dell'utenza.

Il costo di investimento e quello di *Operation & Maintenance* di ciascun generatore sono riportati nella Tabella 3.2:

Sono infine stati ipotizzati i seguenti parametri economici (ipotizzati costanti, in moneta corrente, durante i 20 anni di vita utile attesa del sistema di generazione):

- costo di acquisto del gas naturale: 0,8 €/Sm³ (tutto incluso);
- costo di acquisto GPL: 1,3 €/kg (tutto incluso);
- tasso di interesse: 6%;
- inflazione: 2%.

In questo studio non sono state fatte ipotesi di scenario, che consistono nel differenziare le possibili variazioni delle condizioni al contorno che potrebbero ridurre (o aumentare) i tempi per il raggiungimento della "grid parity" nelle diverse zone del paese.

Tuttavia, essendo prevista, soprattutto per quanto riguarda l'accumulo elettrochimico, una notevole riduzione del costo di acquisto nel breve/medio termine, sono state effettuate delle simulazioni relativamente ai benchmark più energivori ipotizzando alcuni scenari di riduzione del costo di accumulo e CHP.

Componente	Costo capitale	Operation & Maintenance
Generatore FV (impianto chiavi in mano)	1'500 €/kW	50 €/kW/anno
Micro-CHP	7'500 €	0,02 €/kWh
Batterie	3'500 €/sistema di accumulo ¹	50 €/kWh/anno

Tabella 3.2: costo d'investimento per le varie tecnologie considerate

Nello svolgimento di questo studio non è stata inizialmente presa in considerazione alcuna forma di agevolazione fiscale, quali ad esempio le detrazioni fiscali sul costo d'investimento iniziale per le ristrutturazioni edilizie, al fine di effettuare un confronto diretto tra i costi reali delle differenti tecnologie di generazione. Tuttavia tali detrazioni fiscali, seppur in maniera non sistematica, sono state puntualmente prorogate nel corso degli ultimi 20 anni. È stato quindi ritenuto opportuno valutare l'impatto di tale misura "incentivante" sul COE conseguibile dagli utenti residenti i quali, come si vedrà nel seguito, più si avvicinano ad una condizione di grid parity.

3.3 RISULTATI

Vengono di seguito presentati i risultati delle simulazioni effettuate, suddividendoli per utenze non residenti (secondo case) e residenti, e comparandoli con i costi per l'acquisto da rete (calcolati includendo IVA e accise).

Per quanto riguarda le cosiddette "secondo case" sono stati considerati i seguenti benchmark rappresentativi:

- Casa in montagna nella quale l'energia elettrica è utilizzata solo per gli usi obbligati (consumo elettrico pari a circa 450 kWh/anno) oppure anche per cottura e ACS (circa 900 kWh/anno);

¹ Corrispondente ad una capacità di 3,5 kWh

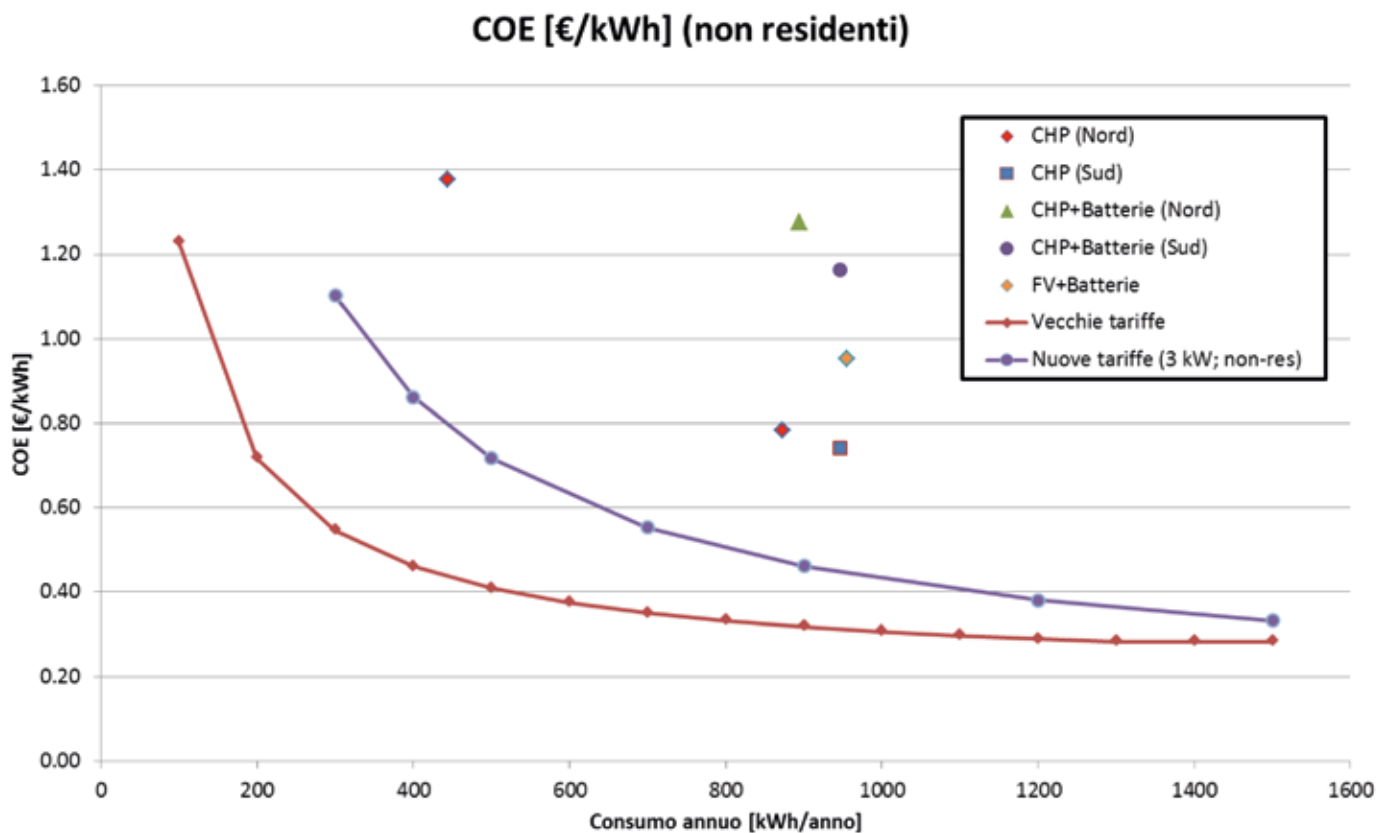


Figura 3.1: risultati delle simulazioni (COE) per utenze non residenti

- Casa di villeggiatura al mare, non abitata durante l’inverno e nella quale si ha necessità di climatizzazione (consumo di circa 900 kWh/anno).

I risultati ottenuti in termini di COE, visibili in Figura 3.1, mostrano come per queste utenze, a prescindere dalla zona climatica dell’abitazione e dalla tariffa elettrica con cui effettuare il confronto, la disconnessione dalla rete comporterebbe un aggravio insostenibile dei costi, in quanto i consumi risultano troppo ridotti a fronte degli elevati costi d’investimento.

Ciò è evidente ad esempio nel caso della seconda casa situata in montagna (CHP – Nord): ad un raddoppio dei consumi (da 444 a 873 kWh/anno) corrisponde, in maniera quasi inversamente proporzionale, un dimezzamento del relativo costo del kWh (da 1,38 a 0,78 €/kWh). La soluzione relativamente più conveniente appare quella che prevede l’utilizzo della sola unità micro-cogenerativa sprovvista di accumulo elettrochimico.

Per l’analisi delle utenze residenti sono stati considerati profili di consumo di differenti entità, con fabbisogni annui (utenze Nord e Sud) pari a circa: 1’700, 2’000, 2’700, 3’000, 4’000, 5’000, 6’000 kWh/anno (Figura 3.2). Anche in questo caso, con gli attuali costi d’acquisto dei componenti, nessuna delle configurazioni impiantistiche appare in grado di raggiungere un COE che giustifichi economicamente un’azione di *grid defection*.

La configurazione impiantistica costituita da micro-CHP, generatore FV e batterie, per utenze situate sia a Nord che a Sud, appare la soluzione che permette di ottimizzare i costi e di ottenere il miglior risultato economico, in quanto consente di non sfruttare eccessivamente il sistema di accumulo (relativamente al quale è prevista una singola sostituzione nel corso dei 20 anni di vita utile d’impianto ipotizzata) anche grazie all’apporto della generazione solare fotovoltaica, e contemporaneamente di ridurre le ore di utilizzo del micro-cogeneratore nei mesi più soleggiati; il

cogeneratore dà il maggior apporto energetico nel periodo invernale soddisfacendo il fabbisogno termico sia per riscaldamento che per produzione di ACS. I risultati delle simulazioni relative ad utenze Nord e Sud si trovano circa sulla stessa curva (sono infatti rappresentati insieme nel grafico) poiché, ad esempio per le utenze a Sud, se da un lato si ha un maggior apporto del fotovoltaico con conseguente risparmio di gas naturale, dall'altro si ha un minor risparmio in termini di "costo evitato" per il riscaldamento, quindi il beneficio economico derivante dalla cogenerazione di elettricità e calore viene parzialmente meno.

Si può comunque osservare come, già con i costi attuali di acquisto dei componenti ed in assenza di detrazioni fiscali, tale soluzione impiantistica presenti un gap economico relativamente modesto rispetto alle future tariffe elettriche, per utenze con consumi particolarmente elevati ($\geq 4'000$ kWh/anno). Il costo dell'energia elettrica generata da tali

sistemi varia infatti tra 0,60 €/kWh (Nord, $\sim 1'700$ kWh/anno) e 0,26 €/kWh (Nord, 6'000 kWh/anno), a fronte di valori compresi tra 0,18 e 0,22 €/kWh derivanti dalla riforma tariffaria.

L'analogia soluzione impiantistica con alimentazione a GPL, che consentirebbe il distacco anche dalla rete gas, comporta invece valori di COE ben più elevati, a causa del maggior costo del combustibile per unità di contenuto energetico. Sempre relativamente a questa configurazione impiantistica, essendo prevista soprattutto per quanto riguarda l'accumulo elettrochimico una sensibile riduzione del costo di acquisto nei prossimi anni, sono state effettuate delle simulazioni relativamente agli utenti più energivori, che più si avvicinano ad una situazione di grid parity, ipotizzando una riduzione sia del costo di acquisto del sistema d'accumulo che del micro-CHP pari al 20%, 30% e 40% degli attuali costi.

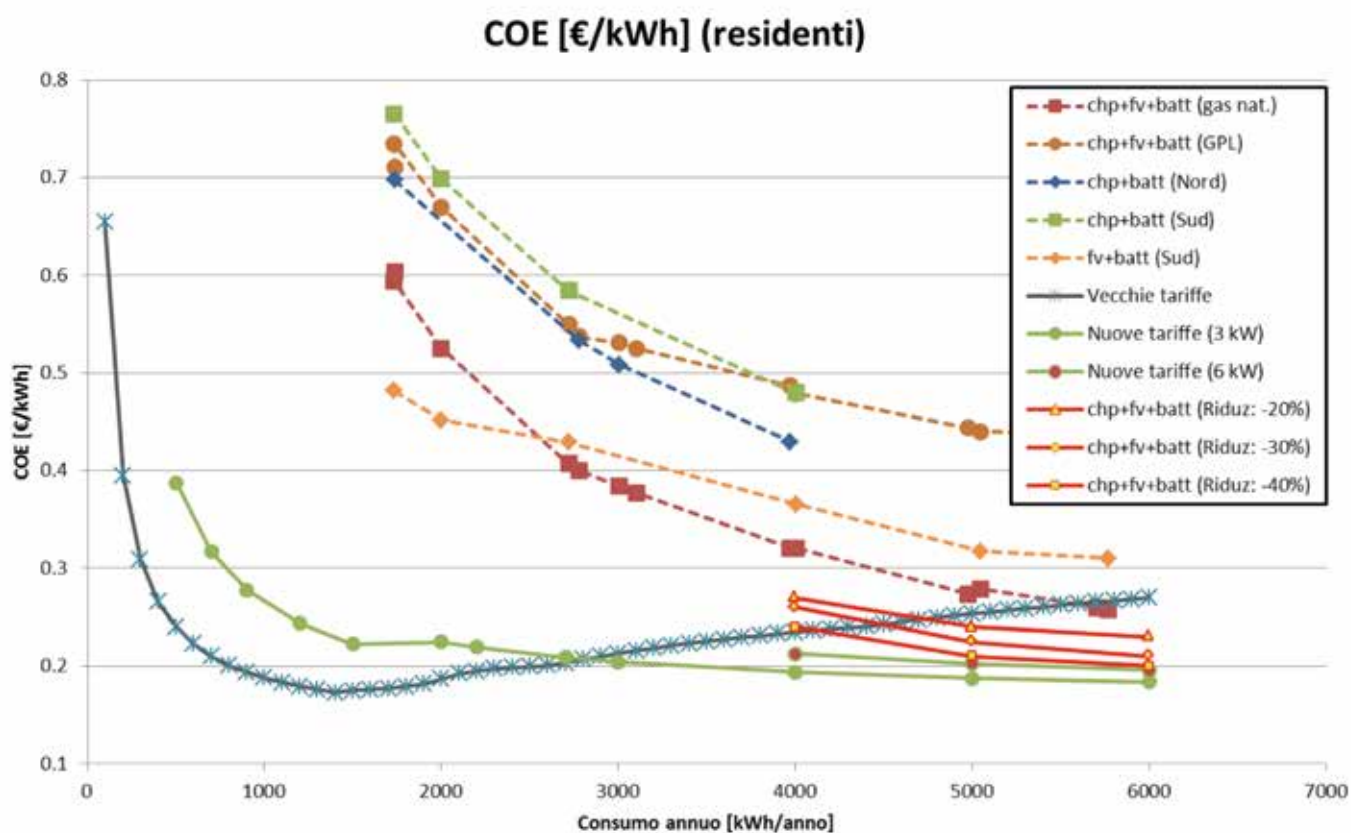


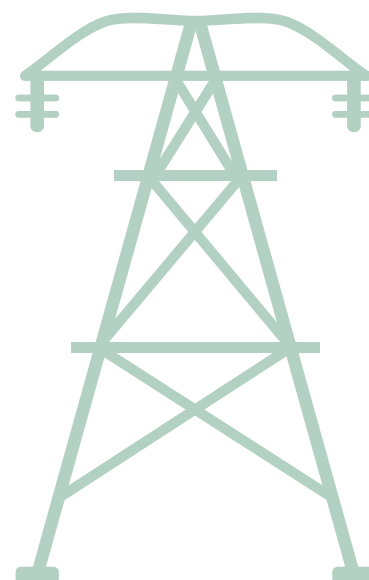
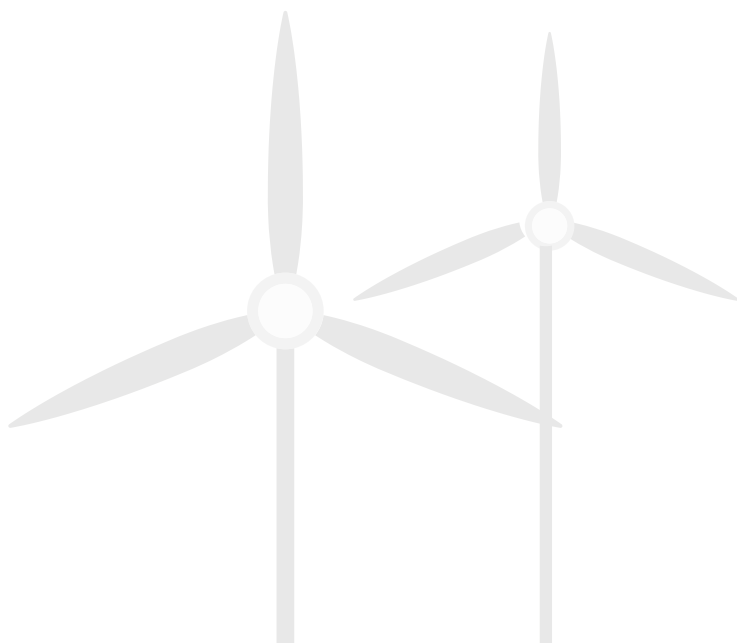
Figura 3.2: risultati delle simulazioni (COE) per utenze residenti

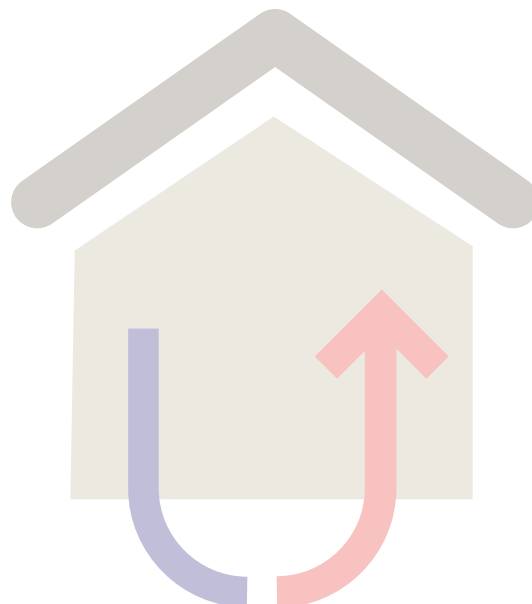
	carico elettrico	CHP + FV + BATT		CHP + BATT		FV+BATT		ACQUISTO DA RETE (nuove tariffe)	
		Spesa annua	Δ	Spesa annua	Δ	Spesa annua	Δ	Spesa annua	
Benchmark	kWh/anno	€/anno		€/anno		€/anno		€/anno	
A	1'500	898	+564	1'097	+763	723	+389	334	
B	2'200	977	+495	1'337	+855	994	+512	482	
C	2'700	1'059	+490	1'464	+900	1'158	+594	564	
L	6'000	1'657	+443	-	-	1'905	+728	1'102	
Riduzione costo CHP e batterie	-20%	5'000	1'238	+299	-	-	-	-	939
		6'000	1'372	+270	-	-	-	-	1'102
	-30%	5'000	1'153	+214	-	-	-	-	939
		6'000	1'281	+179	-	-	-	-	1'102
	-40%	5'000	1'035	+96	-	-	-	-	939
		6'000	1'176	+74	-	-	-	-	1'102

Tabella 3.3: spesa annua per i vari benchmark identificati in [5] e differenza rispetto alla spesa per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete.

In Tabella 3.3, vengono riportate le spese medie annue derivanti da queste ipotesi di riduzione dei costi, insieme a quelle relative ai benchmark più rappresentativi identificati in [5] (con gli attuali costi di acquisto dei componenti). I valori di COE risultanti da tali simulazioni, nel caso di utenze particolarmente energivore, possono raggiungere

valori compresi tra 0,20 e 0,22 €/kWh. Essi dimostrano che, in assenza di alcun meccanismo "incentivante", queste soluzioni impiantistiche potrebbero risultare economicamente competitive rispetto all'acquisto da rete solo in seguito ad una consistente riduzione del loro costo d'acquisto (-40%).





In Tabella 3.4 è infine osservabile l’impatto delle detrazioni fiscali per ristrutturazioni edilizie (pari al 50% del costo di acquisto di impianto fotovoltaico e sistema d’accumulo, detraibile in 10 anni) sul costo dell’energia conseguibile da utenti residenti tramite le differenti configurazioni impiantistiche. Il minor costo d’investimento iniziale derivante da tale agevolazione consente una ulteriore riduzione del gap economico rispetto all’acquisto dell’energia elettrica dalla rete, seppure non tale da giustificare un’azione di grid defection.

Per completezza, oltre alle considerazioni economico-finanziarie va tenuto presente che, nella realtà italiana caratterizzata da un servizio di fornitura generalmente

soddisfacente ed affidabile, l’opzione della grid defection esporrebbe il cliente ad un possibile peggioramento della continuità della fornitura, ossia alla possibilità che si verificino interruzioni del servizio (ad es. in caso di guasto del motore o degli inverter d’impianto) di durata maggiore rispetto a quelle che potrebbe subire un utente connesso alla rete elettrica nazionale. Appare invece di entità minore, seppur non trascurabile, il rischio derivante da possibili disturbi di tensione e frequenza nella rete locale, agevolmente affrontabili tramite adeguati sistemi di controllo e protezione, a maggior ragione avendo a disposizione un sistema d’accumulo di energia equivalente a diverse ore di consumo dell’utenza.

carico elettrico kWh/anno	CHP + FV + BATT		CHP + BATT		FV + BATT		ACQUISTO DA RETE (nuove tariffe) €/kWh
	Senza detrazioni	Con detrazioni	Senza detrazioni	Con detrazioni	Senza detrazioni	Con detrazioni	
	€/kWh		€/kWh		€/kWh		€/kWh
1'500	0,60	0,51	0,73	0,68	0,48	0,42	0,22
2'000	0,53	0,45	0,70	0,66	0,45	0,40	0,22
2'700	0,40	0,35	0,56	0,53	0,43	0,38	0,21
4'000	0,32	0,28	0,45	0,43	0,37	0,32	0,20
5'000	0,38	0,24	-	-	0,32	0,28	0,19
6'000	0,26	0,22	-	-	0,31	0,26	0,19

Tabella 3.4: COE per utenti residenti (con e senza detrazioni fiscali)

CAPITOLO 4

CARICA RAPIDA DI VEICOLI ELETTRICI CON ACCUMULO

Negli ultimi anni si è riaperto l'interesse verso la mobilità elettrica grazie alla maggiore sensibilità a riguardo delle problematiche ambientali e dello sviluppo sostenibile. Le stesse motivazioni hanno portato all'installazione di una percentuale sempre maggiore di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, determinando l'avvio di una trasformazione del sistema elettrico da una struttura tradizionale verso una struttura di tipo "smart". Entrambe le innovazioni sono possibili anche grazie allo sviluppo e la commercializzazione di sistemi di accumulo di energia innovativi adatti all'applicazione veicolare. Le batterie veicolari disponibili oggi a livello commerciale evidenziano

ottime prestazioni in termini di potenza specifica, vita attesa, possibilità di ricarica rapida e raggiungono un'energia specifica (da cui dipende l'autonomia del veicoli) notevolmente più alta rispetto al passato. I veicoli elettrici attualmente presenti sul mercato presentano un'autonomia più che raddoppiata rispetto alle vecchie generazioni anche se ancora non paragonabile a quella dei veicoli a combustione interna. Lo sviluppo di accumulatori con maggiore energia specifica permetterà di risolvere definitivamente il problema della ridotta autonomia nel medio/lungo periodo, oggi risolvibile garantendo la possibilità di caricare le batterie in modo rapido. La carica

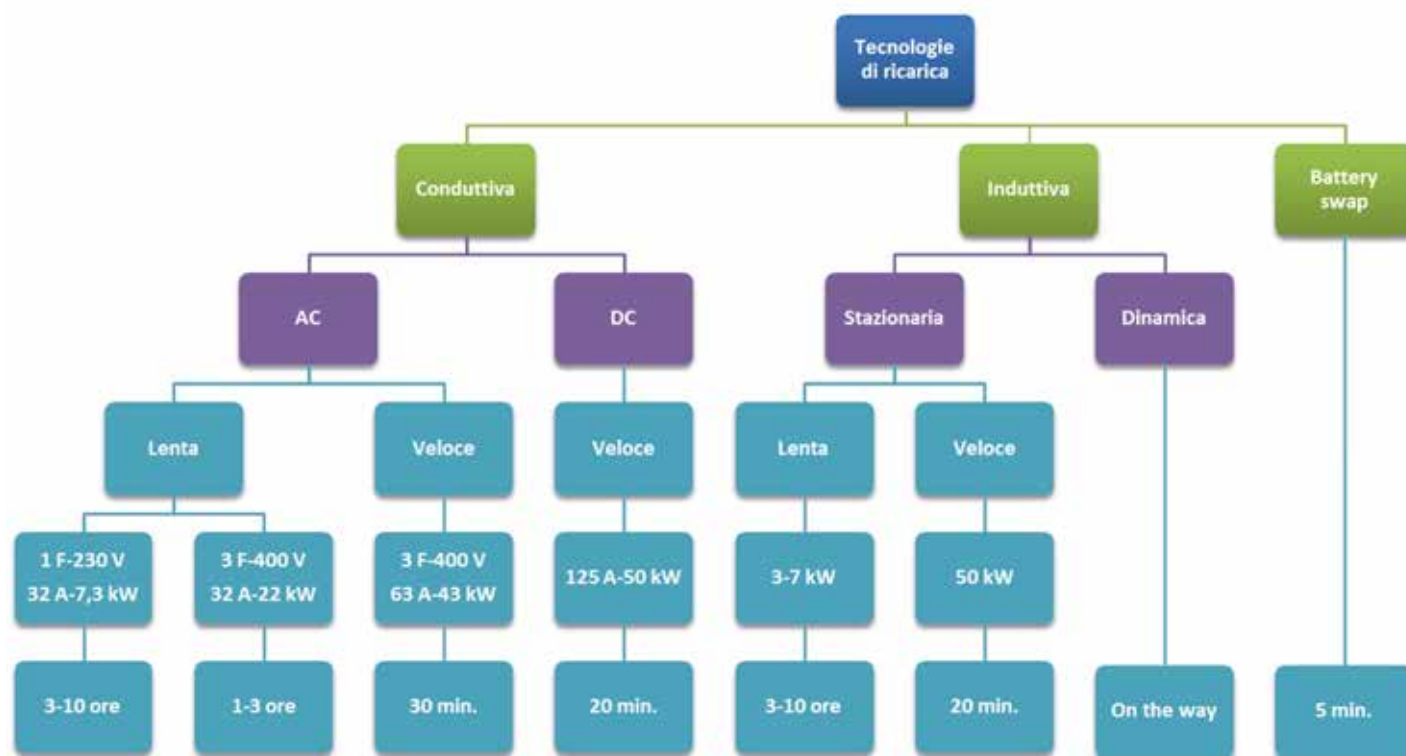


Figura 4.1 Schematizzazione delle tecnologie di ricarica¹

¹ G. Mauri et al. "E...muoviti! Mobilità elettrica a Sistema", Monografia RSEview, novembre 2013.

rapida avviene attraverso il collegamento fisico del veicolo elettrico alla stazione di ricarica, che può essere sia in corrente alternata (AC) che in corrente continua (CC), con una potenza per punto di connessione pari a 43 kW in AC e 50 kW in CC, che permette di ricaricare la batteria veicolare fino al 90% del SOC in un tempo di 20-30 minuti (vedi Figura 4.1). La carica lenta è effettuata con potenze inferiori e richiede tempi molto più lunghi, che possono superare le 10 ore nel caso delle ricariche a 3 kW che si effettuano in ambiente domestico.

A differenza del caso domestico, in cui l'auto è caricata prevalentemente di notte e in modo lento, in contesti lavorativi può essere necessario ricaricare le auto in contemporanea in modo rapido e in un tempo limitato.

Si pensi ad esempio al caso di un centro commerciale o una stazione di rifornimento che sia dotata di diverse stazioni di ricarica rapida che funzioneranno prevalentemente nell'ora di massimo afflusso dei clienti, oppure ad un'azienda che decida di sostituire una parte consistente del parco auto aziendale di tipo tradizionale con auto elettriche, con la necessità di concentrare la ricarica in un tempo limitato. In queste situazioni, si possono generare dei picchi di carico anche molto elevati rispetto alla potenza media assorbita da rete, con un aumento importante del costo della potenza disponibile in prelievo e in alcuni casi la necessità di sostituire componenti di rete per adeguarsi alla potenza richiesta.

In questo capitolo si riportano i risultati di una analisi costi/benefici relativa all'ultimo scenario descritto. L'obiettivo dello studio è verificare la convenienza dell'utilizzo di un sistema di accumulo (SdA) stazionario per effettuare un'applicazione di peak shaving evitando all'azienda di passare ad una potenza contrattuale maggiore, al variare del numero di stazioni di ricarica installate, che a sua volta è dipendente dal numero di auto elettriche acquistate e dalla durata della fascia oraria di maggiore utilizzo.

4.1 IMPOSTAZIONE DEL CASO STUDIO

Il caso studio prende come riferimento un'azienda del settore terziario, con 400 dipendenti, collocati in una palazzina di uffici da 10.000 m³ con sede a Milano. Il parco auto aziendale è composto da 100 auto con tradizionale motore a combustione interna. Escludendo i veicoli elettrici,

i principali carichi elettrici dell'azienda comprendono:

- Computer, stampanti multifunzione e scanner;
- Server;
- Impianto di ventilazione/condizionamento;
- Illuminazione;
- Distributori automatici;
- Ascensori.

La potenza contrattuale per alimentare il carico base dell'azienda in questione è pari a 400 kVA. L'azienda ha quindi un punto di consegna in MT ed è dotata di una propria cabina di trasformazione MT/BT da 400 kVA. L'energia elettrica totale acquistata da rete in assenza di auto elettriche è pari a 1.350 MWh/anno. L'andamento del carico richiesto dalle utenze è stato estrapolato dai valori della potenza attiva e reattiva acquisite in uscita a una cabina MT/BT nel corso di un anno, con tempo di campionamento pari a 15 minuti.

L'assunzione alla base del caso studio è che l'azienda decida di sostituire una certa percentuale di auto tradizionali con altrettante auto elettriche. Ciò comporta un aumento del consumo annuale di energia elettrica proporzionale alla percorrenza dei veicoli elettrici, mentre il profilo di carico cambia in funzione della modalità adottate per la ricarica delle auto aziendali. Per motivi organizzativi la ricarica delle auto elettriche sarà prevalentemente effettuata in pausa pranzo. In questa situazione, in funzione del numero di veicoli elettrici e dal fattore di contemporaneità degli stessi, si può registrare un sensibile aumento della richiesta di potenza, determinando la necessità di stipulare con il DSO un contratto di aumento dell'impegno di potenza installata e, in alcune situazioni, anche la necessità di sostituire il trasformatore della cabina MT/BT, passando ad uno di taglia maggiore. La soluzione alternativa proposta nello studio consiste nell'installazione di un SdA stazionario che svolga la funzione di peak shaving, ovvero si carichi lentamente durante la notte (o comunque nelle ore di basso carico) e si scarichi in modo rapido quando necessario, in modo da fornire la potenza di picco richiesta dalla carica rapida dei veicoli elettrici.

Nel caso studio si è ipotizzato di sostituire con auto elettriche un numero di auto del parco auto totale variabile da 8 a 80

e, per ciascun numero di auto elettriche, sono stati analizzati due diversi scenari, che si differenziano per il tempo massimo di durata della pausa pranzo. Il tempo di ricarica per ciascuna auto è di 15 minuti, la ricarica è effettuata con una stazione di ricarica in CC con potenza massima di 50 kW e per ciascun punto di ricarica sono possibili 4 ricariche in un'ora.

Nello scenario 1 la pausa pranzo ha una durata di un'ora, quindi tutte le ricariche devono essere concentrate in quel tempo con un fattore di contemporaneità per l'utilizzo dei punti di ricarica pari a 0,25. Nello scenario 2 la pausa pranzo ha una durata di 2 ore, e il fattore di contemporaneità per l'utilizzo dei punti di ricarica è di 0,125. La seguente tabella riporta il numero di punti di ricarica da installare per caricare le auto nei due scenari considerati, al variare del numero di auto elettriche utilizzate dall'azienda.

Numero auto	Punti di ricarica scenario 1	Punti di ricarica scenario 2
8	2	1
16	4	2
24	6	3
32	8	4
48	12	6
56	14	7
64	16	8
80	20	10

Tabella 4.1 Numero punti di ricarica necessari in funzione del numero di auto nei due scenari

La necessità di ricaricare tutte le auto elettriche in modo rapido e in una fascia oraria limitata comporta l'assorbimento di un picco di potenza da rete nella fascia oraria in cui avviene la ricarica, tanto maggiore quanto più numerosi sono i veicoli elettrici in carica e quanto più ristretta è la fascia oraria in cui avviene la ricarica. Ad esempio i grafici seguenti mostrano la potenza assorbita dal carico base dell'azienda, in assenza di auto elettriche (curva blu) e la potenza assorbita dal carico in presenza di 16 auto elettriche nello scenario 1 (curva rossa) e nello scenario 2 (curva verde).

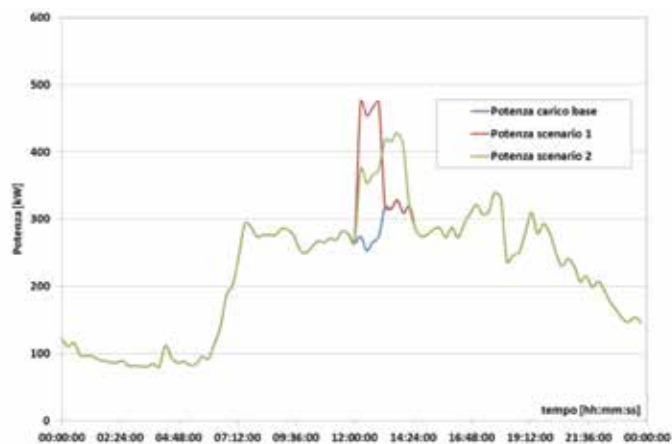


Figura 4.2 Potenza assorbita da rete con 16 auto elettriche nei due scenari

Il grafico seguente rappresenta invece le stesse curve nel caso in cui siano presenti 80 veicoli elettrici.

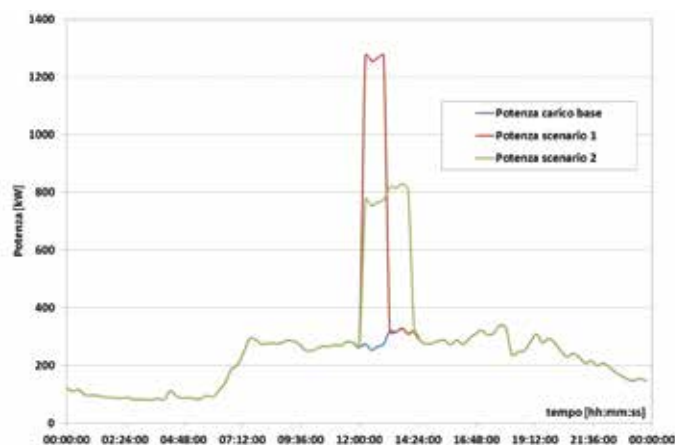


Figura 4.3 Potenza assorbita da rete con 80 auto elettriche nei due scenari

La necessità di caricare i veicoli comporta sempre un aumento dell'energia assorbita da rete e può determinare in alcuni casi la necessità di passare ad una potenza contrattuale più alta e anche di sostituire la cabina di trasformazione con una di taglia maggiore.

La seguente tabella riassume la variazione del carico elettrico e della potenza installata dell'azienda al variare del numero di auto elettriche e nei due scenari considerati. Sono messi in evidenza in grassetto i casi in cui è necessario sostituire il trasformatore con uno di taglia superiore, in quanto si ha il superamento del limite di 400 kVA di quello iniziale.

Numero auto	Taglia trafo scenario 1[kVA]	Taglia trafo scenario 2[kVA]	Potenza contrattuale scenario 1 [kVA]	Potenza contrattuale scenario 2 [kVA]	Energia annuale [MWh]
0	400	400	400	400	1351
8	400	400	400	400	1387
16	630	400	521	400	1424
24	630	400	621	400	1460
32	800	630	721	528	1497
48	1000	630	921	628	1570
56	1000	630	1021	678	1606
64	1250	800	1121	728	1643
80	1600	800	1321	828	1716

Tabella 4.2 Variazione del carico elettrico e della potenza installata in funzione del numero di veicoli elettrici

Una soluzione alternativa alla sostituzione del trasformatore MT/BT e al passaggio ad una potenza installata più elevata è l'installazione di un SdA per svolgere la funzione di peak shaving e per differire l'investimento nel potenziamento della cabina di trasformazione. Il sistema in questione può essere programmato in modo da erogare la differenza tra la potenza massima assorbibile da rete e la potenza di picco necessaria per la ricarica dei veicoli durante la pausa pranzo. La ricarica di questo SdA avverrebbe in modo lento e con bassa potenza durante le ore in cui il carico elettrico è inferiore al limite contrattuale. A titolo esemplificativo in Figura 4.4 si mostra l'andamento della potenza erogata e assorbita da rete per entrambi gli scenari considerati e nel caso in cui siano presenti 80 veicoli da ricaricare. Si nota come il SdA eroghi un picco di potenza nelle fasce centrali e si ricarichi in modo lento nelle ore notturne.

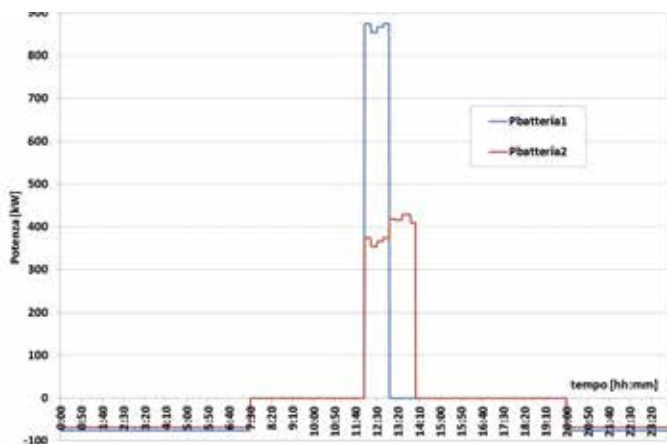


Figura 4.4 Profilo di potenza del SdA per il peak shaving in presenza di 80 veicoli nei due scenari considerati

La tabella seguente mostra le caratteristiche tecniche in termini di potenza ed energia del SdA al variare del numero di veicoli nei due scenari considerati. In tabella sono indicati anche i cicli di lavoro che il SdA compirebbe annualmente nei diversi casi.

Non si ritiene necessario installare un SdA in tutti i casi in cui il sistema si trova a compiere meno di 40 cicli l'anno, per cui questi casi sono stati esclusi dallo studio. L'installazione del SdA è stata quindi presa in considerazione a partire da 16 veicoli elettrici per quanto riguarda lo scenario 1 e partire da 32 veicoli per quanto riguarda lo scenario 2.

Numero auto	P _{batteria} scenario 1 [kW]	E _{batteria} scenario 1 [kWh]	N° cicli/anno scenario 1	P _{batteria} scenario 2 [kW]	E _{batteria} scenario 2 [kWh]	N° cicli/anno scenario 2
0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
16	121	83	50	0	0	0
24	221	183	164	0	0	0
32	321	283	235	128	184	45
48	521	483	289	228	384	153
56	621	583	302	278	484	196
64	721	683	311	328	584	225
80	921	883	323	428	784	261

Tabella 4.3 Dimensionamento del SdA al variare del numero di veicoli nei due scenari

Il rapporto Energia su Potenza del SdA (ovvero l'autonomia che il sistema deve garantire) è sempre inferiore alle due ore nel caso dello scenario 2 e si riduce a meno di un'ora nello scenario 1. Il SdA adatto a questa applicazione deve quindi avere prestazioni prevalentemente in potenza, in particolare per quanto riguarda il primo scenario. La tecnologia di accumulo più adatta a questa applicazione è rappresentata dalle batterie litio-ioni. Nello scenario 2 possono essere prese in considerazione altre tecnologie quali il sodio- nickel.

4.2 ANALISI ECONOMICA

Lo scopo dell'analisi è valutare la convenienza economica dell'investimento rappresentato da un SdA che svolga la funzione di peak shaving e differimento dell'investimento (ovvero la sostituzione del trasformatore), attraverso il confronto del Valore Attuale Netto (VAN) a 20 anni dei diversi scenari considerati e al variare del numero di veicoli elettrici che l'azienda decide di acquistare.

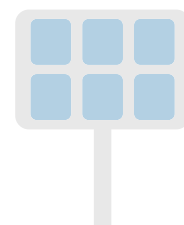
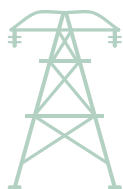
In assenza di SdA, i costi legati alla ricarica delle auto elettriche sono dovuti all'aumento della potenza contrattuale, alla sostituzione del trasformatore MT/BT con uno di taglia superiore, alle maggiori perdite a vuoto del trasformatore di taglia superiore. Questi costi sono evitati nel caso in cui si decida di installare un SdA di taglia adeguata, ma in questo caso è necessario considerare il costo dell'acquisto e installazione dell'SdA stesso e delle perdite energetiche dovute al rendimento non unitario del SdA.

Si è scelto di trascurare nell'analisi il costo della sostituzione del quadro MT in quanto generalmente può non richiedere interventi di adeguamento.

Le seguenti tabelle riassumono i diversi costi utilizzati per l'analisi economica, al variare del numero delle auto e nei due diversi scenari di riferimento. Il costo specifico del SdA utilizzato per il calcolo del costo complessivo del sistema è stato assunto pari a 450 €/kWh. Il costo della sostituzione del trasformatore comprende anche i costi per l'installazione e le eventuali opere civili necessarie.

Numero auto	Costo SdA [€]	Costo perdite SdA [€/anno]	Costo aumento potenza contratt. [€/anno]	Costo perdite a vuoto trafo [€/anno]	Costo trasformatore [€]
0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0
16	37479	28	3705	393	13000
24	82479	203	6769	393	13000
32	127479	448	9833	471	15000
48	217479	940	15960	696	17000
56	262479	1186	19024	696	17000
64	307479	1432	22088	1032	20000
80	397479	1925	28215	1481	27000

Tabella 4.4 Costi al variare del numero di veicoli, scenario 1



Numero auto	Costo batteria [€]	Costo perdite batteria [€/anno]	Costo aumento potenza contratt. [€/anno]	Costo perdite a vuoto trafo [€/anno]	Costo trasformatore [€]
0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0
32	82964	57	3930	393	13000
48	172964	398	6994	393	13000
56	217964	641	8526	393	13000
64	262964	888	10058	3679	15000
80	352964	1380	13121	3679	15000

Tabella 4.5 Costi al variare del numero di veicoli, scenario 2

La tabella riassume i risultati dell'analisi economica relativa allo scenario 2, riportando il VAN a 20 anni e il tempo di ritorno dell'investimento.

Numero auto	VAN a 20 anni [€]	PBT [anni]
0	0	0
8	0	0
16	30312	5
24	24205	13
32	20209	16
48	11093	19
56	4030	20
64	4489	20
80	3380	20

Tabella 4.6 Risultati analisi economica, scenario 1

In questo scenario esistono diversi sottocasi in cui l'installazione del SdA per l'applicazione di peak shaving può essere considerata un possibile investimento. In particolare questo vale per il sottocaso con 16 veicoli elettrici, in cui si ha un rientro dell'investimento in 5 anni. In tutti i casi considerati il VAN a 20 anni è positivo, ma per alcuni il tempo di rientro dell'investimento è molto lungo

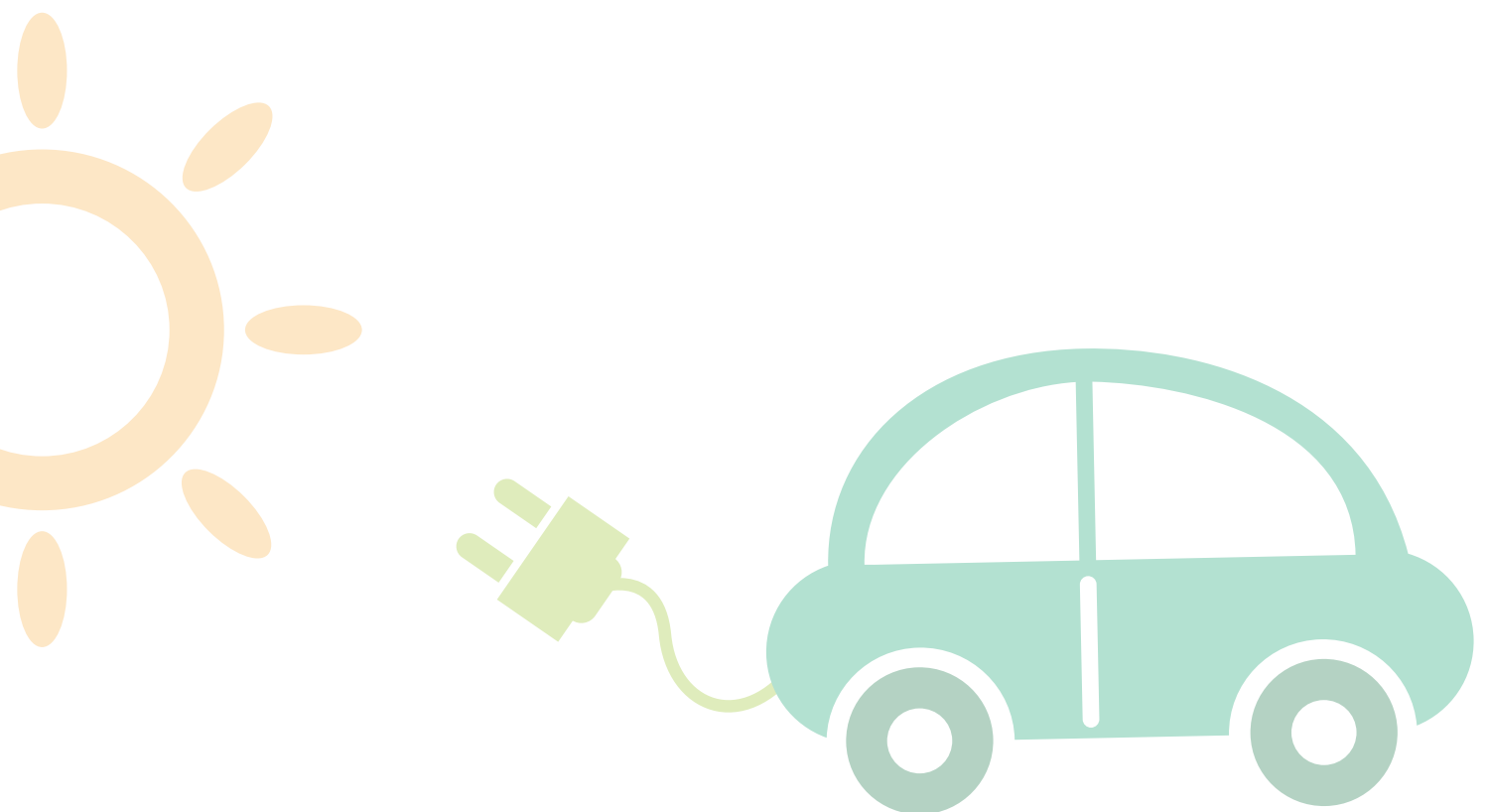
(fino a 20 anni quando il numero di veicoli supera i 48). Nelle ipotesi adottate, la massima convenienza si verifica quando il numero di veicoli da ricaricare è di 16, poiché per numeri inferiori e in assenza di SdA non si rende necessario potenziare l'alimentazione dell'azienda, mentre per numeri di veicoli superiori i costi del potenziamento aumentano in modo meno che lineare con la potenza (economie di scala). Per quanto riguarda lo scenario 2 invece non ci sono casi in cui il VAN a 20 anni risulti positivo. Con l'allargarsi della fascia oraria in cui avviene la ricarica infatti, il picco di potenza richiesto dalla ricarica rapida è più ridotto e il beneficio dell'installazione del SdA si riduce notevolmente, rendendo l'investimento al momento non conveniente.

4.3 CONCLUSIONI

Lo studio riporta i risultati di una analisi costi/benefici relativa all'utilizzo di un SdA in una tipica applicazione di peak shaving. Lo scenario alla base dello studio è quello di un'azienda che, per motivi organizzativi, abbia la necessità di caricare un numero variabile di veicoli elettrici in modo rapido e in un arco di tempo limitato e decida di dotarsi di un SdA stazionario per evitare di dover passare ad una potenza contrattuale più elevata e cambiare il trasformatore della propria cabina MT/BT. Nello studio sono stati considerati e confrontati diversi casi, che si differenziano in base al numero di veicoli da caricare e alla durata dell'intervallo in cui è possibile effettuare la ricarica.

Nello scenario in cui la ricarica può essere effettuata in un arco di tempo massimo di un'ora, l'acquisto e installazione del SdA ha un VAN a 20 anni sempre positivo rispetto e in un caso si ha un tempo di rientro dell'investimento di 5 anni. In generale, l'investimento può risultare conveniente nelle situazioni in cui si ha un picco di potenza molto elevato rispetto alla potenza base e concentrato in un periodo di tempo limitato, perché ciò permette di ridurre la taglia in energia del SdA limitandone il costo. Questo è possibile utilizzando tecnologie di accumulo che possano garantire buone prestazioni in potenza, come ad esempio le batterie litio-ioni.

Nello studio il SdA installato è utilizzato esclusivamente per l'applicazione specifica di peak shaving, ma sarebbe possibile estendere l'analisi aggiungendo degli scenari in cui il sistema si trovi a svolgere anche altre tipologie di applicazioni, come ad esempio funzioni da UPS, la compensazione del reattivo, il time shift, o l'autoconsumo in presenza di generazione da fotovoltaico, in modo da massimizzarne lo sfruttamento e permettere di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento nei casi in cui è risultato superiore ai 10 anni. In questo caso è però opportuno dimensionare nuovamente il sistema per ottimizzarne le prestazioni e si potrebbero prendere in esame anche sistemi con maggiori prestazioni in energia.



CAPITOLO 5

I SISTEMI DI ACCUMULO E LE ISOLE MINORI ITALIANE NON INTERCONNESSE

Numerose isole minori italiane non sono oggi interconnesse alla rete elettrica nazionale. In queste isole, il cui fabbisogno energetico è soddisfatto quasi esclusivamente tramite centrali a gasolio, la gestione del servizio elettrico presenta difficoltà operative peculiari rispetto a quelle del sistema elettrico nazionale.

Tali difficoltà riguardano in sintesi:

- variabilità stagionale del carico, che determina una intrinseca inefficienza complessiva (il sistema di generazione deve essere dimensionato sulla domanda di picco, ma il valore medio è notevolmente inferiore);
- dipendenza da approvvigionamento remoto del combustibile, il cui costo è più elevato che nel resto d'Italia, e la conseguente necessità di stoccare adeguate riserve per fronteggiare ritardi di rifornimento in caso di mal tempo;
- in quanto rete isolata, essa risulta particolarmente soggetta a variazioni di frequenza e tensione, data la maggiore difficoltà nel bilanciamento di domanda-offerta di energia.

Le peculiarità dei sistemi elettrici delle isole minori rappresentano, inoltre, una delle ragioni alla base del limitatissimo sviluppo che le FER elettriche hanno avuto ad oggi in questi territori.

È tuttavia in atto un processo di riforma normativa (art. 1 comma 6-octies della legge 145/13 [1] e successivo parere AEEGSI [2]), teso a ridurre il peso economico della gestione attuale dei sistemi elettrici delle isole minori, attraverso la promozione di sistemi più efficienti e più virtuosi, con minore ricorso ai combustibili fossili e maggiore penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Vi è quindi un grande interesse da parte degli operatori nei confronti di queste nuove opzioni. Inoltre, da un punto di vista tecnologico, le isole minori sono veri e propri banchi

di prova dove applicare e testare soluzioni operative considerate già promettenti e che potranno essere replicate sulla rete nazionale o in altri contesti isolati.

In tale contesto sono stati valutati, per il caso esemplificativo dell'isola di Ustica, i potenziali benefici economici ed energetici derivanti dall'introduzione di sistemi di generazione ad energie rinnovabili (in questo caso sistemi fotovoltaici) e di sistemi di accumulo dell'energia, che consentano di ridurre il costo di produzione dell'energia elettrica, di ridurre il consumo di combustibile fossile (e le conseguenti emissioni in atmosfera) e, nel contempo, di garantire un adeguato livello di sicurezza della gestione della rete elettrica isolana.

5.1 CASO STUDIO DI USTICA

Breve descrizione del sistema elettrico isolano

Ustica è una piccola isola situata a Nord-Ovest della Sicilia, a circa 60 km dalla costa, con una superficie di 8,2 km². La popolazione residente ammonta a 1332 unità, valore che aumenta di oltre 3 volte durante il periodo estivo, data la spiccata vocazione turistica di questa località.

I carichi elettrici risultano di conseguenza molto variabili durante l'anno, come visibile in Figura 5.1, passando da circa 400 MWh/mese nel periodo invernale ad oltre 1 GWh/mese durante il periodo di picco della stagione turistica (Agosto).

La centrale per la produzione di energia elettrica dell'Impresa elettrica D'Anna e Bonaccorsi è costituita da gruppi diesel (le cui principali caratteristiche sono riportate in Tabella 5.1) con una potenza complessiva abbondantemente sovradimensionata rispetto alla domanda energetica. Il dimensionamento è infatti necessariamente effettuato sul carico di picco del mese di Agosto (che ha superato i 2 MW durante alcune ore di punta nel 2016), inoltre la capacità di generazione deve essere ridondante per

Consumi elettrici

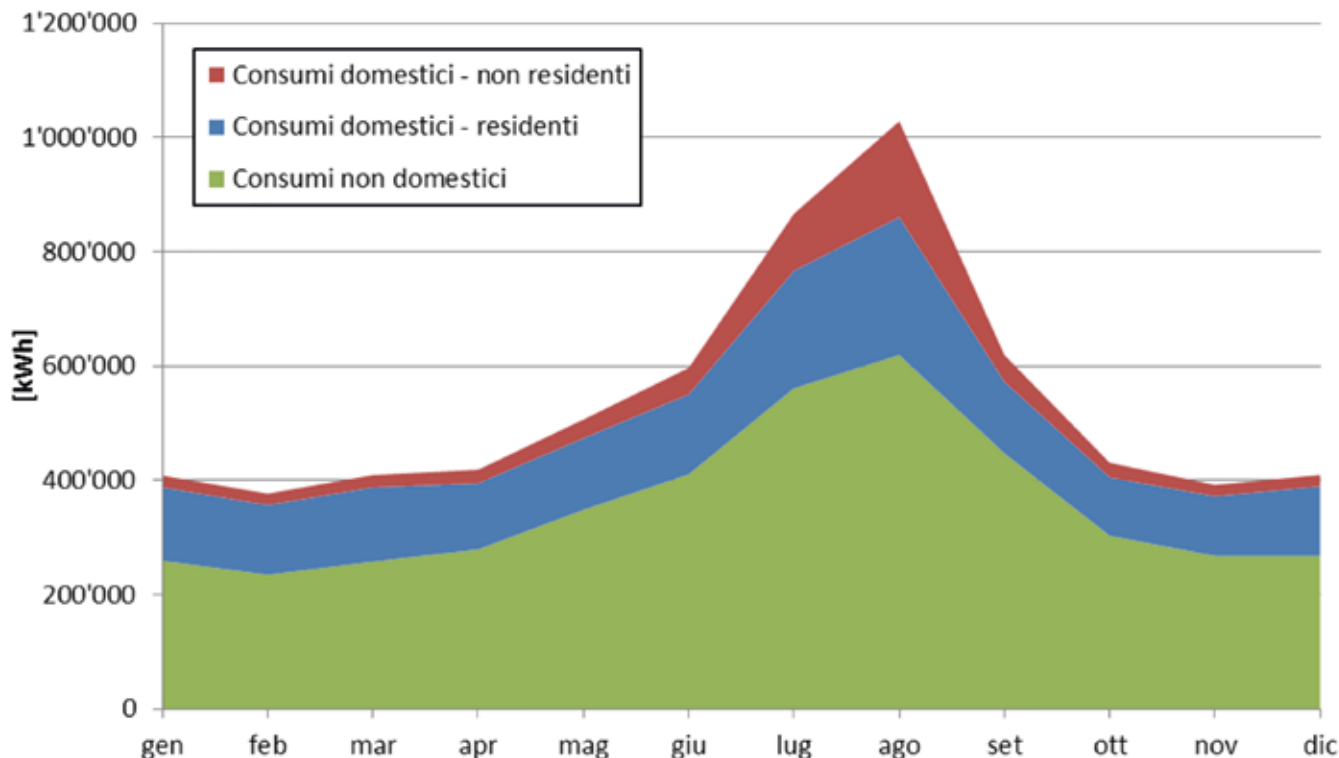


Figura 5.1: andamento dei carichi elettrici durante l'anno (2015)

assicurare l'erogazione della fornitura anche in caso di guasto di un generatore. Ne consegue uno sfruttamento molto limitato degli attuali gruppi di generazione, che operano con un load factor medio annuo (ossia il rapporto tra le ore equivalenti d'esercizio e le ore annue disponibili) inferiore al 16%.

Gruppo	Potenza nominale [kW]	Potenza gruppo [kVA]	Anno di entrata in esercizio
1	685	875	1988
2	1020	1275	1991
3	648	810	2008
4	685	875	1993
5	1600	2000	2001

Tabella 5.1: caratteristiche principali dei gruppi Diesel

La presenza di generatori FER sull'isola è invece ad oggi limitata ad alcuni piccoli impianti fotovoltaici per una potenza nominale complessiva di circa 106 kW.

Per quanto riguarda la rete elettrica, essa è caratterizzata dalla presenza solo dei livelli di distribuzione in media e bassa tensione. La rete in media tensione (20 kV) è costituita da due linee, con uno sviluppo di circa 7 km ciascuna, in configurazione mista (tratti con cavo aereo e tratti con cavo interrato) che si sviluppano sul versante Nord e Sud dell'isola, con possibilità di chiusura ad anello.

Il servizio elettrico si presenta attualmente di buona qualità, in quanto l'esame dei dati delle interruzioni senza preavviso di fornitura di energia elettrica agli utenti e superiori ai 3 minuti (dati AEEGSI) fa emergere che la durata cumulata media per utenza è sempre al di sotto del dato medio nazionale di riferimento (zone 'a bassa concentrazione') e pari 4,28 minuti per cliente BT relativamente all'anno 2013.

5.2 METODOLOGIA

Al fine di valutare l'impatto, in termini energetici ed economici, dell'introduzione di una quota crescente di FER, nonché per quantificare i potenziali benefici derivanti dall'introduzione di un sistema di accumulo, è stato simulato il funzionamento di configurazioni impiantistiche del sistema di generazione elettrico dell'isola, che prevedono l'impiego di FER, con penetrazione variabile di fotovoltaico e accumulo elettrochimico. Di ciascuna configurazione è stato calcolato il relativo costo di generazione del kWh elettrico, o LCOE (Levelized Cost Of Electricity), considerando i costi di installazione, esercizio, manutenzione ed eventuale sostituzione dei componenti d'impianto.

Le varie soluzioni con FER sono quindi state confrontate con una configurazione "base", costituita dai soli gruppi diesel (ed i generatori FV già attualmente esistenti), che mira a riprodurre la situazione reale dell'anno 2015 e consente di valutare i costi/benefici dell'introduzione delle FER e dell'accumulo elettrico nelle isole minori.

SOFTWARE

La simulazione del sistema di generazione elettrico delle varie tipologie di utenza è stata effettuata mediante il programma di simulazione numerica HOMER Pro® (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables [3]) del National Renewable Energy Laboratory (NREL), in grado di stimare anche i costi relativi alla vita utile del sistema di generazione e il costo dell'energia generata. Questo software è efficacemente utilizzato per la progettazione di impianti di generazione distribuita in località isolate, permettendo di confrontare diverse soluzioni impiantistiche, con differenti mix di fonti energetiche (rinnovabili e non), sia da un punto di vista tecnico che economico.

Il programma di simulazione consente di analizzare sistemi elettrici composti da una combinazione di generatori (moduli fotovoltaici, turbine eoliche, unità a combustione interna, micro idroelettrico, biomasse, celle a combustibile, ecc.) e di sistemi di accumulo dell'energia che alimentano differenti tipologie di carichi (elettrici in cc o ca, termici, idrogeno) sia in presenza che in assenza di connessione con la rete elettrica esterna. Il passo temporale utilizzato per la simulazione, pari ad 1 ora, è sufficientemente ridotto per apprezzare gli aspetti statistici più significativi

sia dell'andamento dei carichi che delle risorse solare ed eolica, ma non così piccolo per apprezzare transitori elettrici o altri fenomeni dinamici.

DATI DI INPUT, IPOTESI TECNICO-ECONOMICHE

Al fine di ottenere una simulazione quanto più realistica del sistema elettrico isolano e dell'energia generata dalle FER, sono state utilizzate le sequenze orarie annue relative ai seguenti parametri:

- **Carichi elettrici:** l'andamento dei carichi elettrici è stato determinato a partire dai dati al quarto d'ora relativi alla produzione lorda dei gruppi Diesel (in maniera tale da considerare nelle simulazioni anche l'entità delle perdite di rete) forniti dal Gestore del servizio elettrico isolano per il periodo Settembre 2015 - Agosto 2016. A partire da tali dati sono stati calcolati i profili medi orari per ciascun mese dell'anno (Figura 5.2) che sono stati forniti in input al programma di simulazione, introducendo infine una lieve variabilità casuale (su base giornaliera ed oraria) per riprodurre le oscillazioni tipiche di un carico reale. I valori dell'energia assorbita dai carichi elettrici sono stati supposti costanti durante i 25 anni di vita utile dell'impianto;
- **Radiazione solare sul piano orizzontale:** i valori di radiazione solare provengono da misure sperimentali effettuate da RSE a Catania (latitudine simile, media sull'intervallo temporale 2011-2015);
- **Temperatura ambiente:** i valori medi mensili provengono dal Database PVGIS [4].

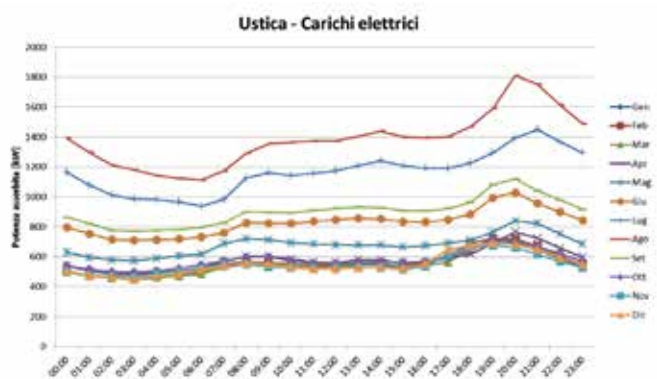


Figura 5.2: Profili orari dei carichi elettrici utilizzati per le simulazioni

Si riportano di seguito i parametri tecnici più rilevanti che sono state utilizzati per effettuare le simulazioni:

- Efficienza generatori Diesel in funzione del carico di funzionamento: da scheda tecnica di ciascun gruppo;
- Minimo tecnico generatori Diesel: 20% della potenza nominale (valore indicato dal Gestore del servizio elettrico isolano);
- Durata minima di funzionamento (in seguito all'avviamento del gruppo): 120 minuti;
- Gestione dei gruppi Diesel con logica di accensione tale da riflettere quella attualmente utilizzata dal gestore della rete isolana (ad es. switch da un gruppo all'altro effettuato di mattina e di sera, utilizzo a rotazione di tutti i gruppi per evitare periodi di non utilizzo troppo lunghi, ecc.);
- Riserva operativa (potenza disponibile in ogni istante temporale a salire/scendere da parte di generatori programmabili, ossia generatori diesel ed eventuale sistema d'accumulo): 20% della potenza assorbita dai carichi elettrici (valore stimato analizzando i dati reali di produzione) + 25% della potenza erogata dal generatore FV;
- Interruzioni ammessa della fornitura di energia elettrica: 0% (il valore percentuale è riferito all'energia annua consumata dai carichi elettrici).

Il costo acquisto e quello di Operation & Maintenance dei vari componenti è riportato in Tabella 5.2

Componente	Costo capitale	Operation & Maintenance
FV	1200 €/kW	50 €/kW/anno
Gen. Diesel	400 €/kW	0,02 €/h/kW
EESS	500 €/kWh + 300 €/kW	10 €/kWh/anno

Tabella 5.2: costo capitale e di O&M dei principali componenti d'impianto

Al fine di ottenere una rappresentazione realistica dei costi inerenti all'attuale sistema di generazione elettrica, sono stati inseriti nel calcolo i costi fissi di sistema (€/anno) per tenere in considerazione anche le spese di distribuzione, di vendita, di manutenzione delle linee, del personale, ecc.. Tali costi sono stati calcolati a partire dai valori medi riportati nel DCO 598/14 [5] per l'isola di Ustica e mantenuti costanti durante i 25 anni di vita utile d'impianto ipotizzata. Per quanto concerne il prezzo del combustibile (Diesel) è stato utilizzato il valore di 0,54 €/l, relativo all'anno 2015 ed inclusivo dei costi di trasporto (che incidono per circa il 20% sul costo complessivo); essendo stata riscontrata una buona corrispondenza tra l'andamento del prezzo del petrolio e la serie storica del prezzo del combustibile degli ultimi 4 anni (al netto delle spese di trasporto) è stato ipotizzato per quest'ultimo un incremento medio annuo pari al 4% (ossia di entità analoga all'andamento atteso del prezzo del petrolio dallo scenario di riferimento EU PRIMES 2015 [6]).

5.3 RISULTATI

Nel valutare i risultati di seguito illustrati occorre evidenziare che nell'installazione di impianti FER si è implicitamente considerata l'isola nel suo complesso. Sono stati considerati i profili aggregati complessivi di carico e, per calcolare il LCOE del sistema di generazione, si è ipotizzato un singolo soggetto che si occupa di investimento, esercizio e manutenzione di tutti i sistemi di generazione. Ciò è stato necessario, in quanto l'ipotesi di installazione della potenza FER da parte di privati richiederebbe analisi ulteriori, dovendosi valutare la convenienza per il singolo soggetto sulla base dei propri consumi, del regime economico a lui dedicato (ad esempio scambio sul posto, ritiro dedicato, ecc.) e di eventuali incentivazioni specifiche.

A partire dai dati impostati sul "Caso base", sono state individuate differenti configurazioni del sistema di generazione dell'isola che prevedono l'impiego di fonti rinnovabili con potenza progressivamente crescente. In particolare sono state valutate due configurazioni:

- Gen. Diesel + fotovoltaico;
- Gen. Diesel + fotovoltaico + accumulo elettrochimico.

La soluzione ottimale per ogni configurazione è stata individuata tramite le simulazioni, applicando criteri di

Diesel + FV

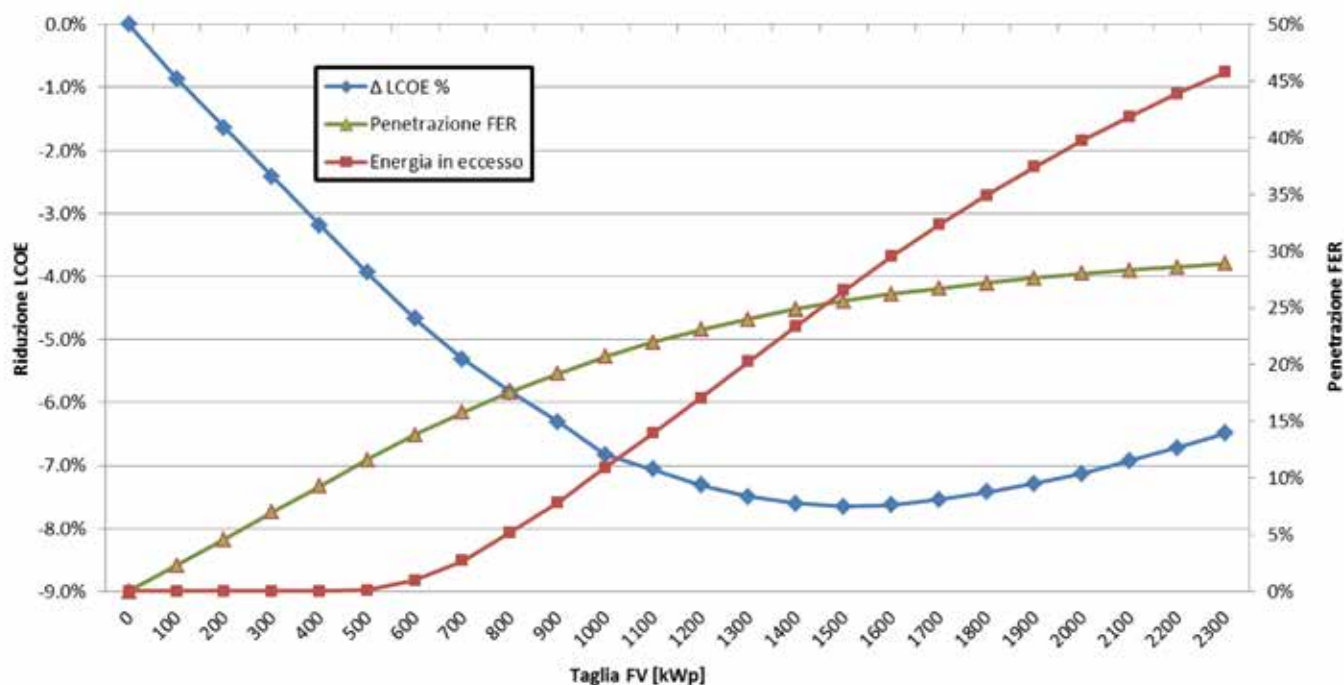


Figura 5.3: risultati delle simulazioni per la configurazione "Diesel + fotovoltaico"

natura sia energetica che economica:

- massimo risparmio economico in termini di riduzione del costo dell'energia generata (LCOE);
- consistente penetrazione delle FER nel sistema di generazione con conseguente riduzione del consumo annuo di combustibile e delle emissioni di gas serra in atmosfera.

Infine, tutte le configurazioni impiantistiche analizzate sono state costruite ipotizzando che i generatori FER siano in grado di limitare automaticamente la potenza generata in caso di surplus.

Diesel+FV

Per la simulazione del funzionamento di questa configurazione impiantistica è stato imposto che in qualsiasi istante temporale almeno un generatore diesel fosse in esercizio, seppur al suo minimo tecnico, per imporre le caratteristiche di rete e rispondere a repentine variazioni della potenza immessa dal generatore FV o assorbita dai carichi elettrici.

I risultati delle simulazioni sono presentati nel grafico in Figura 5.3 dove, per ciascuna taglia dell'impianto FV di cui è stato simulato il funzionamento, viene riportato l'andamento dei seguenti parametri:

- Variazione % del LCOE [€/kWh]: calcolata rispetto al valore di LCOE relativo alla configurazione "base";
- Penetrazione FER: ossia la % del carico elettrico annuo che viene soddisfatto tramite energia rinnovabile;
- Energia in eccesso/surplus energetico: energia teoricamente producibile dall'impianto FV che non sarebbe generata durante il funzionamento reale (ad esempio quando il gruppo elettrogeno sta già operando in corrispondenza del suo minimo tecnico e, non potendo diminuire ulteriormente tale potenza, si obbligano gli inverter fotovoltaici a funzionare in "limitazione di potenza"). Tale surplus è rappresentato nel grafico come % dell'energia annualmente producibile dal generatore FV.

È osservabile innanzitutto come tutte le configurazioni impiantistiche simulate comportino una riduzione del costo

medio di generazione del kWh rispetto alla situazione attuale, grazie al risparmio conseguibile tramite la riduzione del consumo di combustibile da parte dei gruppi elettrogeni. È possibile apprezzare come la curva rappresentante la riduzione del costo di generazione abbia un andamento a U, presentando un punto di minimo corrispondente alla taglia "ottimale" del generatore FV. Tale valore risulta pari a 1500 kW a cui corrisponde una riduzione del costo del kWh del 7,7% rispetto ai valori attuali ed una penetrazione delle FER del 25,6%. Oltre tale soglia di potenza nominale, la convenienza economica derivante dall'installazione del FV viene progressivamente meno a causa dell'incremento del "surplus energetico", che non consentirebbe di compensare l'aumento dei costi capitali di installazione con una corrispondente diminuzione dei consumi di combustibile. La problematica del "surplus energetico" da FER è particolarmente rilevante nel caso delle isole minori non interconnesse, a causa dell'estrema variabilità dei carichi elettrici durante l'anno, che risultano molto ridotti durante il periodo Ottobre - Aprile. La conseguenza di ciò è che, oltre un certo valore di potenza FV installata (circa 700 kW), una percentuale sempre maggiore di energia potenzialmente producibile non sarebbe generata in quanto gli inverter opererebbero in "limitazione di potenza", non contribuendo all'alimentazione dei carichi (causa inoltre dell'appiattimento della curva rappresentante la penetrazione FER).

Diesel+FV+accumulo

Si è quindi proceduto nel valutare la fattibilità economico-energetica dell'inserimento di un sistema di accumulo elettrochimico di energia elettrica (EESS).

I potenziali benefici derivanti dall'utilizzo dei sistemi di accumulo nel sistema di generazione dell'isola possono essere molteplici:

- Applicazione degli EESS "in energia": consiste nel cosiddetto time shift, ossia accumulare l'energia rinnovabile generata in eccesso (nel caso del fotovoltaico solitamente nelle ore centrali della giornata) e quindi sfruttare tale energia in un differente momento della giornata, ad esempio durante le ore serali, quando i carichi elettrici sono

più sostenuti; ciò ovviamente comporta, oltre alla riduzione del sovra menzionato surplus energetico, un maggior utilizzo delle FER con conseguente riduzione dei consumi di combustibile;

- Applicazione degli EESS "in potenza": il sistema d'accumulo, pure se condizionato dal proprio stato di carica, contribuisce al raggiungimento della riserva operativa richiesta, potendo erogare (o assorbire) potenze elevate anche per brevi periodi di tempo. Da ciò possono derivare i seguenti benefici:

1. Aumentare il carico massimo di funzionamento dei gruppi Diesel (attualmente limitato a circa l'80% della potenza nominale) e quindi incrementarne l'efficienza di funzionamento;
2. Evitare l'accensione di un ulteriore gruppo Diesel, che dovrebbe operare al proprio minimo tecnico e quindi con una minore efficienza (e maggiori emissioni inquinanti), al solo scopo di rendere disponibile un certo margine di potenza "a salire". Ciò determina un ulteriore risparmio di combustibile;
3. Incrementare la hosting capacity complessiva della rete isolana: ossia la potenza FER installabile nel sistema elettrico isolano senza introdurre potenziali rischi di instabilità della rete e quindi mantenere gli attuali standard di qualità della fornitura del servizio elettrico.

Sul mercato sono disponibili differenti tipologie di sistemi utilizzabili in funzione dell'applicazione:

- per applicazioni in energia, si utilizzano elementi con maggior capacità d'accumulo (kWh) ma minor potenza di picco erogabile (kW);
- per applicazioni in potenza, si utilizzano, viceversa, elementi con minore capacità d'accumulo (kWh) ma maggiore potenza di picco erogabile (kW).

Nelle simulazioni effettuate in questo studio, si è scelto di utilizzare una tipologia intermedia con un rapporto 2:1 tra energia e potenza (1 kWh di capacità → 0,5 kW di potenza erogabile) ed un'efficienza di carica e scarica pari al 90%.

La taglia del sistema è stata parametrizzata in funzione della potenza del generatore FV installato in ciascuna configurazione impiantistica analizzata (ad esempio nel caso "100% FV": taglia FV = 1MWp → taglia accumulo = 500kW /1MWh),

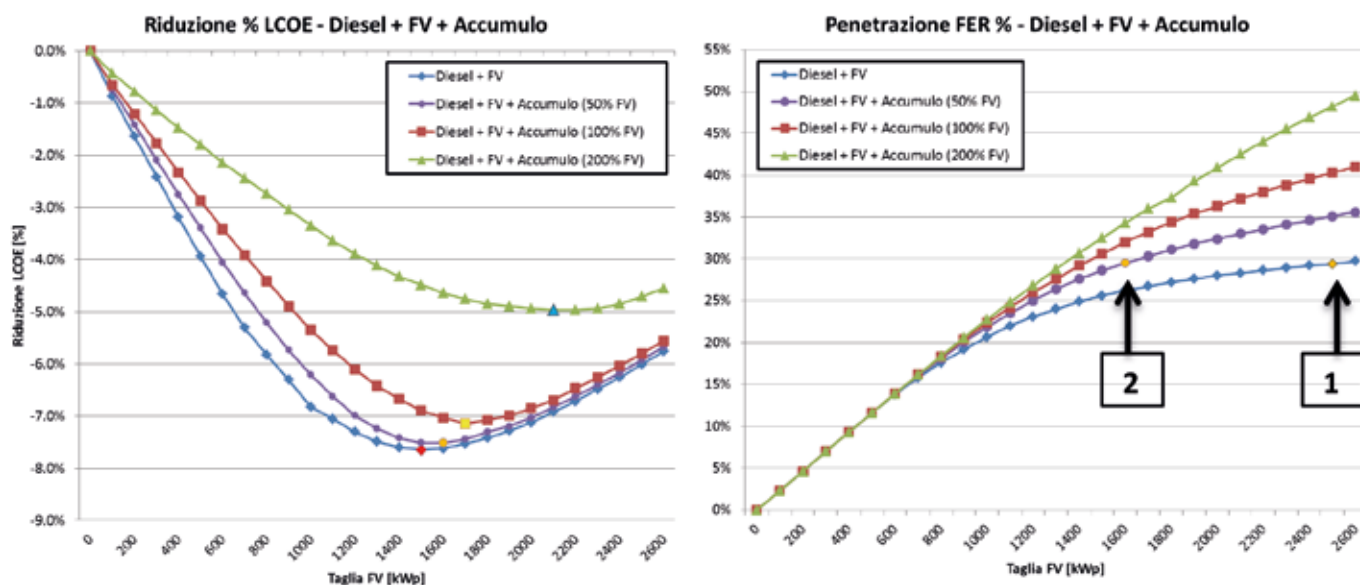


Figura 5.4: risultati per la configurazione "Diesel + FV + Accumulo" senza spegnimento dei Diesel:

ottenendo il dimensionamento ottimale caso per caso. Per quanto concerne la vita utile del sistema è stata inserita nel modello la curva, tipica di questa tecnologia, che correla la profondità di scarica di ciascun ciclo (DOD – Depth Of Discharge) ai cicli di carica e scarica che il sistema d'accumulo è in grado di effettuare prima di essere sostituito. È stato infine impostato un valore massimo della vita utile del sistema pari a 15 anni (a prescindere dall'intensità del suo utilizzo). Inizialmente, in un'ottica più conservativa, è stata mantenuta l'ipotesi che almeno un gruppo elettrogeno fosse mantenuto in esercizio in qualsiasi momento, limitando la funzione dell'accumulo al mero *time shift* dell'energia rinnovabile prodotta e non immediatamente auto-consumata.

I risultati di queste simulazioni sono rappresentati nei grafici in Figura 5.4, relativi alla riduzione del valore del LCOE (sx) e la relativa penetrazione energetica delle FER (dx). Si può osservare come, all'aumentare della taglia dell'accumulo, la convenienza economica derivante dalla sua installazione venga parzialmente meno, seppur consentendo una riduzione dei costi complessivi rispetto al "caso base". Inoltre, grazie alla riduzione del surplus energetico e al corrispondente aumento della penetrazione FER, la taglia ottimale del generatore fotovoltaico (rappresentata con marker colorati nel grafico) si sposta progressivamente su valori più elevati, da 1500 kW nel caso "solo fotovoltaico" ad oltre 2 MW in caso di accumulo di grande dimensione,

ossia con capacità pari al doppio della potenza FV installata. Questi risultati indicano che, nell'ipotesi di dover mantenere in funzione in qualsiasi momento almeno un generatore Diesel, se l'obiettivo di penetrazione FER (e la conseguente riduzione del consumo di combustibile) fosse "modesto", ad esempio fino al 20%, la soluzione più economica sarebbe costituita dall'installazione del solo generatore FV. Tale scelta ovviamente comporterebbe maggiori difficoltà di bilanciamento tra generazione e carichi, in quanto i generatori diesel dovrebbero compensare anche ad eventuali fluttuazioni della generazione fotovoltaica. Se al contrario l'obiettivo di penetrazione FER fosse più ambizioso, tale scelta risulterebbe sconsigliata. Ad esempio per raggiungere un livello di penetrazione FER del 30% si possono considerare le due seguenti opzioni:

- Fotovoltaico 2500 kW (punto 1 in Figura 5.4): Δ LCOE: -6%
- Fotovoltaico 1600 kW + accumulo 400 kW/800 kWh (punto 2 in Figura 5.4): Δ LCOE: -7,5%

L'installazione del sistema di accumulo di cui al punto 2 consentirebbe quindi un maggior risparmio in termini di LCOE, dato il suo minor costo d'investimento (circa 520 k€) se confrontato con il costo di 900 kW di fotovoltaico aggiuntivo (circa 1,1 M€), nonché un minor surplus energetico.

È infine stata considerata l'ipotesi che il sistema di accumulo installato sia in grado di sostenere la rete isolana, facendosi carico del bilanciamento tra generazione e carichi e

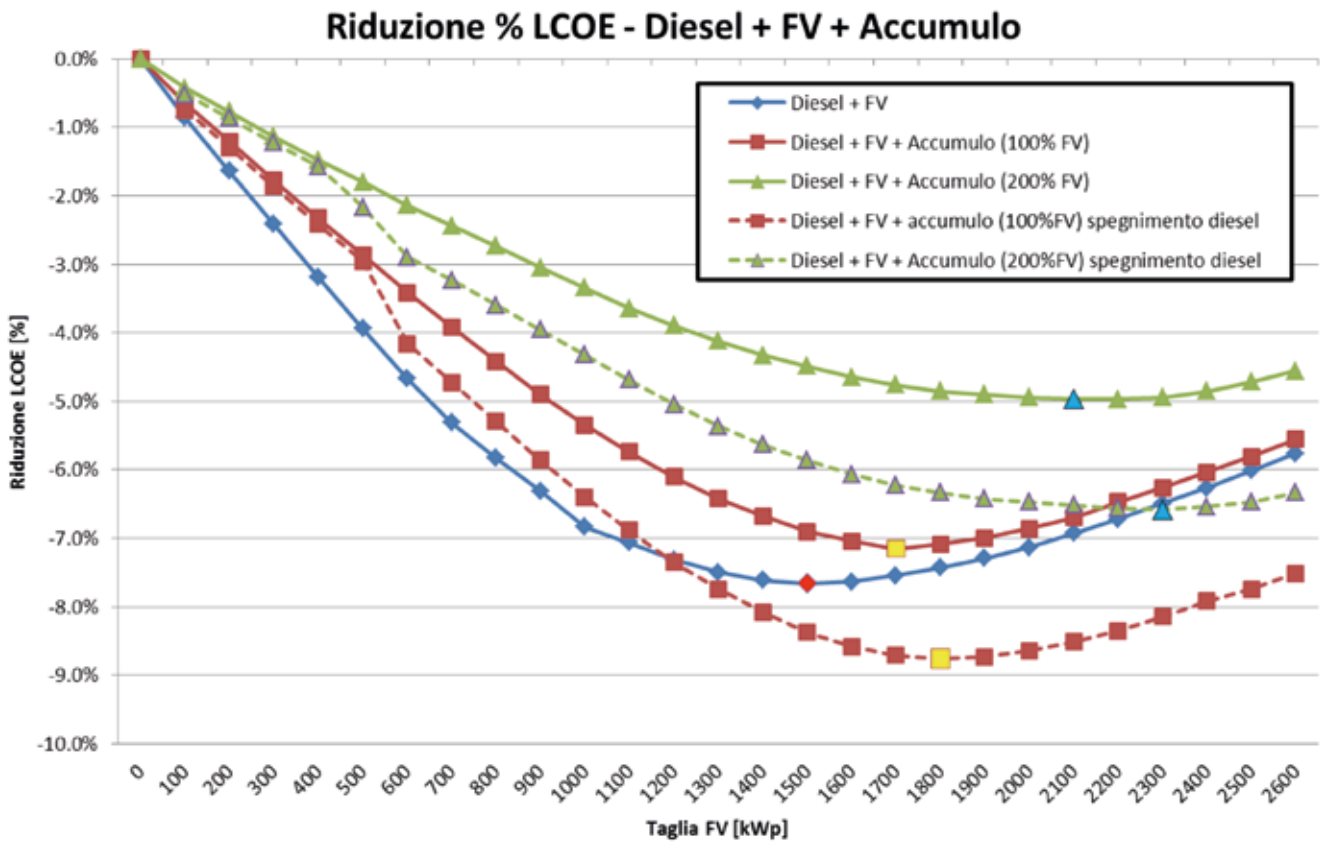


Figura 5.5: riduzione % LCOE per la configurazione “Diesel + FV + Accumulo” con spegnimento Diesel

consentendo quindi lo spegnimento dei gruppi Diesel per alcune ore durante la giornata. I risultati di tali simulazioni sono rappresentati nel grafico in Figura 5.5 (linee tratteggiate) e confrontati con i risultati precedenti.

Si osserva come, a partire da un valore di taglia minimo di generatore FV e batterie (circa 500 kW, pari alla potenza minima necessaria per alimentare il carico almeno per 1h), il costo dell’elettricità delle configurazioni impiantistiche analizzate si attesti su valori progressivamente inferiori rispetto ai casi precedenti. Essendo infatti possibile spegnere i generatori diesel per un numero crescente di ore durante l’anno, è possibile ricavare un duplice vantaggio:

- Ulteriore riduzione del consumo di combustibile;
- Riduzione delle ore annue di funzionamento dei gruppi Diesel, con conseguente riduzione dei costi di manutenzione ed incremento della relativa vita utile di funzionamento.

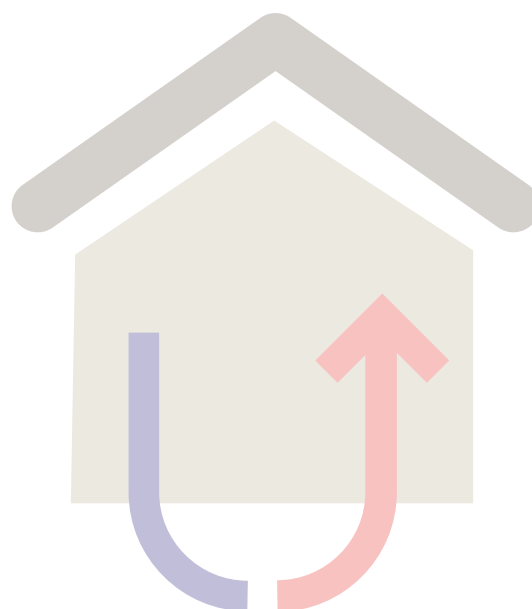
In questo caso, sfruttando appieno i benefici derivanti dall’installazione di un sistema d’accumulo, la taglia ottimale dei componenti si sposta verso valori ancora più elevati, consentendo un maggior beneficio economico rispetto alla configurazione “solo fotovoltaico” (è evidente infatti un incrocio delle curve “Diesel+FV” e “Diesel+FV+Accumulo – spegnimento Diesel”).

Nella Tabella 5.3 sono riportate le configurazioni d’impianto “ottimali”, rappresentate nel grafico in Figura 5.5 tramite marker colorati, ed il loro potenziale impatto in termini economici ed energetici.

È opportuno sottolineare che, nei calcoli economici effettuati, non sono stati considerati eventuali interventi di ammodernamento della rete elettrica locale (ad es. aggiornamento/sostituzione delle protezioni, aggiornamento dei sistemi di regolazione della tensione nelle cabine MT, ecc.) che potrebbero risultare necessari in seguito all’introduzione di una quota considerevole di FER e accumulo.

Configurazione	Taglia FV [kW]	Taglia accumulo [kWh/kW]	Δ LCOE	Penetrazione FER [%]	Energia in eccesso [%]*	Δ consumo di combustibile [%]
Diesel + FV	1'500	-	-7,7%	25.6%	26.5%	-26.6%
Diesel + FV + accumulo (100%FV)	1'700	1'700 / 850	-7.2%	33.2%	12%	-32.3%
Diesel + FV + accumulo (200%FV)	2'100	4'200 / 2'100	-5%	42.5%	6.3%	-41.8%
Diesel + FV + accumulo (100%FV) - spegnimento diesel	1'800	1'800 / 900	-8.8%	35.2%	12%	-35.6%
Diesel + FV + accumulo (200%FV) - spegnimento diesel	2'300	4'600 / 2'300	-6.6%	46.1%	6.9%	-45.4%

Tabella 5.3: Sintesi dei risultati per le configurazioni d'impianto "ottimali"



* % calcolata rispetto all'energia teoricamente generabile dall'impianto FV in un anno

CAPITOLO 6

UN'APPLICAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO IN UN'ISOLA MINORE: VENTOTENE (A CURA DI ENEL PRODUZIONE)

Ventotene è una piccola isola non connessa alla rete elettrica nazionale, appartenente all'arcipelago Pontino, situato nel mar Tirreno centrale settore est, 100 km a sud di Roma. L'isola è lunga circa 2800 metri, con una larghezza massima di 800 metri e alta, nel punto più elevato, 139 m. La domanda di energia è sostenuta dalla centrale elettrica dell'Enel composta da 4 gruppi da 480kW (configurazione originaria) e da impianti fotovoltaici di tipo residenziale per una potenza totale di circa 130kW.

La forte percentuale di generazione non programmabile, rispetto alle esigenze di carico locali, e il fabbisogno elettrico stagionale caratteristico dell'isola, con picchi estivi e variazioni significative anche all'interno della stessa giornata, come è possibile osservare in Figura 6.1, rendono Ventotene un sito ideale per la dimostrazione di soluzioni innovative di efficientamento energetico.

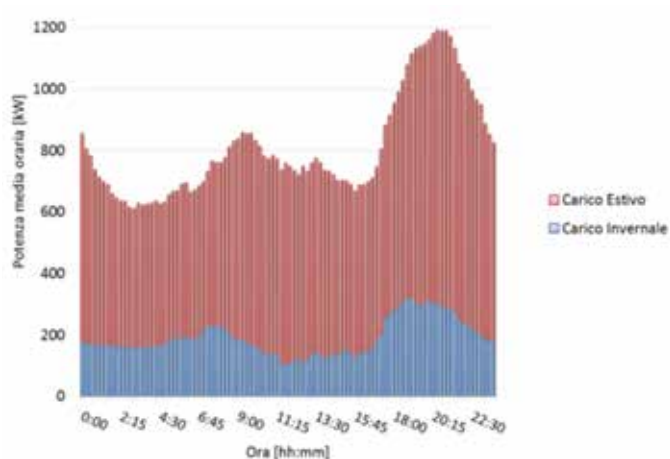


Figura 6.1 – Profilo orario tipico del carico dell'isola nel periodo estivo e invernale

Di fatto, l'aumento della penetrazione di generazione distribuita da fonte rinnovabile contribuisce in modo significativo a un esercizio a carichi parziali (vale a dire inferiori al 60% della potenza nominale) dei motori diesel, al fine di garantire gli standard di adeguatezza in termini di qualità e sicurezza nella gestione del sistema elettrico. In particolare, in riferimento alle esigenze di bilanciamento del sistema, l'incremento di generazione rinnovabile rende maggiormente necessario l'esercizio dei motori con rampe di carico accentuate e la disponibilità di gruppi funzionanti a carichi parziali. L'esercizio di motori a carichi parziali causa una diminuzione di pressione all'interno dei cilindri e conseguentemente di tenuta, che porta ad una riduzione di temperatura e pressione di combustione. Tali condizioni favoriscono la formazione di incombusti che ostruiscono gli anelli raschiaolio e causano una perdita di efficienza del sistema di tenuta contribuendo all'ulteriore diminuzione di pressione interna. Tali fenomeni causano la vetrificazione dell'olio lubrificante e la deposizione di carburanti che velocizzano il processo di deterioramento dei motori diesel. Tali modalità di esercizio comportano necessariamente un peggioramento dell'efficienza di generazione e un invecchiamento precoce delle macchine. Si sottolinea, infatti, che al fine di preservare gli asset di generazione, sarebbe necessario esercitare i generatori nell'intervallo di carico compreso tra il 60% e il 100% del valore nominale, ammettendo solo brevi periodi di esercizio a carico parziale. Per far fronte alle problematiche sopra esposte, nel corso del 2015, Enel Produzione, a seguito di un percorso dialettico con l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (di seguito anche "AEEGSI"), ha integrato con i gruppi di generazione diesel della centrale di Ventotene un sistema di accumulo, basato su batterie agli ioni di litio, da 300kW / 600kWh (Figura 6.2), al fine di ottimizzarne l'esercizio.



Figura 6.2- Foto del sistema di accumulo integrato nella centrale Enel di Ventotene.

In particolare, l'ibridazione dei motori diesel che sostengono le reti isolate, mediante batterie, permette la compensazione delle fluttuazioni del carico residuo, al netto della generazione rinnovabile, consentendo un esercizio costante dei motori nel range operativo di minimo consumo specifico (Figura 6.3).

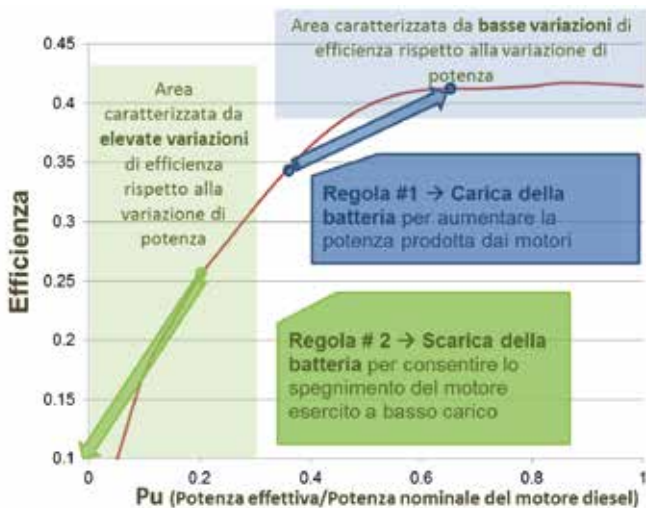


Figura 6.3 - Regole di funzionamento ottimizzato dei motori diesel integrati con il sistema di accumulo

La soluzione, oltre a evidenti benefici in termini di risparmio di combustibile, comporta una diminuzione delle ore di funzionamento dei motori e quindi una minore necessità di manutenzione e una estensione della vita utile degli

stessi asset. Essa, infine, consente di poter shiftare verso una sempre più diffusa elettrificazione di servizi (es. introduzione di mezzi di trasporto elettrici) e di aumentare la hosting capacity verso sistemi di produzione di energia elettrica non programmabili (FV, eolico, marine).

In questa modalità di integrazione, il sistema di accumulo si configura come un asset di generazione, anche dal punto di vista delle capability in assorbimento, ma con una diversa dipendenza tra efficienza e potenza, tale da garantire elevate prestazioni del sistema nel suo complesso anche a carichi ridotti. La batteria, nel suo funzionamento primario, consentendo di disaccoppiare parzialmente l'esercizio dei gruppi di generazione dalle richieste della rete, è in grado di spostarne il punto di lavoro in condizioni di migliore rendimento e quindi di minore consumo specifico. Il sistema di accumulo, opportunamente integrato nel sistema di sicurezza e regolazione della centrale, è, inoltre, utilizzato per fornire capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza, con livelli prestazionali superiori agli impianti di generazione convenzionali.

Al fine di poter garantire quanto sopra, la batteria deve lavorare sinergicamente con i motori diesel, dando vita ad una vera e propria centrale ibrida, in analogia a quanto già applicato nel settore veicolare. Tale modalità di esercizio è possibile solo identificando opportunamente i diversi layer di controllo, sia embedded nei componenti (i.e. centralina dei motori e inverter della batteria) che a livello di sistema di controllo della centrale di produzione.

Il sistema di gestione e controllo, sviluppato da Enel, è in grado di massimizzare il rendimento complessivo della centrale ibrida, nelle sue componenti di generazione (motori diesel e batteria) e di assorbimento (batteria), nel rispetto dei vincoli imposti da:

- caratteristiche funzionali dei generatori (P min/max, tempi di avviamento/fermata, modi di funzionamento e relativi tempi di transizione, ecc.);
- caratteristiche di funzionamento del sistema di accumulo (P min/max in carica e scarica, tempi di risposta e di inversione, modalità di funzionamento isocrono o con statismo, stato di carica, ecc.);
- mantenimento della frequenza di rete all'interno dell'intervallo previsto da normativa vigente.

A valle dell'installazione del sistema di accumulo e della verifica preliminare delle sue prestazioni, è stata effettuata l'integrazione dello stesso con il sistema di controllo della centrale Enel. L'impianto ibrido è stato messo in esercizio a fine 2015. A partire dal mese di Febbraio 2016, a seguito di un periodo iniziale di set-up e tuning del sistema di controllo, la batteria ha funzionato con continuità ed è stato possibile valutare i benefici apportati dal sistema.

Di seguito si riportano le prime evidenze raccolte nei primi sette mesi di esercizio della centrale ibrida di Ventotene.

In particolare, il sistema di accumulo ha permesso ai motori di lavorare in prossimità del punto nominale e ha gestito la variabilità del carico, coprendo i picchi di potenza e diminuendo la riserva necessaria a garantire la stabilità di rete. In Figura 6.4 è riportato il funzionamento giornaliero tipico della centrale ibrida nel periodo invernale in cui si evidenziano i contributi dei generatori e del sistema di accumulo.

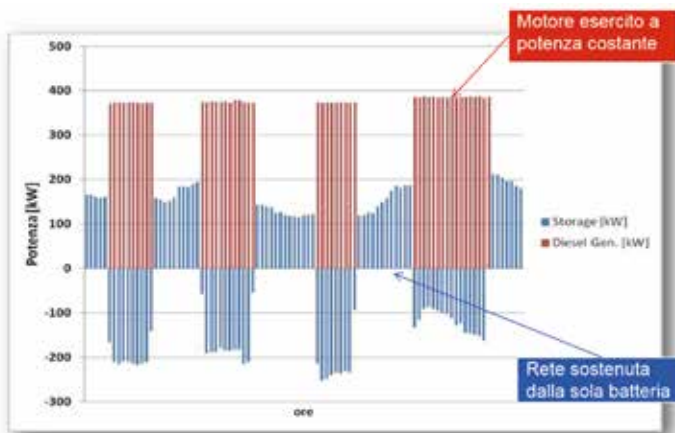


Figura 6.4 – Funzionamento ottimizzato della centrale ibrida.

In aggiunta, nelle ore in cui la regolazione della frequenza e della tensione è avvenuta ad opera della batteria, è stato possibile osservare una diminuzione dell'ampiezza delle oscillazioni della frequenza, come mostrato in Figura 6.5, e pertanto il mantenimento dei parametri di rete in un range più prossimo a quello nominale.

Al fine di valutare le prestazioni del sistema ibrido sono stati, inoltre, identificati una serie di indicatori di prestazione quali ad esempio:

- *Riduzione percentuale delle ore di funzionamento dei diesel:* rapporto tra il numero di ore di effettivo

esercizio dei motori e il numero di ore in cui avrebbero dovuto lavorare in assenza di storage.

- *Percentuale di funzionamento dei motori nel range di alta efficienza:* rapporto tra ore in cui i motori sono stati completamente spenti o in esercizio a pieno carico ed ore totali di funzionamento. L'indice evidenzia l'efficacia delle strategie di esercizio sulle quali è stato sviluppato il progetto di integrazione.
- *Risparmio di combustibile:* rapporto tra i consumi di combustibile dei motori allo stato attuale e i consumi che si sarebbero ottenuti in assenza di storage a parità di carico residuo.
- *Percentuale di impiego dei diesel per funzioni di regolazione primaria di frequenza e tensione:* rapporto tra le ore in cui i motori hanno effettuato servizi di regolazione di frequenza e tensione e le ore totali. L'indice evidenzia lo spostamento dei servizi di regolazione sullo storage al fine di preservare il funzionamento dei generatori a potenza costante.
- *Percentuale di impiego del Sistema di Storage per funzioni di regolazione primaria di frequenza e tensione:* rapporto tra le ore di esercizio dello storage per funzioni di regolazione e le ore totali. L'indice evidenzia l'utilizzo del sistema di accumulo per effettuare servizi di regolazione e per ottimizzare il punto di funzionamento dei generatori.
- *Percentuale di funzionamento dello Storage stand alone:* rapporto tra le ore in cui il carico dell'isola è stato sostenuto esclusivamente dal sistema di storage e le ore mensili totali. L'indice dà un'indicazione delle ore in cui tutti i motori sono stati completamente spenti poiché lo storage è stato in grado di sostenere il carico dell'isola e di mantenere il servizio elettrico. Ciò ha un impatto positivo sia in termini di prolungamento della vita utile dei motori che di riduzione l'impatto acustico degli asset di generazione.
- *Disponibilità del sistema di storage:* rapporto tra le ore in cui lo storage è stato disponibile e le ore totali nel periodo di riferimento. L'indice evidenzia l'affidabilità del sistema di storage per il sostentamento del carico dell'isola e la fornitura dei servizi a supporto della stabilità della rete.

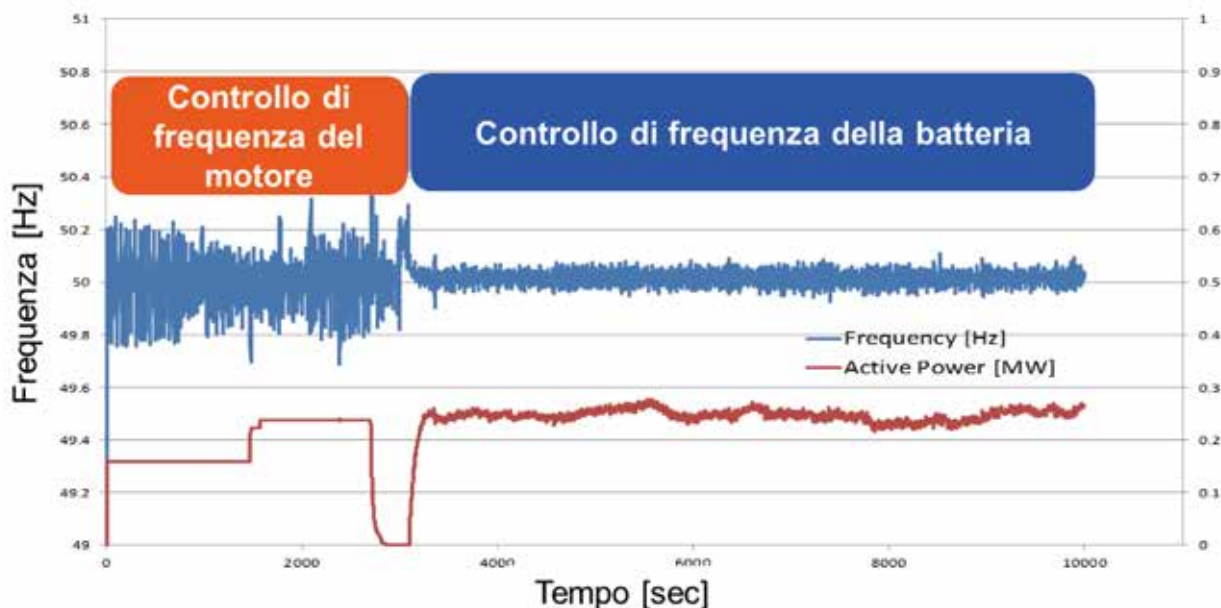


Figura 6.5 - Diminuzione dell'ampiezza delle oscillazioni di frequenza ottenuta grazie allo storage.

Sulla base degli indicatori di prestazione sopra elencati, è stato possibile verificare l'effettivo beneficio apportato dallo storage nel sistema elettrico di Ventotene.

In particolare, è stato possibile constatare che il sistema di storage nel 90% delle ore è stato in esercizio ed è stato il responsabile del servizio di regolazione primaria di frequenza e tensione dell'isola (Figura 6.6), consentendo ai motori o di stare spenti o di lavorare a potenza massima costante, incrementandone l'efficienza, diminuendone il consumo di combustibile e riducendone l'usura.

È stato ottenuto un apprezzabile risparmio di combustibile, stimato mediamente pari a circa il 15% con punte del 17% nei mesi invernali in cui l'effetto di ottimizzazione del punto di lavoro dei motori ad opera del sistema di accumulo è maggiormente accentuato, dal momento che, in alcune ore del giorno, è possibile sostenere il carico dell'isola esclusivamente grazie alla batteria, tenendo quindi spenti i motori.

Complessivamente i motori hanno risparmiato il 54% di ore di funzionamento a parità di carico, come evidenziato in Figura 6.7: essi hanno infatti funzionato complessivamente per un numero di ore totali pari a circa 4800, a fronte delle oltre 10500 ore in cui avrebbero dovuto lavorare in assenza di storage per sostenere il carico dell'isola.

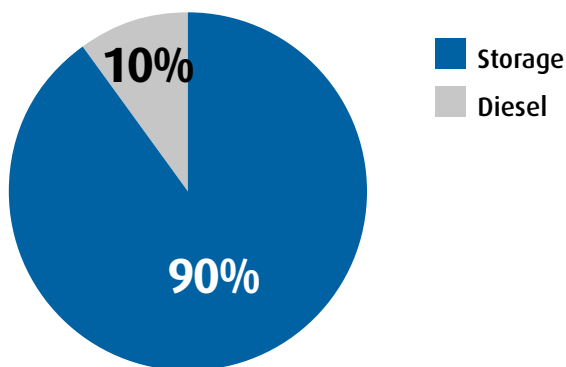


Figura 6.6 - Ore di servizio di regolazione coperto dal sistema di accumulo.

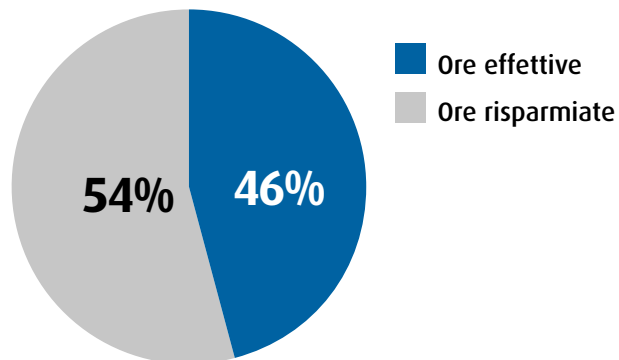


Figura 6.7 - Ore di funzionamento dei motori

I motori hanno, inoltre, lavorato per il 76% delle ore nel range di alta efficienza (spenti o a carico massimo), grazie anche al fatto che il sistema di accumulo è stato in grado di sostenere autonomamente per più di 1200 ore (24% delle ore del periodo analizzato, Figura 6.8) l'intero sistema elettrico e il carico dell'isola.

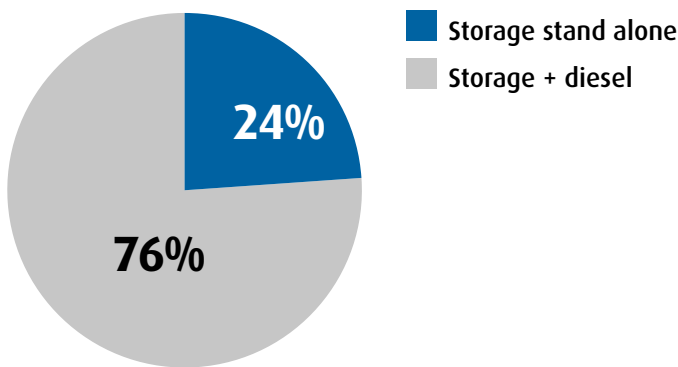


Figura 6.8 - Ore di sostentamento del sistema elettrico e del carico dell'isola

Nel periodo in esame il sistema di accumulo ha lavorato mediamente con un'efficienza di roundtrip in corrente alternata pari al 90% ed è risultato disponibile per il sostentamento del carico e la fornitura dei servizi richiesti per circa il 90% del tempo (Figura 6.9).

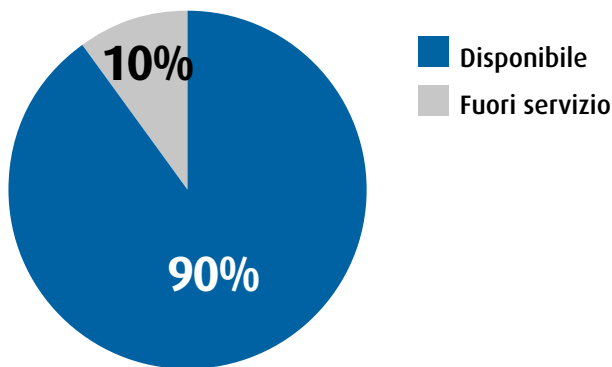


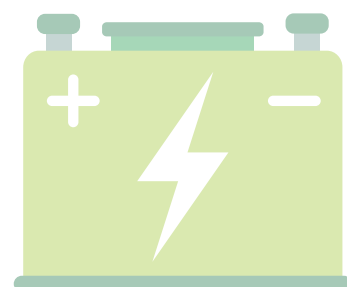
Figura 6.9 - Ore di disponibilità del sistema di accumulo per la fornitura dei servizi.

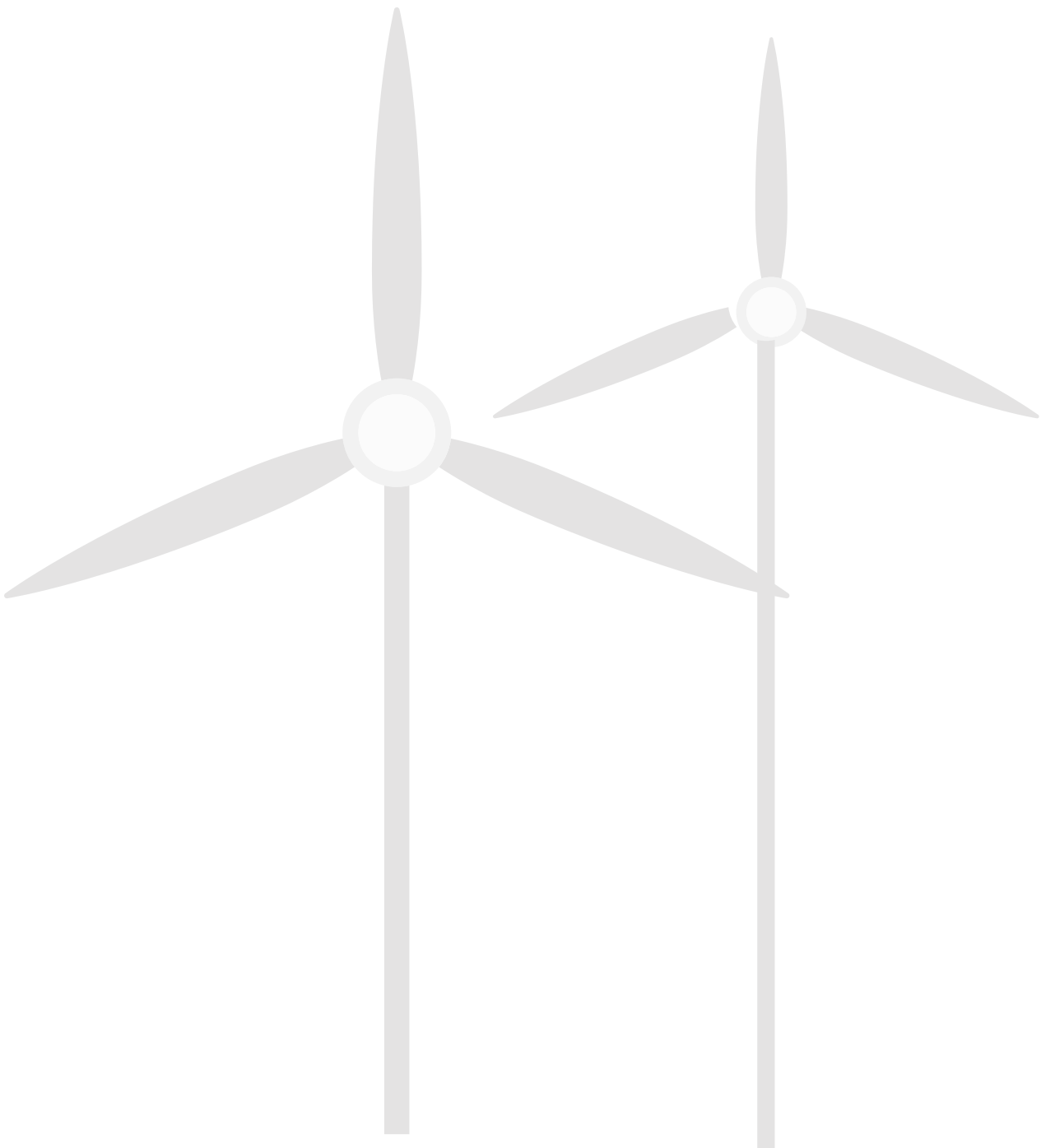
La principale causa di indisponibilità del sistema di storage è legata a malfunzionamenti della componentistica hardware del sistema di conversione della potenza (PCS - Power Conversion System), quale ad esempio il DC-Switch

che connette il modulo PCS con i rack batterie, che hanno comportato dei periodi di totale o parziale disservizio. Nei casi in cui la risoluzione del malfunzionamento ha comportato la necessità di pianificare un intervento di sostituzione della componentistica, la durata del relativo periodo di disservizio è stata influenzata negativamente dalle particolari condizioni logistiche di connessione dell'isola con il continente.

Data l'esperienza effettuata e i risultati ottenuti, al fine di limitare i periodi di disservizio totale del sistema, è fondamentale prevedere fin dalle fasi di design un certo grado di modularità e ridondanza della componentistica, soprattutto al livello di PCS. Il concetto di modularità e ridondanza risulta inoltre fondamentale anche nell'ambito della progettazione dell'architettura di comunicazione tra i vari componenti del sistema (BMS, PCS, Local control system, centralina di controllo dei motori diesel etc.) al fine di garantirne un elevato grado di robustezza e affidabilità.

I risultati fin qui ottenuti mostrano come l'esercizio sinergico della batteria con i motori diesel, in reti isolate, sia una soluzione sostenibile ed efficace per ottenere rilevanti risparmi in termini di combustibile e di costi di manutenzione, grazie alla notevole diminuzione delle ore di funzionamento degli asset e alla loro gestione ottimizzata. Tra i principali indici di sostenibilità è possibile annoverare l'importante riduzione dell'impatto acustico e delle emissioni di CO₂, nonché di NO_x e particolato, ottenibili grazie al funzionamento integrato con i gruppi di generazione della batteria. Tale soluzione tecnologica, inoltre, ha consentito un miglioramento della qualità del servizio elettrico per gli utenti finali (parametri di frequenza e tensione) e ha favorito una più estesa elettrificazione dei consumi energetici e un aumento della hosting capacity, dimostrata, quest'ultima, da un incremento della generazione da fonte rinnovabile a seguito della messa in esercizio della centrale ibrida.





CAPITOLO 7

I VANTAGGI DELL'INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO CON LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Una delle situazioni applicative in cui si ritiene utile l'utilizzo di Sistemi di Accumulo di energia è l'accoppiamento con impianti di generazione alimentati da Fonti Rinnovabili Non Programmabili, con particolare attenzione agli impianti eolici e fotovoltaici. In questo capitolo si riporta un resoconto di due applicazioni di questo tipo, sviluppate da ENEL Green Power.

7.1 INSTALLAZIONI REALIZZATE PER APPLICAZIONI IN RETE

7.1.1 SDA ACCOPIATO ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI CATANIA

Nel 2012 Enel Green Power ha realizzato un impianto fotovoltaico da 10 MW nei pressi di Catania, incentivato tramite il V Conto Energia. A causa delle congestioni locali la rete può accettare fino a 8 MW con un conseguente derating delle prestazioni dell'impianto che è connesso alla rete elettrica di Media Tensione.

Le caratteristiche tecniche dell'impianto e il mancato sfruttamento delle sue potenzialità lo hanno reso il candidato perfetto per testarne l'accoppiamento con un sistema di accumulo (SdA) di grande taglia con la finalità di studiarne le fattibilità tecnica.

Il progetto nasce quindi con lo scopo di dimostrare le potenzialità tecniche derivanti dall'integrazione dei SdA con gli impianti rinnovabili, sperimentando differenti applicazioni e avere la possibilità di verificare sul campo i benefici per il sistema elettrico e per il produttore al di là dei meccanismi di remunerazione attualmente presenti.

L'integrazione del SdA rende possibile lo sfruttamento di tutta la potenza generata dal fotovoltaico: il SdA può essere utilizzato per accumulare l'energia in eccesso nei momenti di picco e immetterla in rete nei momenti nei quali le condizioni sono più favorevoli. Il sistema integrato potrebbe

potenzialmente anche fornire servizi alla rete, garantendone l'esercizio in sicurezza.

Date le caratteristiche dell'installazione si è reso necessario individuare tecnologie idonee ad applicazioni energy intensive, ma anche in grado di rispondere velocemente ad eventuali repentini cambi di produzione. L'analisi delle tecnologie disponibili sul mercato ha fatto ricadere la scelta su batterie Sodio-Cloruro di Nichel ad alta temperatura.

Alcune delle caratteristiche di questa tecnologia ad alta temperatura sono: la robustezza (sono infatti in grado di lavorare per intervalli di temperatura molto più ampi di altre tecnologie, da -40°C a +50°C) e la discreta densità energetica, che consente di avere ingombri relativamente limitati.

Il sistema installato è pertanto costituito da:

- Battery Energy Storage System (BESS): 1 MW/2MWh;
- Elettronica di Potenza (PCS-Power Control System): 1MW;
- Controllore di impianto (SC-Site Controller);
- Balance of system (trasformatori, interruttori, quadri elettrici, ecc).

Il BESS è costituito da 100 moduli batteria contenenti ciascuno 216 celle da 45 Ah collegate in serie. Ogni modulo è in grado di accumulare 20 kWh. L'efficienza di conversione DC/DC è maggiore dell'85%. Ogni modulo è gestito da un BMS (Battery Management System) che controlla e protegge le celle in base ai limiti operativi e di stato di carica e monitora le condizioni della batteria.

Il PCS è costituito da un inverter bidirezionale in grado di lavorare su quattro quadranti. Il Master Controller gestisce tutte le unità regolando l'erogazione di potenza attiva e reattiva, con risoluzione inferiore al ciclo di comando, e la regolazione di tensione sia allo stazionario che durante i transitori.

L'SC è costituito da componenti hardware e software che sono gestiti attraverso un'interfaccia touchscreen: l'SC permette di comunicare e controllare l'ESS, attraverso il monitoraggio dello stato e delle misure fondamentali.

Il trasformatore di potenza (1 MVA 15 kV/380V) è usato per elevare la tensione del convertitore a 15 kV per la connessione con la rete MT. Il trasformatore è configurato in modalità stella-triangolo, con il centro stella messo a terra e il triangolo utilizzato per la configurazione del sistema di batterie. Il lato triangolo, con avvolgimenti a bassa tensione, aiuta a limitare eventuali impatti dovuti ai fault del sistema di storage delle batterie. Il sistema è in esercizio da Maggio 2015 e i principali obiettivi della sperimentazione sono stati:

- Caratterizzare sul campo e in condizioni reali il BESS in funzione dei principali KPI (Key Performance Indicator) del sistema;
- Effettuare un'analisi tecnico-economica della gestione della potenza attiva (Energy Shifting e Peak Shaving) finalizzata alla massimizzazione dell'immissione in rete dell'energia fotovoltaica, che sarebbe altrimenti decurtata;
- Valutare la fattibilità della potenziale fornitura di servizi di rete da parte del sistema integrato Fotovoltaico e BESS (regolazione di tensione e di potenza);
- Valutare le performance del BESS.

I KPI presi in esame per la caratterizzazione del BESS sono i seguenti:

- Capacità effettiva;
- Massima potenza in carica;
- Capacità in carica in funzione del SoC;
- Massima potenza in scarica;
- Capacità in scarica rispetto al SoC;
- Efficienza di ciclo;
- Efficienza di ciclo profondo;
- Tempo di auto scarica.

I primi mesi di test hanno avuto lo scopo di testare le capacità del SdA e di migliorare le prestazioni dell'impianto. Durante questo periodo si è evidenziato quanto segue:

- Il sistema è stato caratterizzato in carica e scarica per

la gestione di potenza attiva e ha dimostrato una efficienza di ciclo in DC > 88%, in AC > 75%;

- La tecnologia in esame ha differenti comportamenti durante le fasi di carica e di scarica:
 - Fase di scarica: output di potenza costante in tutto l'intervallo operativo (0÷1000kW)
 - Fase di carica: output di potenza con comportamento asintotico, in funzione del SoC, del set-point di potenza e dello stato iniziale (pronta o in esercizio);
- Nell'ipotesi di far lavorare il sistema per fornire regolazione primaria, con le stesse modalità con cui il servizio viene richiesto ad un impianto convenzionale, la batteria è in grado di fornire fino a 1 MW di potenza in pochi secondi, i vincoli dell'attuale codice di rete (Allegato A15 CdR di Terna) sono quindi ampiamente rispettati al di là delle specifiche richieste, (erogazione del servizio entro 30 sec per una durata di almeno 15 minuti);
- La potenza in fase di carica è funzione non lineare del SoC; occorre pertanto individuare opportuni intervalli di lavoro in base alle applicazioni;
- Nell'ipotesi di far lavorare la batteria per fornire regolazione secondaria, con le stesse modalità con cui il servizio viene richiesto ad un impianto convenzionale, per l'impianto PV da 8 MW, sarebbe necessario un SdA di maggiore capacità, in quanto è richiesta la fornitura di 480 kW da erogare entro 200 secondi da mantenere per almeno 2 ore, così come viene richiesto agli impianti convenzionali (il $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche, come definito nell'Allegato A15 del CdR di Terna);
- Per mantenere la batteria alla temperatura operativa durante le fasi di standby è richiesta una potenza di 25 kW;
- Periodicamente è necessario far fare al BESS un ciclo di mantenimento che consiste in un ciclo completo di carica, partendo da un SoC del 20% per un tempo di 10 ore;
- Nei primi mesi di test sono avvenuti 4 fault, dovuti ad allarme di sovratensione dell'inverter.

7.1.1.1 PROGETTO CATANIA: LESSON LEARNT, ASPETTI POSITIVI E CRITICITÀ

La fase costruttiva in sito è stata molto veloce. Come previsto, l'utilizzo di sistemi preassemblati permette di minimizzare i tempi dovuti allo sviluppo in sito.

La fase di permitting e l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, invece, ha richiesto più tempo di quanto pianificato, a causa della mancanza di una regolamentazione specifica relativa ai componenti utilizzati.

I primi mesi di esercizio hanno evidenziato le principali problematiche, molte delle quali occasionali e di rapida risoluzione legate alla fase di rodaggio iniziale, altre da approfondire e che richiedono una messa a punto del sistema.

Al fine di ottimizzare l'impianto e risolvere i punti critici Enel Green Power e il fornitore hanno pianificato incontri semestrali nei quali analizzare il comportamento del BESS, del PCS e degli ausiliari del sistema.

Dalle analisi è emerso che l'indisponibilità del sistema è stata causata principalmente dal ripetuto verificarsi di buchi di tensione sul nodo di rete a cui è connesso i quali hanno causato l'apertura delle protezioni del sistema stesso. Il PCS attualmente non è configurato per resettarsi in automatico, questo richiede un ripristino locale manuale da parte degli operatori o tramite interfaccia remota da parte del fornitore. Il sistema di batterie a seguito dello shutdown si spegne con conseguente raffreddamento; a questo punto il ripristino della funzionalità rende necessario un nuovo warm-up delle celle. Queste tematiche hanno fatto emergere l'importanza di operare in condizioni di elevata automazione, che consentano di ripristinare facilmente il sistema in caso di malfunzionamenti attribuibili a cause esterne.

Nel primo anno di esercizio (maggio 2015 - aprile 2016) il sistema ha lavorato per più di 7000 ore. Va comunque segnalato che l'update del sistema di controllo eseguito nel corso della sperimentazione per mettere a punto il sistema all'impianto cui è integrato e l'esperienza maturata dal personale di Enel Green Power operante in sito, hanno portato ad un trend crescente dell'efficienza, in termini di disponibilità del sistema, nel corso del primo anno di esercizio.

7.1.1.2 OBIETTIVI E RISULTATI DELL'APPLICAZIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO NEL PROGETTO CATANIA

Si riporta in Figura 7.1 la suddivisione dei servizi forniti dal SdA nel periodo Giugno - Settembre 2016.

Il caso applicativo è nato allo scopo di progettare, installare e testare le capacità del SdA- il primo di taglia industriale connesso alla rete nel parco Enel Green Power, integrato con un sistema di generazione rinnovabile esistente (impianto PV "Catania1").

Obiettivi del progetto, quindi, sono stati così definiti: la valutazione dell'integrazione tra RES e BESS, la verifica dell'effettiva capacità di un SdA di rendere dispacciabile un impianto non programmabile e di valutarne la capacità di fornire servizi alla rete (regolazione di tensione e frequenza), di maturare esperienza nel settore O&M relativamente a tecnologie BESS e di sviluppare una piattaforma unica per la gestione del sistema integrato RES + BESS.

L'integrazione di un SdA con un impianto a fonti rinnovabili offre la possibilità di applicare strategie di mercato che altrimenti non sarebbe possibile utilizzare per impianti non programmabili.

La strategia in questo caso si basa sull'ottimizzazione della produzione che ha come obiettivo sia la minimizzazione degli sbilanciamenti tra produzione programmata ed effettiva che la valorizzazione economica dell'energia prodotta.

Il processo considera come input i dati di forecast (previsione della producibilità dell'impianto su scala temporale di medio

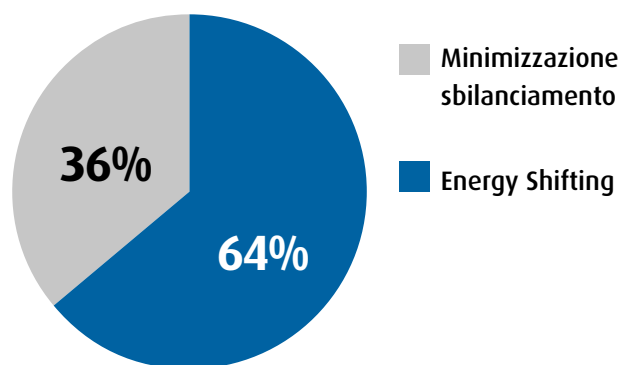


Figura 7.1 - Servizi forniti dal BESS installato a Catania nel periodo Giugno - Settembre 2016

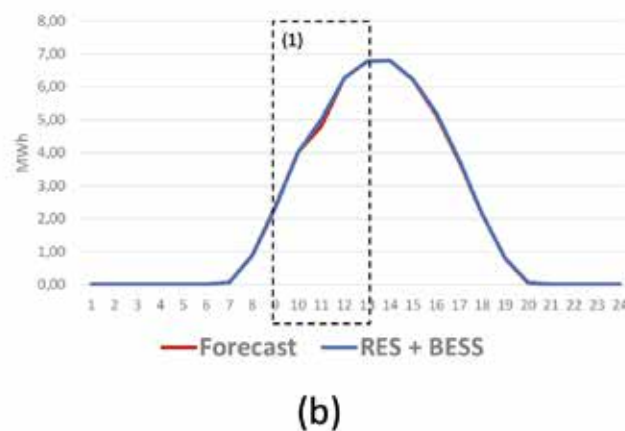
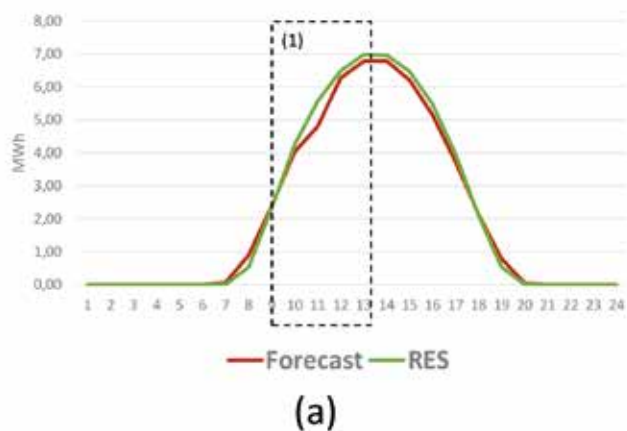


Figura 7.2 - Confronto tra forecast e produzione del solo impianto RES (a) e tra forecast e impianto integrato RES+BESS (b)

periodo), eventualmente aggiornati con quelli di nowcast (previsione della producibilità nell’arco temporale di 1 ora), i segnali di stato ricevuti dal SdA e la previsione dei prezzi di mercato.

L’ottimizzazione è perseguita a livello centralizzato per tutti gli impianti. L’output è inviato come programma di produzione a un supervisore che ha il compito di trasmettere

all’impianto e alla batteria il loro programma di produzione. Si consideri ad esempio il caso dello sbilanciamento: si riportano in Figura 6.2 i risultati di alcuni test.

Si può vedere come durante la giornata la produzione dell’impianto FV sia stata sottostimata rispetto alla produzione reale (a). Il SdA è in grado di assorbire la produzione in eccesso rispetto al pianificato, in questo modo contribuisce in maniera determinante a riallineare i due profili (b), riducendo notevolmente l’impatto sullo sbilanciamento dell’impianto. Il comportamento del SdA è evidenziato soprattutto nell’area tratteggiata (1). L’aumento delle prestazioni di impianto è confermato dalla riduzione del valore dell’errore, come mostrato in Tabella 7.1 e Figura 7.3.

N MAE Giornaliero (%)		
RES	RES + BESS	Delta
1,71%	0,25%	-1,45%

Tabella 7.1 - Valore dell’errore giornaliero dell’impianto RES e dell’impianto integrato RES+BESS

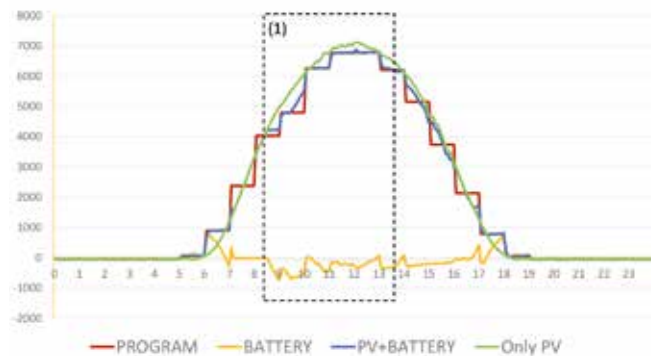


Figura 7.3 - Andamenti dei profili reali e previsti con dettaglio a 5 minuti con evidenza dell’errore.

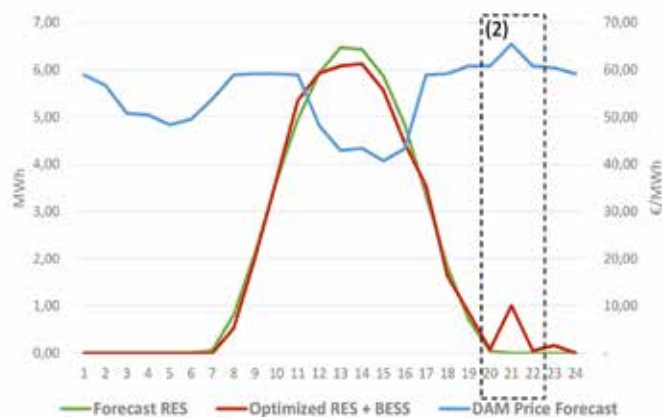


Figura 7.4 - Profili giornalieri di previsione dell’impianto RES, dell’impianto integrato RES+BESS e del prezzo di vendita dell’energia.

Se si vuole sfruttare l'impianto, invece, per effettuare Energy Shifting, tenuto in considerazione la previsione di produzione dell'impianto RES e la previsione di prezzi del Mercato del Giorno Prima (MGP), l'obiettivo diventa la valorizzazione economica su base giornaliera.

Il programma punta quindi ad assorbire energia nelle fasce orarie in cui i prezzi sono più bassi per immetterla nuovamente in rete nelle fasce orarie più remunerative, con conseguente riequilibrio del mercato.

Le Figure 7.4 e 7.5 mostrano l'andamento dei profili giornalieri della produzione di impianto e dei prezzi, con evidenza dello scostamento produzione reale e ottimizzata e con dettaglio di quando effettuare Energy Shifting, come evidenziato nella sezione tratteggiata (2).

Anche in questo caso si ha un miglioramento delle prestazioni di impianto, come evidenziato dalla Tabella 7.2.

Ritorno economico giornaliero su base MGP (€)		
RES	RES + BESS Ottimizzato	Delta
2325,13	2355,09	+1,29%

Tabella 7.2 - Incremento del ritorno economico dell'impianto integrato ottimizzato

Si riporta in Figura 7.6 un esempio di utilizzo del SdA, durante una giornata tipo, in cui si applica un programma di ottimizzazione "completo" per minimizzare lo sbilanciamento ed effettuare energy shifting.

- H 6 ÷ 11: Minimizzazione sbilanciamento: l'errore di Forecast si riduce dal 4,2% allo 0,47% (-88%);
- H 11 ÷ 17: Impianto in sovrapproduzione a causa della limitata capacità del BESS (2MWh) rispetto alla taglia dell'impianto e al comportamento del SdA in carica (l'energia stoccata verrà poi usata per lo shifting);

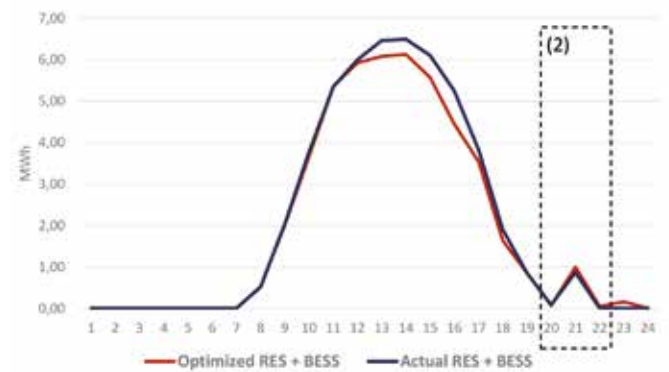


Figura 7.5 - Andamento del profilo di produzione giornaliero

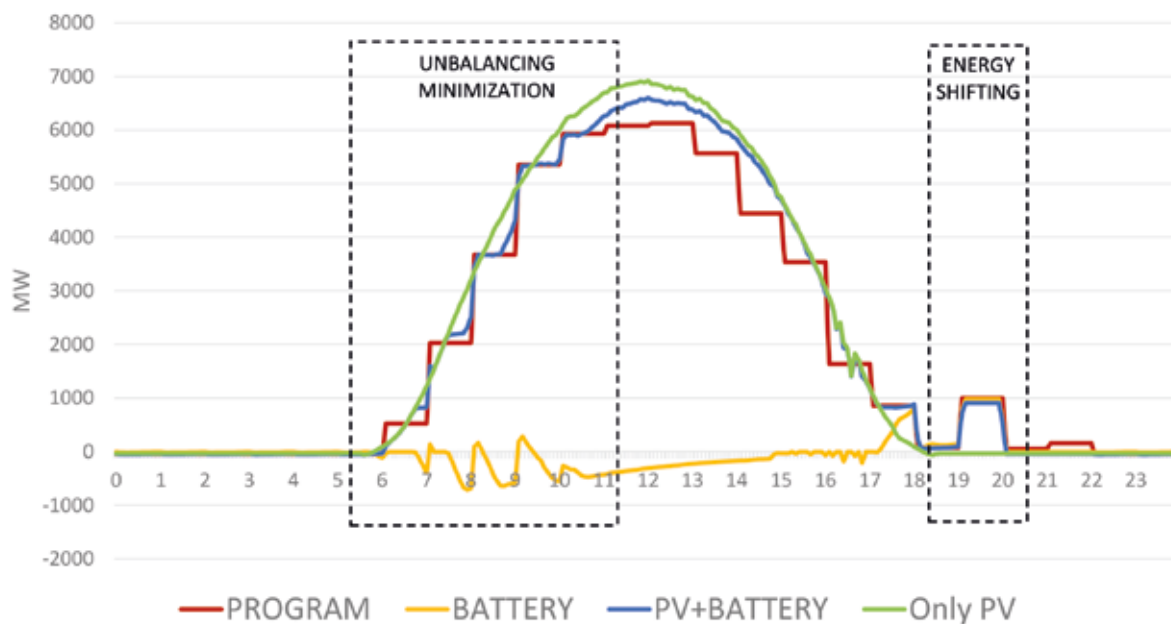


Figura 7.6 - Minimizzazione degli sbilanciamenti ed Energy Shifting

- **H 17 ÷ 19:** Minimizzazione sbilanciamento: l'errore di forecast si reduce dal 2,05% al 1,70% (-17%);
- **H 19 ÷ 20:** Energy Shifting Immissione dell'energia precedentemente accumulata con un incremento dei revenues del 40% rispetto al momento in cui l'energia è stata stoccata.
- **Revenues giornalieri attesi:** incremento di circa 1,3%.

In un possibile contesto regolatorio che riconosca alle fonti rinnovabili, non rilevanti e connesse alla rete di media tensione, la partecipazione ai servizi di rete, a titolo di esempio si riporta un potenziale business plan derivante dall'integrazione del BESS con l'impianto RES.

Per quantificare il potenziale ritorno economico dell'integrazione sono stati studiati tre possibili casi:

- **Energy shifting e peak shaving:** considerando un impianto che offra sul mercato MGP (valori di rif. 2014), un ciclo al giorno con efficienza del 75%, un delta prezzo di 20€/MWh si ottengono dei flussi in ingresso pari a 6 k€/y. Poiché l'impianto di Catania 1 è incentivato secondo il V Conto Energia, non ci sono flussi associati all'Energy Shifting.
- **Riserva primaria:** l'impianto RES garantisce la riserva primaria (ipotesi di applicare lo stesso vincolo che vale per un impianto a fonti tradizionali), quindi $\pm 1,5\%$ della P_{max} da fornire entro 30 secondi dalla richiesta per 15 minuti; in questo scenario la regolazione primaria verrebbe affidata al BESS, evitando quindi perdite nella produzione per 440 MWh/y; i flussi associati alle perdite evitate sarebbero pari a 23 k€/y.
- **Riserva secondaria:** nel caso di partecipazione ed accettazione dell'offerta, l'impianto RES rendere disponibile la riserva secondaria (ipotesi di applicare lo stesso vincolo che vale per un impianto a fonti tradizionali), quindi $\pm 6\%$ della P_{max} da fornire entro 200 secondi dalla richiesta per 2 ore; a causa della curva di carica del BESS solo fino al $\pm 4\%$ P_{max} , pari a ± 320 kW, può essere fornito per due ore consecutive; complessivamente si possono ottenere 31 k€/y (rif. Libro Bianco ANIE RSE 2015).

Dai risultati ottenuti è evidente che l'integrazione dei SdA con impianti fotovoltaici comporterebbe un notevole vantaggio nei confronti del sistema elettrico, permettendo di ridurre notevolmente l'errore nei profili di produzione

legata all'aleatorietà della fonte. Ne consegue che è auspicabile lo sviluppo di scenari regolatori che favoriscano l'utilizzo delle tecnologie descritte per favorire altresì lo sviluppo delle rinnovabili.

I primi risultati della sperimentazione mostrano che lo storage e gli impianti fotovoltaici possono lavorare sinergicamente anche se, come nel caso esaminato, la taglia dello storage è molto più piccola di quella del fotovoltaico. Il Master Scada manda il corretto set point allo storage al fine di eseguire esattamente il programma di produzione. Si evince, inoltre, che è possibile effettuare semplici ottimizzazioni come l'energy shifting. L'architettura e la configurazione del sistema permetterà di sviluppare altri algoritmi di ottimizzazione.

7.1.2 SISTEMA DI ACCUMULO ACCOPPIATO ALL'IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PIETRAGALLA

Potenza Pietragalla, impianto eolico da 18 MW tra i più avanzati nel portfolio italiano di Enel Green Power è stato completato nel 2012. L'esigenza di aumentare l'integrazione in rete di impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, riducendone l'intermittenza e l'errore di forecast, e fornendo al contempo servizi ancillari alla rete elettrica, ha fatto nascere l'esigenza di accoppiare a questo impianto eolico un SdA. Anche in questo caso lo scopo del progetto pilota è stato studiare le fattibilità tecniche del sistema integrato al di là dei meccanismi di remunerazione. In generale, la variabilità di un impianto eolico è molto maggiore rispetto ad un impianto fotovoltaico, proprio per le caratteristiche della fonte primaria (Figura 7.7).

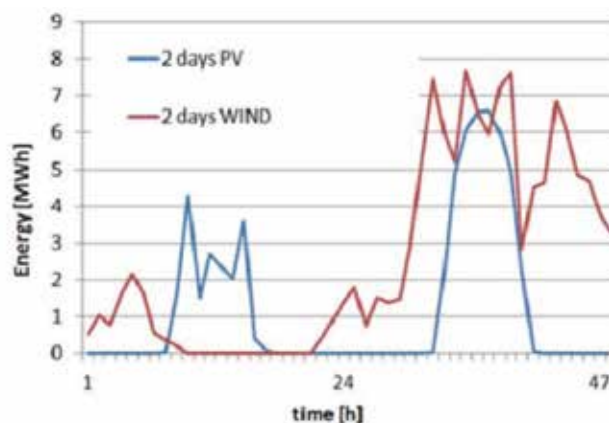


Figura 7.7 - Confronto tra l'andamento della produzione di un impianto fotovoltaico e di un impianto eolico

Questa elevata variabilità rende più difficile ottenere un buon accoppiamento tra le curve di produzione eolica prevista ed effettiva, causando numerosi sbilanciamenti nel profilo di produzione difficilmente prevedibili.

Anche in questo caso il progetto ha lo scopo di dimostrare le potenzialità tecniche derivanti dell'integrazione dei SdA con gli impianti eolici, sperimentando differenti applicazioni al di là dei meccanismi di remunerazione attualmente presenti.

Nell'ambito del programma di sperimentazione di SdA utility-scale, Enel Green Power ha deciso, quindi, di integrare nell'impianto eolico di Pietragalla un sistema agli ioni di Litio da 2MW/2MWh, facendo ricadere la scelta, in questo caso, su un sistema Power Intensive, caratterizzato da elevate prestazioni e prontezza di intervento, caratteristiche fondamentali per la regolazione di frequenza.

Questa installazione è pioniera nel suo ambito: rappresenta infatti la prima applicazione on-grid in Italia integrata con un impianto rinnovabile, connesso alla rete di Alta Tensione. L'impianto, essendo connesso in AT, ha permesso a EGP e al TSO (Transmission System Operator) italiano la sperimentazione di nuove regole appositamente sviluppate

per l'allacciamento di sistemi integranti storage e rinnovabili alla rete di trasmissione nazionale. In questa ottica, il progetto costituisce un case-study di riferimento nel suo genere.

Il SdA è assemblato in tre container: due contengono il sistema elettrochimico (Battery Energy Storage System – BESS), suddiviso in due sottosistemi con capacità 1 MWh ciascuno; ogni container è dotato, inoltre, di un sistema di condizionamento e di un controllo di temperatura, sia interna che esterna al cabinato, per assicurare le condizioni operative ottimali al sistema.

Nel terzo container sono collocati i convertitori che gestiscono lo scambio di flussi con la rete elettrica, i trasformatori e le protezioni elettriche e i sistemi di condizionamento e allarme.

La batteria è gestita e controllata da un sistema di gestione (Battery Management System – BMS) gerarchico multilayer, costituito cioè da BMS per ciascun rack e per l'intero sistema. I cicli di carica e scarica vengono eseguiti dagli inverter bidirezionali (Power Control System – PCS) che gestiscono lo scambio dei flussi energetici e mettono in atto i controlli derivanti dal sistema di gestione della batteria.

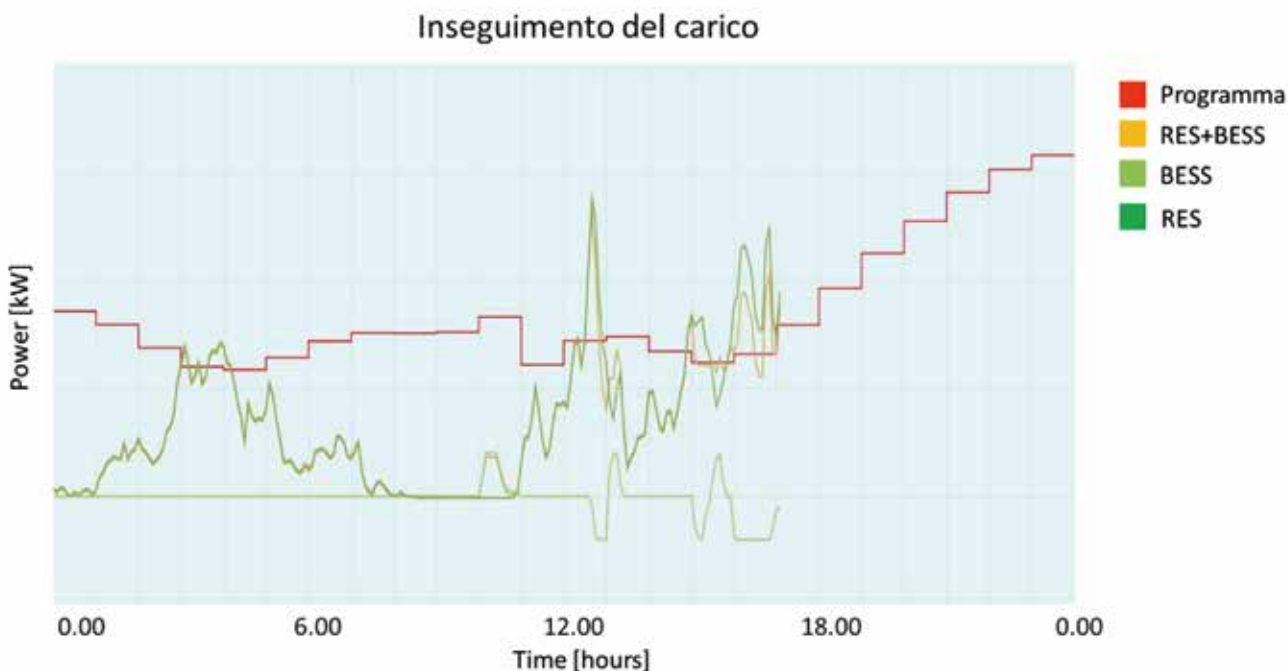


Figura 7.8 - Andamento dei flussi di potenza dell'impianto di Pietragalla in un caso di inseguimento del carico

Il SdA è in esercizio da settembre 2015 e i primi mesi sono stati dedicati a capire le potenzialità del sistema integrato ad assolvere ai servizi di regolazione primaria e alle altre richieste della rete. In particolare sono in fase di valutazione le seguenti funzioni:

- **Ordini di dispacciamento:** il BESS è usato per assolvere alle limitazioni di potenza dell'impianto imposte dal TSO, accumulando l'energia in eccesso ed evitando quindi perdite;
- **Regolazione Primaria:** tale servizio è parte dei servizi ancillari che il TSO potrebbe potenzialmente richiedere agli impianti di generazione se la frequenza è sopra o sotto il valore nominale; tale servizio viene fornito regolando la potenza del sistema integrato BESS+RES;
- **Regolazione Secondaria:** la regolazione secondaria potrebbe essere svolta dai dispositivi di regolazione per le unità di produzione attraverso l'acquisizione e l'elaborazione di un segnale, il livello di regolazione, inviato da un dispositivo automatico centralizzato, il Regolatore di Rete. Anche in questo caso il servizio potrebbe essere fornito regolando la potenza del **sistema integrato BESS+RES**;
- **Regolazione di potenza reattiva:** la regolazione di tensione serve a mantenere i valori di tensione entro limiti fissati, sia nei nodi di rete che, soprattutto, nei punti di consegna con gli utenti finali. I produttori, direttamente connessi in rete, devono contribuire alla regolazione di tensione, rispettando i limiti imposti. Il servizio è svolto regolando la potenza reattiva (Q) o il cos del sistema integrato BESS+RES.

I principali KPI monitorati sono:

- Massima potenza in carica;
- Capacità in carica in funzione del SoC;
- Massima potenza in scarica;
- Capacità in scarica rispetto al SoC;
- Efficienza di ciclo;
- Efficienza di ciclo profondo;
- Tempo di auto scarica.

Il SdA è stato caratterizzato in maniera completa sia in carica che in scarica: in particolare è stato studiato l'andamento della potenza attiva per tutti i valori di SOC in entrambi i versi

di funzionamento. Il sistema si è rivelato più performante di quanto atteso:

- Efficienza di ciclo in DC > 92%
- Efficienza di ciclo in AC > 83%

Si riporta in Figura 7.8 un esempio di sinottico per un giorno tipico di esercizio.

7.1.2.1 PROGETTO POTENZA PIETRAGALLA: LESSON LEARNT, ASPETTI POSITIVI E CRITICITÀ

L'iter autorizzativo, in parte simile a quanto fatto per Catania¹, ha richiesto anche in questo caso diversi mesi.

I test di collaudo sono stati eseguiti nei tempi previsti, anche se alcune criticità sono emerse e hanno richiesto interventi per la risoluzione. In particolare nel corso del collaudo è stato necessario aggiungere due estrattori per l'aria al container del PCS, per consentire un raffreddamento adeguato del container stesso ed evitare il blocco degli inverter a causa dell'aumento di temperatura.

Si è quindi evidenziata una criticità dovuta alla corretta integrazione dei SdA power intensive, dove la generazione interna di calore all'interno dei container è talvolta maggiore rispetto a quella dovuta all'irraggiamento solare o alla temperatura esterna.

Anche nei container in cui è alloggiato il BESS si sono verificati problemi di alta temperatura: il sistema a potenza massima subisce un surriscaldamento che, se protratto per tempi lunghi, può comportare il distacco della protezione magnetotermica. Tale prova è stata fatta in questa fase

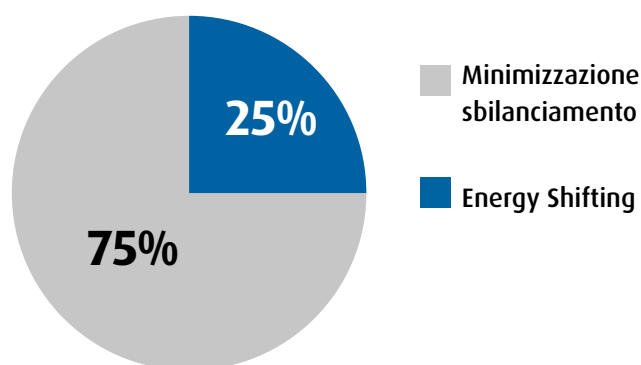


Figura 7.9 - Servizi forniti dal BESS installato a Pietragalla nel periodo Giugno - Settembre 2016

per testare le capacità del sistema di lavorare ad elevati C-rate, anche se, in condizioni reali, i tempi per i quali si può richiedere al sistema di lavorare a C-rate elevati sono tali per i quali tale problema non si verifica.

Si riporta in Figura 7.9 la suddivisione dei servizi forniti dal sistema di accumulo nel periodo Giugno - Settembre 2016.

7.1.2.2 OBIETTIVI E RISULTATI DELL'APPLICAZIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO NEL PROGETTO POTENZA PIETRAGALLA

Il sistema integrato di Pietragalla consente di validare algoritmi di gestione che permettono di esercire l'impianto come un asset convenzionale e verificare la possibilità di un impianto a fonti rinnovabili di partecipare al mercato dei servizi, come avviene già in altre realtà europee.

Si riportano sotto due esempi di funzionamento. In Figura 7.10 si mostrano i risultati della minimizzazione dello sbilanciamento. Nella prima parte della mattinata la produzione dell'impianto comincia a scostarsi dalla previsione. Lo scostamento aumenta intorno alle 9: il SdA è in grado di assorbire l'eccesso di produzione e riportare la produzione in linea con quanto dichiarato. La taglia del SdA fa sì che il profilo di produzione sia mantenuto per circa 5 ore (fino alle 14 circa), dopo di che il SdA, per limiti di taglia, non è più in grado di erogare energia e seguire il profilo di carico dichiarato. Il SdA, ad ogni modo, contribuisce in maniera significativa alla diminuzione dell'errore sulla previsione (18,6%).

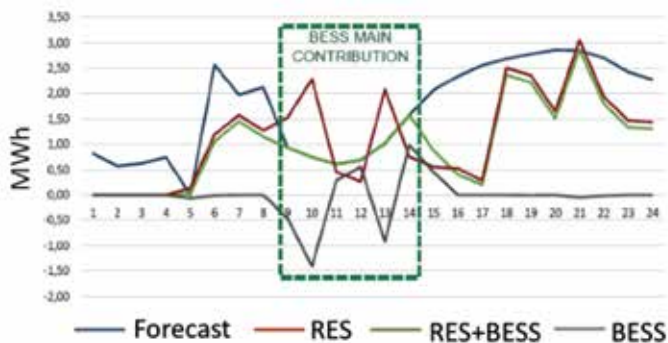


Figura 7.10 - Andamento dei flussi di impianto nel caso di minimizzazione dello sbilanciamento

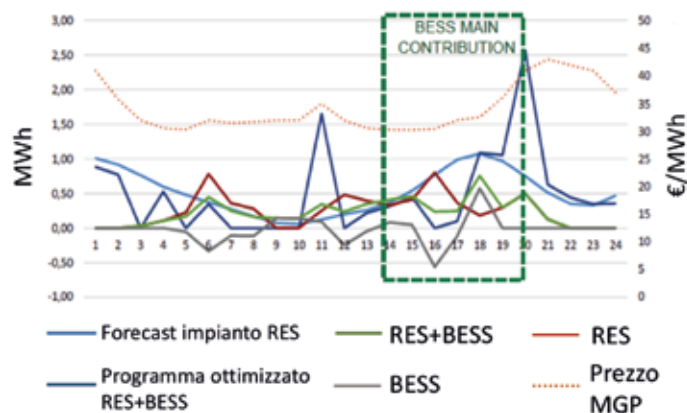


Figura 7.11 - Andamento dei flussi di impianto nel caso di Energy Shifting

La Figura 7.11 mostra invece l'andamento dei flussi di impianto nel caso di energy shifting. Come si evince dal grafico, il profilo di produzione del solo impianto eolico non rispetta la previsione e non tiene conto dell'andamento del prezzo dell'energia. Attraverso il SdA, è possibile immagazzinare l'energia e valorizzarla a beneficio del produttore e del sistema.

Il BESS, però, riesce ad effettuare Energy Shifting solo in parte, in quanto lo spostamento di tutta l'energia prodotta dall'impianto richiederebbe una capacità di accumulo energetico molto più elevata. Anche lo stato di carica influisce sulla capacità della batteria di accumulare energia: la batteria può accumulare la quantità massima di energia solo nel caso in cui sia pienamente scarica.

Anche in questo caso si evince come i SdA possano contribuire attivamente ad aumentare la stabilità del sistema e favorire lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, e come l'integrazione dei due sistemi costituisca una soluzione ottimale sia dal punto di vista economico che tecnologico.

7.2 INSTALLAZIONI REALIZZATE PER IMPIANTI ON/OFF-GRID

7.2.1 OLLAGÜE

Il primo impianto off-grid realizzato da Enel Green Power è quello attualmente in esercizio presso la comunità di Ollagüe, un piccolo villaggio situato nel deserto del Cile a 3700 metri di altitudine, allo scopo di fornire energia elettrica e limitare

quanto più possibile l'uso del generatore diesel presente. Il villaggio di Ollagüe era originariamente una miniera e si trova a 160 km da Calama, in prossimità del confine con la Bolivia. È abitato da circa 200 persone che vivono principalmente di allevamento. Il villaggio non è connesso alla rete elettrica della zona e la fornitura di energia elettrica era, prima della realizzazione dell'impianto, in carico ad un gruppo diesel da 250 kW che alimentava il paese per 16 ore al giorno, lasciando gli abitanti senza servizio dall'1 alle 8 del mattino.

L'altitudine e la collocazione geografica rendono le condizioni ambientali del sito estreme per via della forte escursione termica, con minime che scendono anche a -20°C.

Il progetto è nato quindi con lo scopo di creare un impianto off-grid, con generazione assicurata dal fotovoltaico e dall'eolico, supportata da un SDA elettrochimico, e un motore diesel come back-up. È stato installato anche un sistema termodinamico cogenerativo per fornire acqua calda ed elettricità alla scuola.

Date le condizioni ambientali di temperatura, l'ambiente desertico e il profilo del vento sono stati selezionati i seguenti componenti come i più appropriati per la realizzazione della microgrid (Figura 7.12):

- Moduli a film sottile multigiunzione (205 kWp);
- Batterie al Sodio Cloruro di Nickel ad alta temperatura da 752 kWh, particolarmente indicate per la loro

robustezza, l'alta densità energetica e la capacità di non risentire di forti escursioni termiche;

- Turbina mini-wind ad asse verticale da 30 kW;
- Generatore diesel di backup da 250 kW;
- Sistema termodinamico da 1 kW elettrico e 3kW termici.

La rete di Ollagüe viene alimentata direttamente dagli impianti fotovoltaico ed eolico, l'eccesso è accumulato in batteria per poi essere erogato durante la notte. Il diesel opera fondamentalmente da backup e da stabilizzatore delle batterie nei casi in cui è richiesta una ricarica controllata. Il sistema termodinamico è costituito da un motore Stirling accoppiato ad un disco solare. La microgrid è controllata tramite una control room che permette di effettuare anche monitoraggio remoto (Figura 7.13).

È inoltre presente una stazione meteo che verrà integrata con sistemi di forecast e nowcast e dei sistemi di controllo real-time, per implementare algoritmi atti alla predizione della produzione da rinnovabile, al fine di ottimizzare il funzionamento della minigrig stessa e di massimizzare il ciclo di vita delle batterie. L'impianto è stato messo a punto alla fine del 2014 ed è in esercizio dai primi mesi del 2015. Il sistema si è rivelato molto affidabile: ha infatti, garantito la fornitura del servizio anche in presenza di condizioni climatiche avverse e ha subito delle interruzioni di

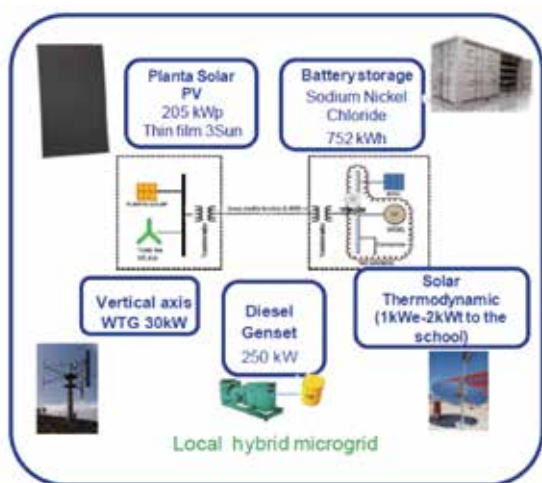


Figura 7.12 - Layout dell'impianto ibrido realizzato presso la comunità di Ollagüe



Figura 7.13 - Layout del sistema di monitoraggio

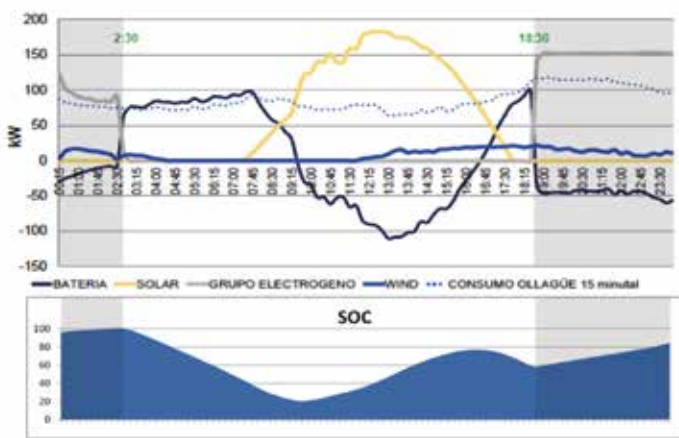


Figura 7.14 - Flussi di Potenza della minigrig e andamento dello Stato di Carica della batteria per un tipico giorno invernale di esercizio

funzionamento solo per il tempo necessario ad effettuare le manutenzioni programmate. Recenti misurazioni effettuate in sito confermano l'elevato livello di servizio offerto dalla soluzione con microrete di generazione ibrida. La minigrig è progettata per minimizzare l'uso del generatore diesel e di conseguenza il consumo di combustibile. Il suo funzionamento è supervisionato da un Power Management System (PMS), che gestisce tutte le logiche di controllo. La regolazione della microgrid è stata suddivisa in intervalli in funzione delle caratteristiche dell'impianto e della disponibilità delle risorse rinnovabili nei diversi momenti del giorno. I limiti dello stato di carica della batteria sono tenuti bassi, ad esempio, durante la parte centrale della giornata quando c'è la disponibilità del fotovoltaico che lavora a massima potenza e non è necessario quindi che essa sia carica. Nelle ore serali, al contrario, quando il fotovoltaico non produce, i limiti di SOC sono elevati in modo da tenere la batteria carica e pronta a fornire energia. Si riporta in Figura 7.14 l'andamento dei flussi di potenza della minigrig e lo stato di carica della batteria.

Come si può vedere le richieste della comunità nelle ore notturne vengono sostenute prima dal diesel e poi dalla batteria, fino a quando il fotovoltaico non è nuovamente in grado di generare energia, coprendo completamente le ore della giornata.

Il vantaggio socio-economico di avere energia pulita disponibile sempre è molto importante per piccole comunità

che vivono in condizioni climatiche estreme e infatti la disponibilità del servizio ha fatto aumentare il consumo medio di elettricità. L'energia elettrica rappresenta un bene primario per lo sviluppo e il miglioramento della qualità della vita della comunità. Il beneficio immediato viene dalla disponibilità continua dell'illuminazione, che permette un tenore di vita più elevato e consente di svolgere liberamente attività come lo studio e la lettura, permettendo di elevare il livello di educazione. Anche i lavori domestici vengono favoriti dalla possibilità di agire nelle ore serali: le donne ad esempio possono svolgere la sera attività come la tessitura, contribuendo al bilancio familiare. Anche il turismo ha subito una spinta grazie alla disponibilità costante di energia elettrica e acqua calda e grazie anche alla possibilità di vedere in funzione un impianto innovativo.

Il coinvolgimento della comunità locale, sia nella fase realizzativa che in quella di esercizio e manutenzione ha contribuito notevolmente alla riuscita del progetto e ha responsabilizzato la popolazione a un utilizzo migliore e senza sprechi di energia elettrica.

Chiave del successo del progetto è stato indubbiamente il coinvolgimento delle autorità locali e della popolazione cui è affidata la gestione e manutenzione quotidiana (la pulizia dei pannelli e il controllo generale di corretto funzionamento è in carico a due signore del villaggio), col personale EGP che monitora da remoto l'operatività dell'impianto (Sala Controllo di Santiago del Cile, a quasi 2000 km di distanza), pronto ad intervenire in caso di malfunzionamenti che implicino maggiori conoscenze del sistema, fino a riavviare il sistema con black-start, ove necessario. L'impianto inoltre è stato formalmente affidato alle autorità locali.

Tra i prossimi obiettivi, oltre allo sviluppo e l'integrazione di un sistema avanzato di Energy Management System (EMS) che consentirà l'ottimizzazione dei flussi energetici, vi è l'applicazione di tariffe speciali che, implementate grazie ad un sistema di smart meter con credito pre-pagato recentemente installato, aiuteranno a responsabilizzare ancora di più la popolazione e a promuovere l'utilizzo di energia nei momenti in cui è disponibile la generazione da rinnovabile.

7.2.2 ALTRE APPLICAZIONI INDUSTRIALI OFF-GRID

Un settore che sta guardando alle fonti rinnovabili con sempre maggiore interesse è quello dell'industria estrattiva e di lavorazione dei materiali grezzi.

L'energia rappresenta per questa tipologia di industrie una delle voci di spesa principali. Uno strumento che può consentire all'industria mineraria di abbassare i costi di produzione è la riduzione del LCOE (Levelized Cost Of Energy) attraverso lo sfruttamento di risorse rinnovabili: l'energia elettrica consumata incide per circa il 25-30% nei costi di esercizio complessivi di una miniera.

Dall'altro lato l'industria del fotovoltaico guarda alle applicazioni in miniera come un settore emergente in forte espansione con importanti possibilità di applicazione in quanto le miniere assorbono grandi quantità di energia elettrica.

Le miniere sono situate generalmente in zone in cui l'infrastruttura elettrica non è capillarmente diffusa o è comunque insufficiente a sopperire al fabbisogno energetico richiesto: si crea in questo modo un alto potenziale per la realizzazione di grandi impianti fotovoltaici. L'integrazione di impianti rinnovabili, inoltre, aiuta l'industria mineraria a compiere dei passi verso la sostenibilità, riducendo sensibilmente l'utilizzo di fonti fossili e quindi le emissioni di CO₂.

Molto spesso le miniere sono anche situate in zone remote, senza connessione alla rete elettrica principale: si tratta per lo più di impianti off-grid in cui la generazione è affidata a sistemi diesel, con alti costi di produzione dell'energia dovuti al trasporto del combustibile. L'utilizzo di fotovoltaico in questi casi consente di ridurre notevolmente il costo dell'energia prodotta, arrivando anche al 50% in meno, in funzione del costo del diesel.

Esistono esempi di investimenti di questo tipo, siti estrattivi che si sono già dotati di un proprio impianto rinnovabile per la produzione di parte dell'energia consumata. Le miniere sono in funzione 24 ore al giorno per 7 giorni alla settimana, l'energia viene prelevata dal fotovoltaico durante il giorno e presa dalla rete, o affidata a generatori diesel nei casi off-grid, durante le ore serali e notturne.

Lo scenario di integrazione più semplice vede il diesel in funzionamento a carico parziale a supporto del rinnovabile.

Nei casi di indisponibilità del fotovoltaico il diesel agisce da backup, così come nelle ore serali, lavorando a pieno carico. In questo scenario in cui la generazione è affidata ad un impianto ibrido si ha una notevole riduzione dei consumi di combustibile.

L'obiettivo è quello di arrivare allo spegnimento della generazione convenzionale nelle ore diurne e poter sfruttare completamente il rinnovabile integrato con un SdA che è in grado di compensare le fluttuazioni del solare e, accumulando l'energia in eccesso durante le ore di massima produzione del fotovoltaico, di alimentare le utenze nelle ore di mancata produzione (tempo brutto o durante la sera).

Il primo caso di impianto fotovoltaico a supporto di una miniera è quello realizzato nel 2015 in Australia (miniera di Rame DEGrussa) in cui un impianto solare da 10,6 MW è stato realizzato per affiancare la stazione diesel presente da 19 MW. A supporto del fotovoltaico è stato installato anche un sistema di batterie al litio da 6 MW/1,8 MWh che permette di compensare le oscillazioni del fotovoltaico durante la giornata. Il diesel continua a fornire una potenza base garantendo la disponibilità a erogare picchi in caso di necessità.

L'impianto solare è in grado di fornire il 20% dell'energia consumata annualmente e contribuisce alla riduzione delle emissioni di CO₂ per circa il 15%.

Questa applicazione rappresenta la prima del suo genere e dimostra la realizzabilità di soluzioni di questo tipo, sia da un punto di vista tecnico che finanziario, con la definizione di soluzioni di finanziamento.

Le applicazioni di impianti rinnovabili per alimentare miniere rappresentano ancora un settore di nicchia, ma presentano ampi margini di crescita. La diminuzione dei prezzi del solare e la tendenza verso soluzioni di generazione "low-carbon" daranno nei prossimi anni una forte spinta al settore.



CAPITOLO 8

SISTEMI DI ACCUMULO A SUPPORTO DELLA GESTIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

L'utilizzo dei Sistemi di Accumulo (SdA) da parte dei gestori della rete di distribuzione negli ultimi anni ha riscosso un certo interesse, grazie alla flessibilità che tali apparati portano nell'esercizio dell'infrastruttura.

Lo scenario italiano, pur contraddistinto da una diffusione ancora limitata di SdA, ha permesso di valutare in diverse sperimentazioni, in progetti nazionali ed europei, i potenziali benefici connessi a diverse funzionalità:

- Il livellamento del profilo di scambio energetico della cabina AT/MT (detta anche cabina primaria, CP) con la rete MT, per una miglior gestione della variabilità dei flussi di potenza attiva dovuta agli impianti di generazione distribuita (GD);
- Il rifasamento e il controllo di tensione nel punto di connessione tra CP e dorsale (funzioni relative al controllo della potenza reattiva);
- Il back-up di rete per interruzioni brevi;
- Il *black start* di porzioni limitate di rete.

Allo stato attuale, non esiste tuttavia un quadro definito circa l'installazione e l'utilizzo di SdA da parte dei distributori di energia elettrica (DSO). A valle delle sperimentazioni condotte nei progetti pilota smart grid promossi dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) [1] [2], nel documento di consultazione 255/15 [3] la stessa ha valutato, accanto alle altre soluzioni, anche i potenziali benefici e i costi dei SdA. In questo documento si ipotizza l'impiego di SdA, purché:

- Sia condotta un'analisi costi - benefici secondo una metodologia condivisa;
- Il SdA si abbinì a funzionalità avanzate in termini di osservabilità di rete e regolazione della tensione (funzionalità 1 - 2);
- I valori nominali di potenza o di tensione del SdA non rientrino nei requisiti di abilitazione al mercato dei servizi di dispacciamento.

In questo senso le condizioni e le logiche adottate in ambito regolatorio possono essere sintetizzate in Figura 8.1.



Figura 8.1: AEEGSI documento di consultazione 255/15 - Criteri proposti per l'ammissibilità di accumuli elettrochimici (fonte: AEEGSI)

L'attuale assenza di una definizione univoca a livello regolatorio relativamente all'analisi costi-benefici e la prossima evoluzione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ha indotto l'AEEGSI a non riconoscere, al momento, "investimenti in sistemi di accumulo elettrochimico effettuati da imprese di distribuzione di energia elettrica fino a che le condizioni [...] non vengano compiutamente definite con provvedimento". Questa posizione è stata ulteriormente ribadita all'interno del "Testo Integrato per la regolazione - TIQE del periodo 2016 ÷ 2023" [4] dove, al fine di non precludere investimenti degli utenti di rete (intermediati da venditori e aggregatori) per la fornitura di servizi di dispacciamento, "l'Autorità non intende riconoscere investimenti in sistemi di accumulo elettrochimico effettuati da imprese di distribuzione di energia elettrica fino a che le condizioni (transitorie) non siano definite con apposito provvedimento".

Il fatto che i SdA non siano inclusi tra i dispositivi eleggibili per le funzionalità innovative con accesso alla promozione selettiva degli investimenti dei DSO, non esclude l'opportunità di investigare, anticipando l'aggiornamento del quadro regolatorio, un loro impiego "diffuso" in rete, per applicazioni "power intensive". Si sono perciò valutati scenari focalizzati sugli aspetti di continuità della fornitura, di incremento della connessione di generazione distribuita (*hosting capacity* - HC), e di supporto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Si riportano, infine, alcune considerazioni sulla convenienza economica dell'investimento da parte del Distributore per le suddette applicazioni.

8.1 CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA

La continuità del servizio di fornitura, rappresentando un fondamentale requisito per l'esercizio di una rete elettrica, è tra i principali aspetti regolati dall'Autorità che ne incentiva il continuo miglioramento attraverso un meccanismo di premi e penalità. La permanenza, tuttavia, di alcune situazioni critiche potrebbe suggerire l'impiego di SdA, di taglia contenuta, al fine di risolvere contingenze specifiche nell'esercizio di rete. Il SdA avrebbe il vantaggio di essere trasportabile e poter quindi essere utilizzato in situazioni che non richiedono interventi di potenziamento della rete di natura permanente.

Dal punto di vista prettamente tecnico, il livello di

continuità del servizio è espresso da due indicatori definiti a livello normativo [4]: il **numero di interruzioni** e la **durata complessiva di interruzione** per utente. Il primo è rappresentato dalla formula:

$$\frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n interruzioni accadute nell'anno solare, e dove

- U_i è il numero di utenti coinvolti nella i -esima interruzione considerata;
- U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

Il secondo indicatore è dato dalla seguente espressione:

$$\frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} * t_{i,j})}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n interruzioni accadute nell'anno solare e, per ciascuna di esse, a tutti gli m gruppi di utenti affetti dalla stessa durata di interruzione. Inoltre:

- $U_{i,j}$ è il numero di utenti coinvolti nella i -esima interruzione (con $i = 1, \dots, n$) e appartenenti al j -esimo gruppo di utenti affetto dalla stessa durata di interruzione (con $j = 1, \dots, m$);
- $t_{i,j}$ è la corrispondente durata dell'interruzione per il gruppo di utenti $U_{i,j}$;
- U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

Il Distributore è direttamente incentivato alla riduzione delle interruzioni tramite penalità per livelli di continuità inadeguati e con premi per "recuperi aggiuntivi" rispetto al valore tendenziale. I livelli obiettivo, confermati per il periodo 2016 ÷ 2023 in durata e in numero di interruzioni annue per utente e per le diverse zone di concentrazione, prevedono:

- Per gli ambiti territoriali ad alta concentrazione: 25 minuti/utente e 1,0 interruzione/utente;

- Per gli ambiti territoriali a media concentrazione: 40 minuti/utente e 2,0 interruzioni/ utente;
- Per gli ambiti territoriali a bassa concentrazione: 60 minuti/utente e 4,0 interruzioni/ utente.

A tal proposito l’Autorità ha recentemente pubblicato le tabelle relative agli indicatori di continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica relativi alle interruzioni **lunghe** (superiori a 3 minuti), **brevi** (da 1 secondo a 3 minuti) e **transitorie** (inferiori ad 1 secondo) relative all’anno 2014, come disposto dal [5]. Da tali dati si evince che, allo stato attuale:

- Nei comuni con oltre 50.000 abitanti (definiti zone “ad alta concentrazione”), il **66% dei clienti subisce mediamente meno di 3 interruzioni** (lunghe o brevi o transitorie) e circa il **54% dei clienti ha avuto in media disservizi di durata cumulata inferiore a 25 minuti**;
- Nei comuni di media grandezza, con oltre 5.000 fino a 50.000 abitanti (definiti zone “a media concentrazione”), il **56% delle utenze subisce oltre 6 interruzioni** annue, e il **61% da 25 ai 50 minuti in termini di durata**;
- Nei comuni più piccoli sotto i 5.000 abitanti (definiti zone “a bassa concentrazione”), su oltre 8,5 milioni di utenze, il **78% subisce oltre 6 interruzioni** annue e il **41% oltre 50 minuti in durata**.

Come atteso, a fronte delle medie sopra riportate si osserva una ampia variabilità delle situazioni locali. Il numero maggiore di disservizi si concentra principalmente in 14 province del mezzogiorno e in una parte di quella di Trento, zone di maggiore diffusione di reti di tipo rurale (dove si concentra il 25% di utenza coinvolta in disservizi oltre i valori obiettivo). Relativamente alle interruzioni transitorie, sono invece 29 province del mezzogiorno e l’area di Rovigo a registrare le medesime criticità.

Nel seguito viene presentato un approfondimento circa l’installazione di un SdA con finalità di contrasto di interruzioni lunghe senza preavviso, che hanno maggiore impatto sui clienti, e brevi, per situazioni locali particolarmente critiche. Si considera un SdA installato presso una cabina secondaria

(CS), dedicato a mitigare le interruzioni senza preavviso della relativa rete bassa tensione (BT) sottesa. Si adottano le seguenti ipotesi:

- I guasti hanno origine all’interno della rete MT con SdA dedicato ad alimentare le utenze sottese per il tempo occorrente (ipotesi tendenzialmente conservativa considerando la totalità delle interruzioni in BT risolvibili in CS)
- Il SdA è in grado di affrontare interruzioni brevi e transitorie del servizio, oltre a quelle lunghe.

In accordo all’attuale regolazione definita da TIQE, la riduzione della durata complessiva delle interruzioni ha, innanzi tutto, un beneficio diretto per il distributore derivante sostanzialmente dalla riduzione di penalità, calcolata come:

$$DREC \cdot [(POT_1 \cdot C_1) + (POT_2 \cdot C_2)]$$

dove DREC è il recupero di continuità, dato dalla differenza tra il livello obiettivo e il livello effettivo biennale (espresso in minuti/utente, con segno positivo per miglioramento della continuità), POT_1 è il rapporto tra l’energia complessivamente distribuita ai clienti alimentati in BT per usi domestici e il numero di ore annue complessivo, espresso in kW, POT_2 è l’analogo rapporto riferito agli utenti BT per usi non domestici e MT e i parametri C_1 e C_2 assumono valori che dipendono dal livello di concentrazione e tengono conto di alcune franchigie. Si evidenzia come la valutazione sia condotta sul complesso dei clienti serviti, suddivisi per livello di concentrazione, ed è pertanto complesso calcolare il beneficio derivante dalla riduzione in una specifica cabina secondaria.

Le statistiche ufficiali AEEGSI permettono, tuttavia, di costruire alcune casistiche particolarmente significative al fine di individuare possibili taglie (e relativi costi) del SdA. La Tabella 8.1 riepiloga i dati disponibili per l’anno 2014 in termini di numero, durata complessiva e media delle interruzioni per cliente nelle varie regioni.

Indicatori per l'anno 2014	Numero medio annuo di interruzioni per utente BT - interruz. senza preavviso lunghe numero [DE.06]			Durata annua di interruzione per utente BT - interruz. senza preavviso lunghe minuti [DE.07]			Durata media per interruzione minuti / cliente [DE.07/ DE.06]		
	Alta	Media	Bassa	Alta	Media	Bassa	Alta	Media	Bassa
Concentrazione									
Piemonte	1.4	1.1	2.0	37.8	31.5	100.5	27.0	29.7	50.2
Valle d'Aosta	-	1.1	0.8	-	25.4	37.6	-	23.3	48.2
Lombardia	0.8	1.0	1.6	30.0	31.5	51.6	35.7	30.9	32.6
Trentino A.A.	0.2	1.2	2.5	7.4	34.2	67.8	33.7	28.3	26.8
Veneto	1.1	1.4	3.3	28.9	43.1	205.8	26.7	29.9	62.7
Friuli V.G.	0.5	1.0	2.4	17.6	31.4	216.4	32.6	32.7	90.9
Liguria	1.1	1.3	3.4	78.5	49.4	111.3	73.3	38.3	32.9
Emilia R.	0.7	1.0	1.8	22.0	31.8	76.1	32.3	32.4	41.6
Toscana	1.0	1.5	2.3	33.3	47.9	66.5	34.7	31.1	28.8
Umbria	0.9	1.4	2.6	25.3	39.5	68.6	26.9	27.8	26.5
Marche	0.8	1.2	2.0	22.5	53.8	52.1	28.5	45.9	26.7
Lazio	1.2	2.4	2.9	42.8	64.2	74.2	35.4	26.9	25.2
Abruzzo	1.7	2.1	2.3	30.9	42.7	58.9	18.7	20.8	25.3
Molise	0.3	1.1	1.5	12.8	37.4	36.4	41.2	33.7	23.9
Campania	1.9	3.2	3.8	51.4	77.4	89.6	27.1	24.1	23.6
Puglia	1.8	2.9	3.8	51.7	133.7	371.1	28.5	45.5	97.7
Basilicata	1.3	1.8	1.6	19.1	128.7	79.7	14.4	70.7	50.7
Calabria	3.0	3.3	3.9	66.1	134.1	136.0	21.7	41.0	34.9
Sicilia	2.7	4.7	5.5	81.2	587.7	683.3	30.5	126.4	124.9
Sardegna	1.7	3.0	4.2	36.0	90.9	110.3	21.8	29.9	26.5

Tabella 8.1 Numero, durata complessiva e media delle interruzioni per cliente (fonte: elaborazione RSE su dati AEEGSI)

Nel seguito dell'analisi, basata anche sulla scelta di aree a differente struttura economica, è stata scelta la Basilicata come regione rappresentativa per la media concentrazione e la Liguria per l'alta concentrazione. Per quest'ultima regione si è considerata una zona di tipo turistico, con utenze terziarie (hotel, negozi) abbastanza sensibili alle interruzioni, mentre per la Basilicata un'area sostanzialmente residenziale. La categoria a bassa concentrazione è stata esclusa dalla

valutazione per il numero ridotto dei clienti alimentati dalla cabina, che limita i potenziali benefici derivanti dall'adozione di SdA in rete.

Per il dimensionamento qualitativo del SdA si procede attraverso due diversi metodi. Nel primo, più semplificato e maggiormente conservativo, il dimensionamento è basato sulla taglia del trasformatore di CS, ipotizzando che nel momento dell'interruzione il carico corrisponda alla metà

della taglia nominale dell'apparato. Nel secondo approccio si considera invece il numero medio di utenti BT serviti dalla CS e la potenza media impegnata durante l'interruzione, determinata a partire dalla zona di concentrazione e della tipologia di utenza.

Si è ipotizzata, innanzi tutto, una media di numero utenti per CS rispettivamente pari a:

- 400 clienti (taglia trasformatore: 630 kVA), con 70% di tipo residenziale, in alta concentrazione;
- 200 clienti (taglia trasformatore: 250 kVA) con 90% di tipo residenziale, in media concentrazione;

La stima circa la potenza media impegnata durante l'interruzione è stata tratta dall'indagine AEEGSI sui costi delle interruzioni [6]:

- **0,24 kW** per i clienti domestici, sulla base dell'energia domestica distribuita in un anno (tra 0,212 e 0,245 kW in funzione del grado di concentrazione);
- **1,11 kW** per i clienti non domestici, sulla base dell'energia non domestica BT distribuita in un anno (tra 0,98 e 1,67 kW in funzione del grado di concentrazione).

Poiché, come prima richiamato, non è agevole condurre la diretta valorizzazione tramite riduzione della penalità o incremento di premio per recupero aggiuntivo riconosciuto al DSO, i benefici dell'applicazione del SdA sono stati

calcolati a partire dalla valorizzazione economica della riduzione dell'energia non fornita e della potenza media, ancora dall'AEEGSI sui costi delle interruzioni:

- **7,50 €/(kWh non fornito)** per gli utenti domestici
- **33,75 €/(kWh non fornito)** per gli utenti non domestici;

In Tabella 8.2 e Tabella 8.3 sono riportati i risultati di calcolo per le due regioni prescelte, secondo i due metodi proposti. Per ciascuna regione, viene individuata la capacità del SdA, e viene stimato il potenziale beneficio tramite la valorizzazione della riduzione di energia non fornita con i dati prima riportati. L'applicazione dei due metodi porta, in ciascun caso, a un diverso dimensionamento del SdA, in termini di potenza e capacità, con uno scostamento più ampio nel caso della Basilicata, indicatore della forte dipendenza dei risultati dalle ipotesi adottate sul carico sotteso. Da questa stima della capacità, nonché dalla potenza media assorbita durante le interruzioni, si può inoltre stimare la potenza richiesta per il SdA (dati anche i vincoli della specifica tecnologia, tipicamente con rapporto energia: potenza di 1:1 o 2:1 per la famiglia del Litio).

Nel caso studio della Liguria e della Basilicata, il SdA (rispettivamente 350 kWh e 150 kWh di taglia stimata) avrebbe rispettivamente un costo approssimativo di circa 350 k€ e 150 k€ (supponendo un valore di acquisto di

LIGURIA	
Alta concentrazione	
Calcolo semplificato	$E_{SdA} = \frac{1}{60} \frac{DE_{07}}{DE_{06}} \frac{S_{trfco}}{2} \cos \varphi = 346 \text{ kWh}$
Calcolo esteso	$E_{SdA} = \frac{n_{utenti}}{60} \frac{DE_{07}}{DE_{06}} \left(0.245 \frac{\%_{utenti_residenziali}}{100} + 1.67 \frac{\%_{utenti_non_residenziali}}{100} \right) = 328 \text{ kWh}$
Valorizzazione energia non fornita / anno	$C_{E_non_fornita/anno} = \frac{0.245 DE_{07} S_{trfco}}{60} \frac{\%_{utenti}}{100} C_{E_non_fornita}$
	<p>Ut. domestici: 0.9 k€/anno</p> <p>Ut. non domestici: 11.8 k€/anno</p>
	<p>>> 12.7 k€/anno</p>

Tabella 8.2 Regione Liguria – valutazione benefici potenziali da installazione di SdA per contrasto alle interruzioni lunghe

BASILICATA	
Media concentrazione	
Calcolo semplificato	$E_{SdA} = \frac{1}{60} \frac{DE_{07}}{DE_{06}} \frac{S_{trafo}}{2} \cos \varphi = 132 \text{ kWh}$
Calcolo esteso	$E_{SdA} = \frac{n_{utenti}}{60} \frac{DE_{07}}{DE_{06}} \left(0.245 \frac{\%_{utenti_residenziali}}{100} + 1.67 \frac{\%_{utenti_non_residenziali}}{100} \right) = 77 \text{ kWh}$
Valorizzazione energia non fornita / anno	$C_{E_non_fornita/anno} = \frac{0.23 DE_{07} S_{trafo}}{60} \frac{\%_{utenti}}{100} C_{E_non_fornita}$ <p> Ut. domestici: 0.93 k€/anno Ut. non domestici: 2.14 k€/anno </p> <p style="text-align: right;"> >> 3.1 k€/anno </p>

Tabella 8.3 Regione Basilicata - valutazione benefici potenziali da installazione di SdA per contrasto alle interruzioni lunghe

riferimento pari a 1000 €/kWh [7]) che, pur nell'ipotesi di vita di 10 anni, risulta significativamente superiore ai benefici stimati tramite la valorizzazione dell'energia non fornita. Tale costo si può infine confrontare con l'investimento di tipo tradizionale, che è di difficile stima essendo fortemente dipendente dall'entità del potenziamento richiesto per risolvere la criticità locale (cabina secondaria, rete MT, ecc.).

Le interruzioni della continuità del servizio elettrico definite "brevi", differentemente dalle precedenti, si caratterizzano per una durata complessiva minore, **dal secondo ai 3 minuti**. Anche per questo tipo di disservizio, le statistiche ufficiali AEEGSI disegnano un quadro ragionevolmente positivo, con alcune situazioni locali meno performanti rispetto al valore obiettivo.

Si ipotizza che il SdA installato per affrontare le interruzioni lunghe sia in grado di contrastare anche il fenomeno delle

interruzioni brevi, caratterizzate da un ridotto ammontare di energia non fornita all'utenza, grazie ad adeguate prestazioni dell'elettronica di potenza e dei sistemi di controllo. Questa applicazione, tuttavia, può teoricamente far propendere per una strategia differente dalla precedente, che preveda l'installazione di SdA di taglia inferiore presso più CS di una medesima dorsale MT.

Alcuni progetti sperimentali hanno cercato di valutare la convenienza di utilizzare SdA per la continuità della fornitura. Si evidenzia, in particolare, l'esperienza del progetto pilota smart grid ARETI (ex ACEA Distribuzione), avviato nell'ambito della sperimentazione [8], che ha previsto l'installazione di tre SdA a ioni di Litio con funzionalità multiple: *peak shaving*, compensazione delle fluttuazioni di potenza attiva di dorsale e riduzione, principalmente, delle interruzioni brevi (Figura 8.2).

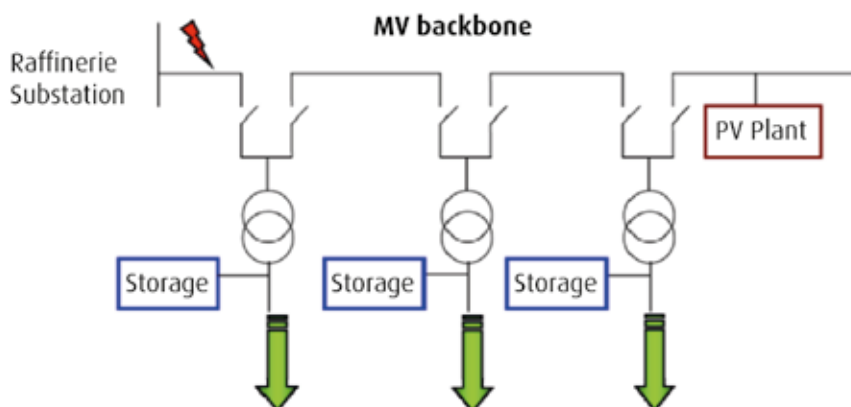


Figura 8.2 Progetto SdA distribuito dorsale Persichetti (fonte: ARETI Relazione Finale Progetto Smartgrid)

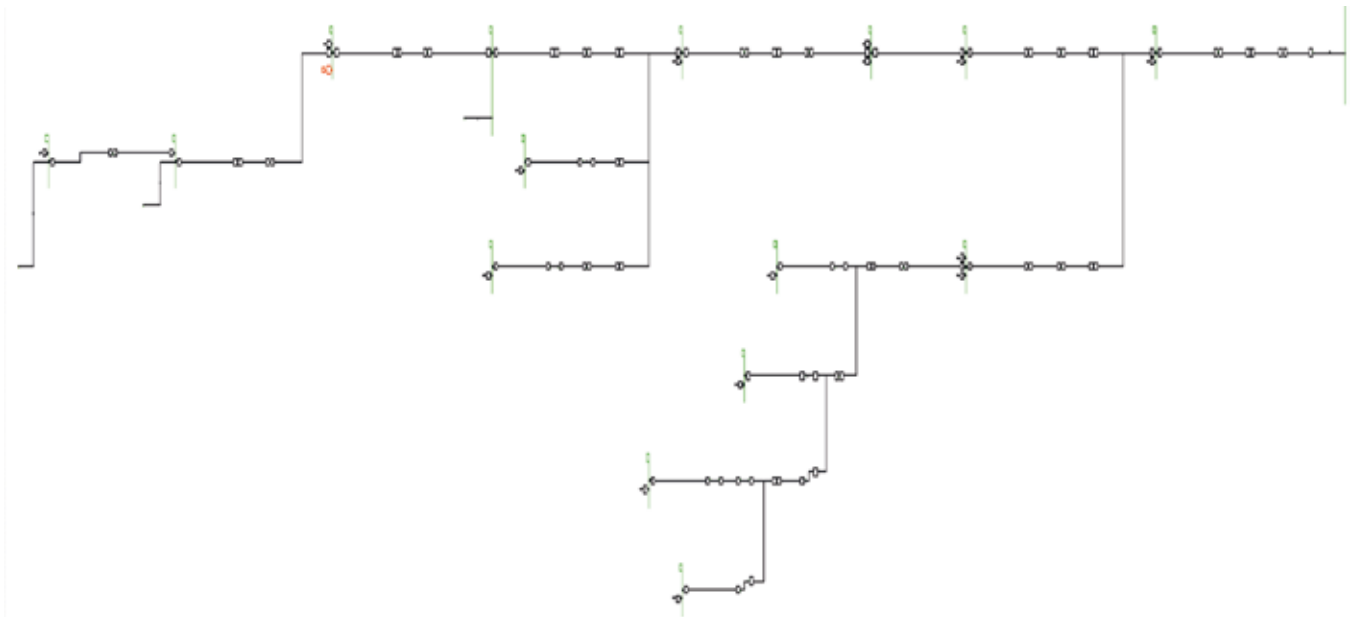


Figura 8.3 Rete MT "test" utilizzata per l'analisi. Le sbarre indicate rappresentano le CS, il nodo evidenziato raffigura il generatore fotovoltaico (1 MW).

L'assenza di un'analisi costi-benefici dedicata alla sola riduzione delle interruzioni, nell'ambito di quella più generale suddivisa per macro-funzioni [9] non permette di quantificare la reale economicità di questa applicazione, che rimane il primo tentativo in ambito nazionale di SdA in assetto polifunzionale multi-dispositivo (differentemente dal progetto Enel di Isernia, basato su singolo accumulo centralizzato in media tensione, dedicato comunque a più funzionalità).

8.2 INCREMENTO DELLA HOSTING CAPACITY

Tra le numerose funzionalità che possono essere conseguite con l'installazione di SdA nelle reti di distribuzione, va annoverato l'incremento della quantità di GD connettibile senza interventi strutturali, comunemente definita hosting capacity (HC). L'impiego di un SdA, opportunamente posizionato e dimensionato [10], attraverso la partecipazione alla regolazione di tensione avanzata (modulazione della potenza attiva e reattiva) può conseguire una variazione apprezzabile della HC e conseguentemente il differimento di investimenti di rete (ad esempio per trasformatori AT/MT). D'altro canto, il controllo evoluto di rete rappresenta l'alternativa principale all'installazione di un SdA con

tale scopo; esso è potenzialmente in grado di garantire prestazioni analoghe attraverso dispositivi in campo e software integrati nelle piattaforme di esercizio di rete.

L'obiettivo dell'analisi consiste nel confronto fra SdA e controllo evoluto; per lo scopo si è considerata, a titolo di modello, una porzione di rete MT reale (Figura 8.3), caratterizzata da CS (circa 18) insistenti su zone ad alta, media e bassa concentrazione, con la presenza di un impianto di generazione fotovoltaica di dimensioni significative (potenza nominale 1 MVA) e da un carico relativamente modesto (329 kW medio annuale, 2384 kW massimo).

La tecnica di calcolo della HC, basata sulla metodologia "nodale" in condizione di carico minimo e generazione massima, ha innanzi tutto confrontato la massima potenza di GD connettibile nel caso "base", nel quale la tensione di sbarra MT in cabina primaria è regolata con metodo tradizionale, con la hosting capacity che si può ottenere dall'applicazione di un set-point ottimo della tensione di sbarra. Quest'ultima metodologia è in grado di garantire, per la rete in esame, un aumento di HC di rete di circa il 7% rispetto all'esercizio tradizionale a tensione di sbarra MT fissa (Tabella 8.4), valore paragonabile a quanto riscontrato in progetti pilota su reti analoghe.

HC_{base} [kW]	HC_{ott} [kW]	ΔHC [kW]	$\Delta HC\%$
7 195	7 696	501	6.96

Tabella 8.4 Hosting capacity di rete – variazione fra caso base (tensione MT fissa) e caso di regolazione ottima di tensione

La valorizzazione di questo incremento di HC (beneficio tecnico) è ottenuta tramite la procedura proposta in [3], che fa riferimento alle tariffe di connessione della GD [11]: per 501 kW, il totale dei corrispettivi di connessione si attesta attorno a 30 k€. Pur tenendo conto che le tariffe di connessione non corrispondono ai costi effettivi di ammodernamento della rete, un SdA di costo paragonabile avrebbe una capacità di circa 30 kWh, difficilmente adeguata a raggiungere lo stesso incremento complessivo, anche ottimizzandone il nodo di connessione e il profilo di carica/scarica. Altri benefici, non direttamente valutabili, quali la riduzione di CO₂ da parte della generazione FER aggiuntiva, non colmare l'ampia

“forbice” (oltre un ordine di grandezza) tra quanto richiesto e quanto realmente proponibile alle cifre di mercato attuali. Si evidenzia, tuttavia, come il SdA non vada tendenzialmente considerato come un dispositivo esclusivamente alternativo ai sistemi evoluti di controllo, ma come un supporto integrato con le altre leve di flessibilità quale il variatore sotto carico del trasformatore. A tal proposito si riportano i risultati delle analisi condotte all'interno del demo italiano del progetto europeo Grid4EU [12] nel quale si è evidenziato da parte del SdA (1 MW/1 MWh) un ruolo limitato, ma positivo, all'incremento di HC (Figura 8.4).

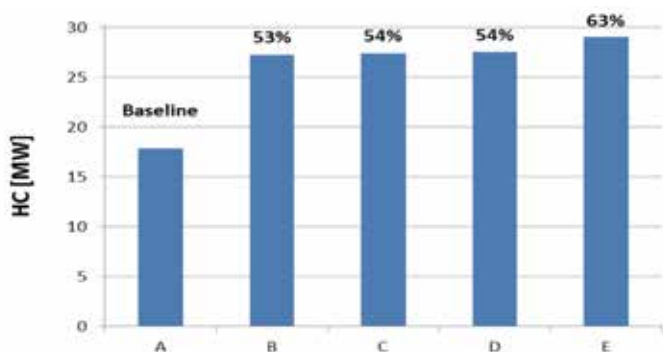


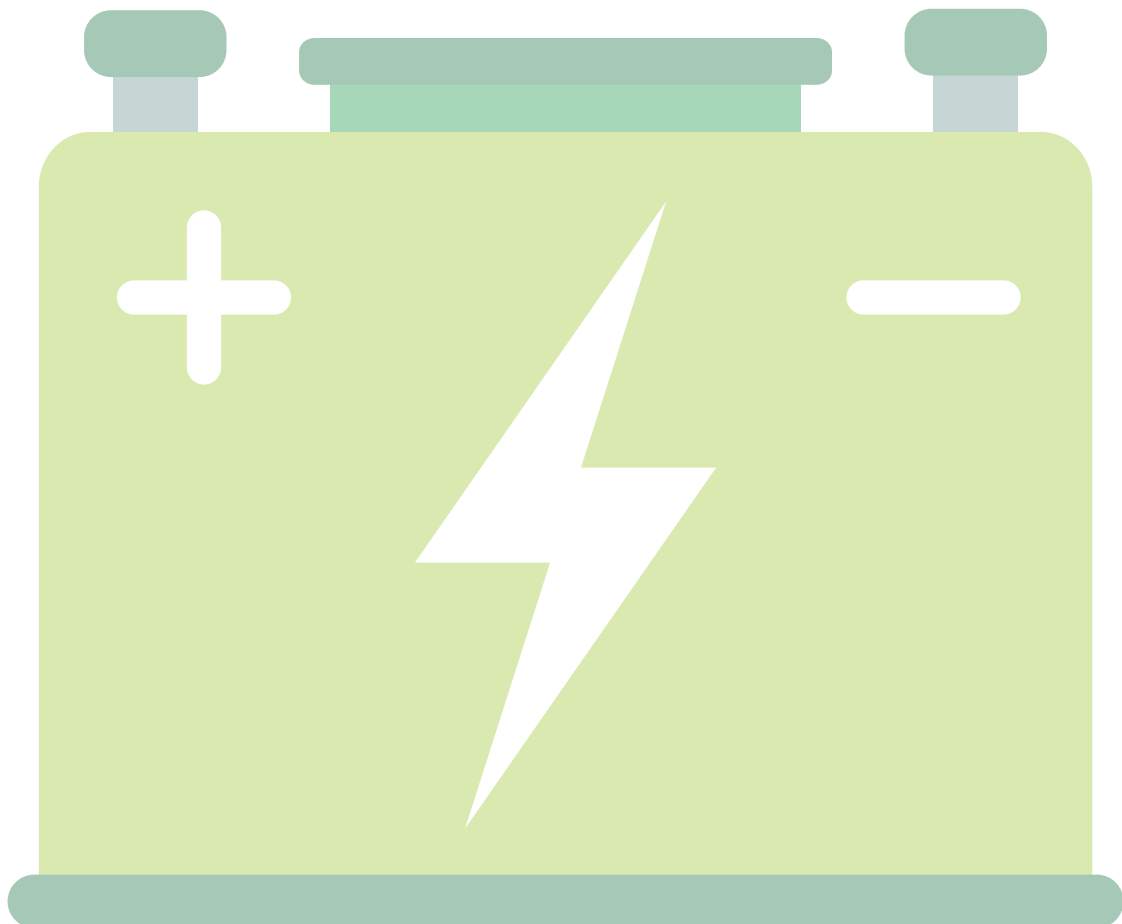
Figura 8.4: Variazione dell'Hosting Capacity e azioni di controllo corrispondenti (fonte: Progetto EU FP7 Grid4EU)

CASO	Descrizione
A	Baseline (tensione fissa sbarra MT)
B	OLTC
C	OLTC + modulazione di potenza reattiva dei 4 generatori + potenza reattiva sistema di accumulo
D	OLTC + modulazione di potenza reattiva dei 4 generatori + potenza attiva e reattiva sistema di accumulo
E	OLTC + modulazione di potenza reattiva di tutti i generatori connessi alla rete + potenza attiva e reattiva sistema di accumulo

Nel caso di posizionamento del SdA presso la CP (trasformatori AT/MT) o presso tronchi di linea prossimi alla sostituzione, il SdA assumerà una funzionalità rivolta non più all'incremento dell'HC, ma al differimento degli investimenti di rete, prolungando la vita utile dei dispositivi. Confrontando un valore economico indicativo per trasformatori AT/MT di 45 k€/MVA [13] con quello corrispondente a un SdA Li-ion di 1 M€/MVA, si dimostra come effettivamente un SdA possa ammortizzare incrementi dell'ordine di alcuni punti percentuali nel transito di potenza in CP, così come potrebbe avvenire annualmente, differendo per alcuni mesi la sostituzione del trasformatore AT/MT.

8.3 CONCLUSIONI

Nel capitolo sono state analizzate varie funzionalità legate all'applicazione di SdA a supporto della gestione di reti di distribuzione. I risultati hanno mostrato solitamente un netto scostamento tra i costi commerciali attuali e benefici potenziali: data, tuttavia, la ampia variabilità degli scenari locali, in termini di qualità e continuità della fornitura, la valutazione della convenienza dell'installazione di un SdA va condotta per ogni singolo caso. La eventuale modifica del quadro regolatorio, che al momento ne limita l'utilizzo, unita alla attesa diminuzione dei prezzi, potranno aprire la strada a un loro impiego più esteso.



CAPITOLO 9

PARTECIPAZIONE AL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO CON STORAGE VIRTUALE

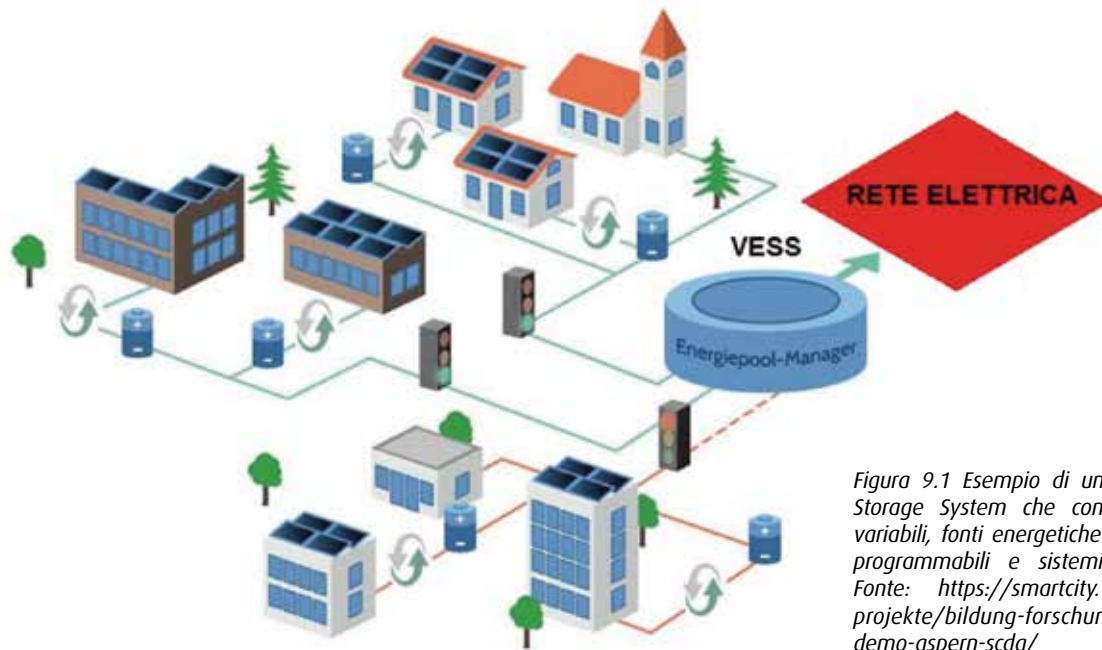


Figura 9.1 Esempio di un Virtual Energy Storage System che comprende carichi variabili, fonti energetiche rinnovabili non programmabili e sistemi di accumulo. Fonte: <https://smartcity.wien.gv.at/site/projekte/bildung-forschung/smart-cities-demo-aspern-scca/>

La diffusione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico sta progressivamente facendo diminuire la quantità di massa rotante che fornisce il servizio di regolazione di frequenza. I vantaggi che i Sistemi di Accumulo (SdA) possono apportare al sistema elettrico, tra cui migliore stabilità della frequenza di rete, sono già stati trattati ampiamente in [1]. Il problema maggiore che limita tuttora la diffusione su larga scala dei SdA elettrochimici è il loro costo d'investimento. Anche se il trend dei costi delle batterie è in diminuzione, i costi attuali rendono, nella maggior parte dei casi, l'investimento economicamente non conveniente. Numerosi articoli, tra cui [2], hanno tuttavia dimostrato che in alcuni casi, in cui la batteria eroga più servizi contemporaneamente, la remunerazione economica può divenire tale da giustificare l'investimento. In alcuni casi può risultare complesso conciliare le diverse tipologie di servizi, che possono andare dalla gestione dell'energia presso piccoli prosumers, che comporta l'uso di accumuli di

piccola taglia, alla fornitura di servizi di riserva al sistema elettrico, per i quali viene normalmente prescritta una taglia minima almeno dell'ordine del MW.

Il "Virtual Energy Storage System" (VESS) rappresenta un assieme di risorse distribuite (carichi, generatori e sistemi di accumulo) sulla rete elettrica che può essere gestito per fornire vari servizi di rete. Esso è un aggregato di risorse di piccola taglia che richiedono numerosi investimenti molto meno costosi se singolarmente presi e per tale motivo meno rischiosi da effettuare. Ma soprattutto, tale soluzione consente di conciliare meglio i servizi tipicamente d'interesse dei prosumers con la possibilità di partecipare al mercato dei servizi alla rete.

In questo capitolo sono trattati i seguenti argomenti: il concetto di VESS, i vantaggi che comporta la sua applicazione, il contesto regolatorio in cui può esistere (esempio del mercato elettrico tedesco) e degli esempi di progetti pilota.

9.1 CONCETTO DI VESS

Un VESS rappresenta un aggregato di vari sistemi di energia controllabili [4], tra cui: unità di produzione, carichi e SdA come quelli descritti precedentemente. Questa è la definizione più comune riportata in bibliografia. Il parziale o totale controllo di vari dispositivi permette di interfacciarsi con il sistema elettrico con un unico profilo di generazione/carico, come se si fosse in presenza di un solo grande SdA. Per tale motivo anche per il VESS può essere definito uno stato di carica complessivo, dipendente dai limiti tecnici di tutti i componenti che gestisce.

9.2 VANTAGGI

Alcuni dei vantaggi di disporre di un aggregato di dispositivi gestiti come un unico SdA, anziché avere uno reale e di grandi dimensioni sono:

- **Minori costi:** dovuti essenzialmente ai costi delle batterie e degli altri SdA che sono tuttora superiori ai costi che si avrebbero per i dispositivi di comunicazione necessari per gestire i carichi e i generatori già presenti in rete;
- **Facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili:** il VESS, caricandosi e scaricandosi limita i picchi di potenza immessi in rete. Inoltre, ciò consente anche di differire nel tempo eventuali investimenti per il potenziamento della rete. Questo tipo di esigenza può però essere soddisfatto anche da un tipico SdA di piccola taglia;
- **Servizi ausiliari:** oltre ai servizi di regolazione di frequenza e di tensione durante il normale funzionamento del sistema elettrico, il VESS può anche intervenire in situazioni di rete perturbata. Questo può rappresentare il principale punto di forza di un VESS, che può operare sia per soddisfare le esigenze di piccoli utenti/produttori, sia per fornire servizi alla rete normalmente riservati a grandi impianti di generazione di tipo programmabile.

Il problema nella realizzazione di un VESS è la scelta della modalità di gestione. La compresenza di molteplici dispositivi, molto probabilmente diversi tra loro, per taglia e per tecnologia, richiede l'utilizzo di complessi algoritmi di ottimizzazione per la gestione dell'insieme dei componenti

nel rispetto dei vincoli di ognuno di essi e del profilo complessivo richiesto dalla rete.

In letteratura sono presenti numerosi approcci di gestione: controllo distribuito o centralizzato [4], con o senza presenza di cogeneratori [5] ecc. Ognuno dei controlli citati ha i propri pregi e difetti e in genere si differenzia per la tipologia dei dispositivi controllati e/o per la funzione obiettivo realizzata.

9.2.1.

Esempio 1: utilizzo della potenza disponibile degli SdA nel caso di aggregazione di utenze

Di seguito si riporta un esempio pratico al fine di dimostrare il vantaggio di un VESS rispetto ad un unico grande SdA. Si sono considerati diciotto profili domestici reali misurati in tre giorni distinti dell'anno (rispettivamente nella stagione invernale Figura 9.2, primaverile Figura 9.3 ed estiva Figura 9.4). I POD selezionati sono stati scelti in modo da essere raggruppabili in un'area geograficamente ristretta, nel caso specifico la Sicilia. L'analisi che si riporta nel seguito mette a confronto due possibili modalità di gestione dei SdA che ogni utenza potrebbe installare al fine di non richiedere energia dalla rete elettrica ma effettuare autoconsumo con un impianto fotovoltaico opportunamente dimensionato. Le due modalità di gestione messe a confronto sono: un controllo indipendente di ogni SdA e uno centralizzato aggregando tutti i profili di carico.

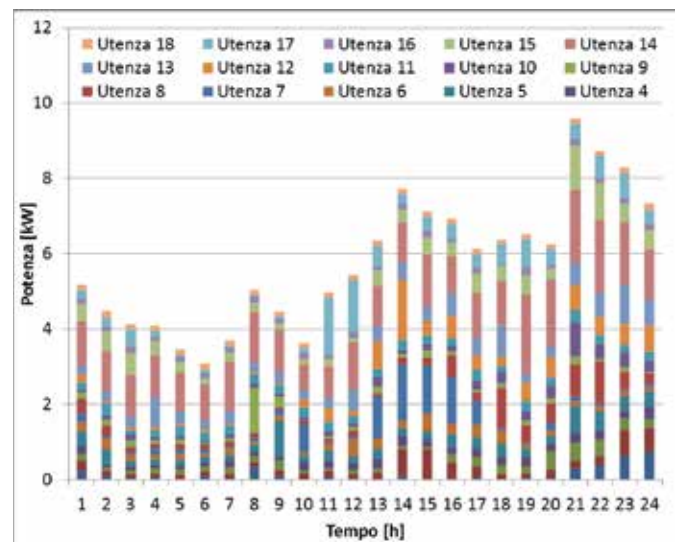


Figura 9.2 Profili orari delle utenze domestiche monitorate durante un Lunedì di Gennaio

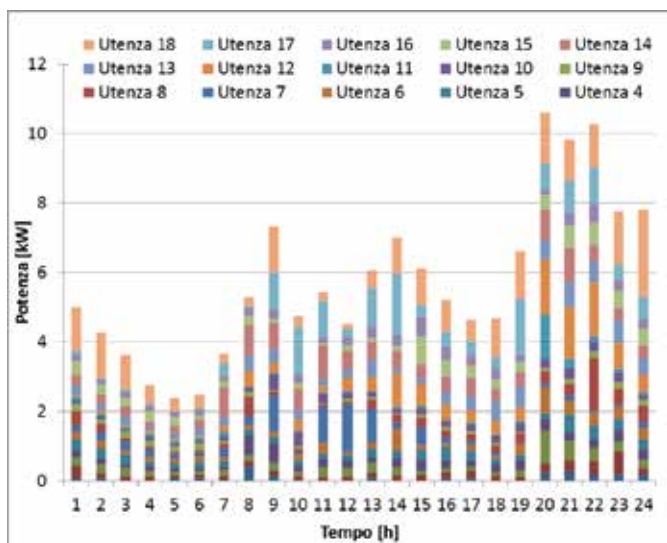


Figura 9.3 Profili orari delle utenze domestiche monitorate durante un Lunedì di Marzo

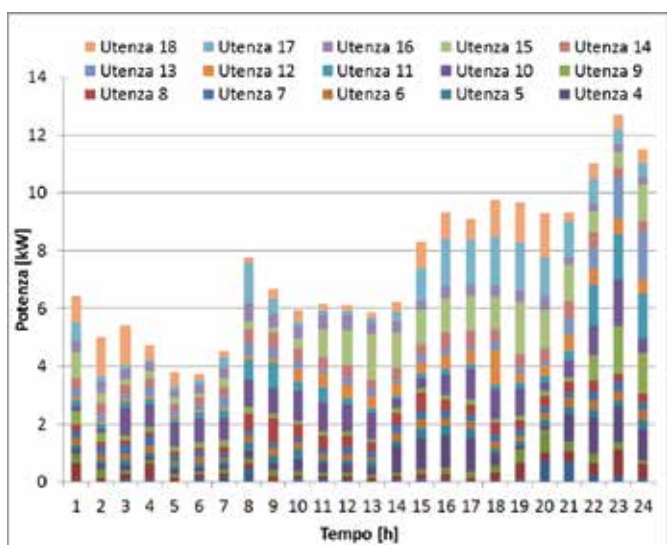


Figura 9.4 Profili orari delle utenze domestiche monitorate durante un Lunedì di Luglio

Con i profili considerati si è effettuato il dimensionamento minimo del sistema di accumulo per ogni utenza e si sono ottenuti i seguenti risultati riportati in Figura 9.5.

La somma di tutti i singoli SdA forma un unico sistema con potenza di 56 kW e 341 kWh. Però, effettuando il dimensionamento per l'aggregato delle utenze si ottiene un SdA con caratteristiche sensibilmente differenti: potenza pari a 27 kW ed energia pari a 284 kWh. Ciò è reso possibile

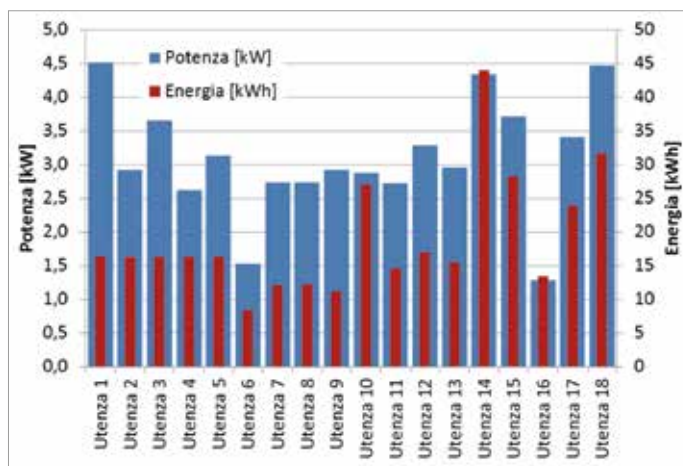


Figura 9.5 Valore di potenza ed energia minimo richiesto per il dimensionamento dei sistemi di accumulo delle utenze

da meccanismi di scambio di energia, a somma nulla, fra diversi utenti, che consentono di compensare i diversi profili di utilizzo dell'energia. Si osservi che, stando alla normativa vigente, la compravendita dell'energia effettuata da ogni utente deve essere fatta tramite un trader che opera sul mercato elettrico e che può, eventualmente, coincidere con l'aggregatore, che avrà quindi due funzioni: gestire i flussi di energia da prelevare/fornire ai prosumers dotati di SdA, e regolare economicamente gli scambi con gli stessi. Così facendo, i vari utenti, identificati da più POD, non rientrano nella categoria degli SSPC (Sistemi Semplici di Produzione e Consumo) ma in pratica compongono un aggregato energetico che partecipa al mercato elettrico come un unico utente.

Si nota dunque come aggregando le utenze si riesce ad avere un surplus di potenza ed energia dai SdA installati presso ogni singola utenza. Tale surplus, per l'esempio considerato, è pari al 51% della potenza e del 17% dell'energia installata. Si è dimostrato quindi come aggregare più utenze sia tecnicamente vantaggioso. Infatti, il surplus di energia e/o potenza che viene reso disponibile può essere utilizzato per svolgere servizi ancillari alla rete.

9.2.2.

Esempio 2: utilizzo della potenza disponibile degli SdA in assenza di aggregazione di utenze

In questo secondo esempio si considerano le medesime

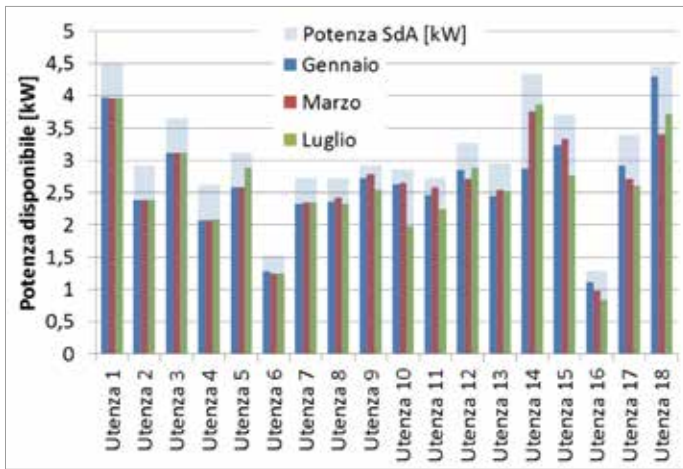


Figura 9.6 Potenza media disponibile di ogni utenza in assenza di aggregazione

utenze dell'esempio precedente, con installati dei SdA di pari dimensioni, con l'ipotesi che non vi sia aggregazione tra gli utenti. In questo caso si vuole valutare il margine che ogni singolo utente, e l'insieme di essi, può rendere disponibile al distributore di rete al fine di offrire servizi di rete.

Per far ciò si è calcolata la potenza disponibile, minuto per minuto, per ogni utente durante i giorni considerati per il dimensionamento. Tale valore è ottenuto dalla differenza tra la potenza nominale del SdA dimensionato e quella erogata durante ogni istante di tempo. Per ogni utente si è quindi valutata la potenza media disponibile durante la giornata. L'energia giornaliera disponibile è invece stata calcolata come differenza tra quella nominale del SdA e quella richiesta nel corso della giornata.

Dalla Figura 9.6 si osserva che la potenza media disponibile nei giorni considerati (nei mesi di Gennaio, Marzo e Luglio) da parte di ogni utente è poco inferiore a quella nominale dei SdA dimensionati. Questo è dovuto al profilo di carico di ogni utenza che, in generale, è caratterizzato da una piccola potenza costante durante tutta la giornata a cui si sovrappongono dei picchi di qualche ora. Tale caratteristica permane durante tutte le stagioni, motivo per il quale le potenze disponibili medie calcolate sui tre mesi diversi non variano significativamente. Ciò significa che per la maggior parte delle giornate, gli utenti possono offrire servizi alla rete con una potenza prossima a quella nominale del proprio SdA.

Si noti che i valori riportati di potenza disponibile in questo esempio sono valori medi; infatti, vi sono momenti della giornata in cui le potenze disponibili di alcuni utenti sono prossime a zero, cioè l'utenza non può fornire servizi alla rete. Dal confronto tra gli esempi 1 e 2 si osserva dunque che la potenza media disponibile dell'insieme delle utenze gestite autonomamente è uguale alla potenza media disponibile dell'aggregato. Da tale osservazione sembrerebbe che l'aggregato di utenze non presenti vantaggi rispetto alla gestione indipendente di ogni utenza. Tuttavia, mentre per ogni singolo utente la potenza minima garantita può anche essere zero, quella dell'aggregato è sempre maggiore o uguale a 27 kW. Questo abilita l'aggregato a fornire servizi con affidabilità, cosa non possibile per ogni singolo utente.

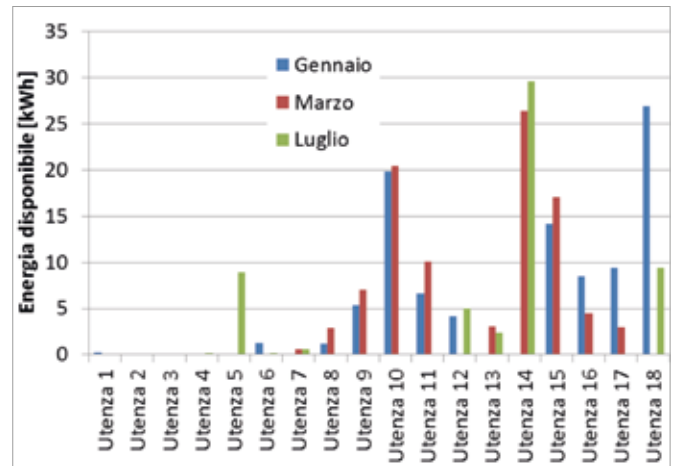


Figura 9.7 Energia disponibile di ogni utenza in assenza di aggregazione

Nella Figura 9.7 si riporta l'energia giornaliera disponibile del SdA di ogni utenza. Si osserva che solo alcune utenze hanno un margine di riserva di energia, tipicamente utenze che variano il loro carico elettrico in funzione della stagione. L'energia totale disponibile dall'insieme delle utenze varia da 56 a 97 kWh.

In termini energetici, come è abbastanza intuibile, l'aggregazione non modifica in modo significativo la disponibilità rispetto alle singole utenze. In realtà va considerato che in ambedue i casi l'energia movimentabile dagli SdA a livello giornaliero può essere notevolmente maggiore della loro capacità nominale, in quanto se richiesto di possono effettuare più cicli. In sintesi, dall'analisi degli esempi 1 e 2 si è evidenziato come:

- Nel caso in cui sia presente la figura di un aggregatore (esempio 1) che gestisce diversi SdA in varie utenze, è possibile ottenere un SdA virtuale che garantisca una capacità tale da offrire servizi di rete (anche remunerabili, in quanto l'aggregatore può partecipare al mercato elettrico);
- Viceversa, in assenza di aggregazione (esempio 2) è utile far partecipare i SdA al fine di offrire servizi alla rete (in questo caso non remunerabili perché le singole utenze, di piccola taglia, non possono ad oggi partecipare al mercato elettrico) sfruttando la potenza e l'energia disponibile. Tuttavia in questo secondo caso non è sempre garantita la disponibilità del servizio per ogni utente, e quindi singolarmente presi, e aldilà delle ovvie difficoltà di gestire numerosissimi sistemi di bassa potenza, gli utenti non sono in condizione di offrire un servizio di affidabilità accettabile.

Dopo aver dimostrato che aggregare più utenze con SdA è potenzialmente più economico rispetto alla gestione separata di esse, si vuole ora quantificare in termini monetari, con una semplice analisi economica, qual è il contributo dell'aggregato rispetto al costo dell'investimento del SdA per ogni singolo utente. Per far ciò si sono effettuate le seguenti ipotesi:

- la potenza media disponibile di ogni utente sia messa a disposizione sull'MSD per il 30% del tempo teorico, pari a circa 2500 ore all'anno;
- il guadagno netto sull'MSD è mediamente pari a 120 €/MWh;
- l'SdA presenta un'efficienza di round-trip pari a 85% e il prezzo dell'energia acquistata per compensare queste perdite sia pari a 180 €/MWh;
- la ripartizione dei profitti derivati dall'MSD sia eseguita in questo modo: 10% al trader e il restante 90% suddiviso equamente tra le utenze secondo una media pesata che considera al 50% il contributo in potenza e 50% il contributo in energia.

Sulla base di tali ipotesi si è valutata l'energia annua messa a disposizione sull'MSD, 117,5 MWh, che genera un guadagno di circa 14,1 k€. Da tale guadagno si detrae la spesa per compensare le perdite dell'SdA, circa 3,2 k€, ottenendo quindi un guadagno netto annuo di 10,9 k€.

Quindi, il trader guadagna circa 1,1 k€ mentre i guadagni sulle singole utenze sono ripartite come riportato nella Figura 9.8. Considerando una vita utile degli SdA di 8 anni si può ricavare il guadagno totale di ogni utenza dovuto alla partecipazione all'aggregato e confrontarlo al costo di investimento dell'SdA (Figura 9.9). I risultati dell'analisi economica mostrano un contributo che varia dal 20% a più del 60%. Si può quindi notare che la formazione di aggregati può, oltre a migliorare la qualità dell'energia elettrica fornendo servizi alla rete sull'MSD, facilitare gli investimenti sugli SdA perché contribuisce notevolmente a diminuire il tempo di rientro economico.

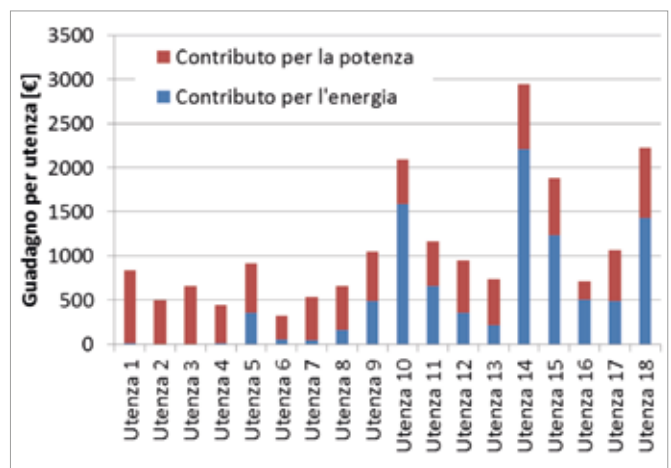


Figura 9.8 Guadagno per utenza, dovuto alla formazione di un aggregato, suddiviso per contributo per la potenza e l'energia disponibile

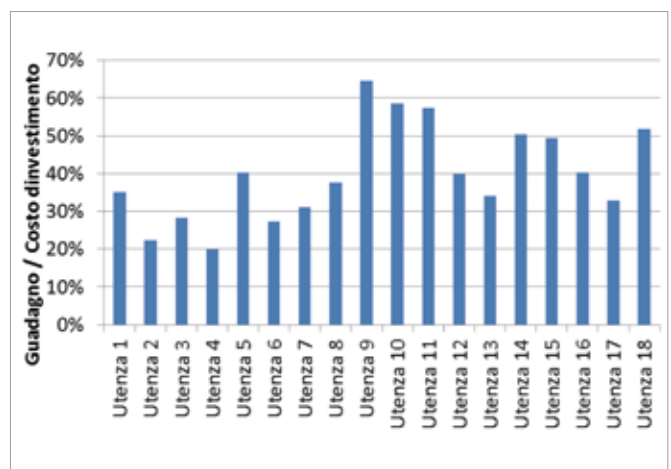


Figura 9.9 Contributo per ogni utenza del guadagno dovuto alla partecipazione all'aggregato rispetto al costo di investimento dell'SdA

9.3 CONTESTO REGOLATORIO

Ad oggi in Europa sono presenti molteplici mercati elettrici, differenti tra loro. In Italia è attualmente presente un mercato per il servizio di dispacciamento che limita la partecipazione ad un numero relativamente ristretto di unità di produzione di taglia medio-grande di tipo programmabile [6]. In questo capitolo si vuole riportare un esempio di contesto regolatorio adatto agli aggregati e le prospettive di sviluppo del mercato elettrico italiano. A tale fine si riporta una breve descrizione della riforma del mercato elettrico effettuata in Germania e del documento per la consultazione pubblicato in Italia dall’Autorità con il quale si evidenziano le limitazioni dell’attuale contesto regolatorio e si propongono importanti modifiche regolatorie.

9.3.1 Ambito tedesco

Recentemente, alla fine di Giugno 2016, il Parlamento Tedesco ha approvato tre disposizioni riguardanti l’organizzazione del sistema elettrico tedesco, tra cui una che tratta la regolamentazione del mercato elettrico. Di seguito si descriveranno alcune delle riforme più significative preparate dal Ministero degli Affari Economici e dell’Energia (BMWi) [7].

- **Mercato completamente libero:** il governo tedesco vuole rafforzare il segnale di prezzo nel mercato elettrico, così che diventi sufficientemente affidabile per gli investitori. In particolare, la legge prevede che lo stato non interferisca in nessun modo sul mercato, lasciando completamente libero l’andamento dei prezzi. Gli utenti del sistema elettrico saranno così incentivati a investire in impianti di produzione o consumo flessibili e in SdA;
- **Regole più severe per produttori e trader:** il governo vuole avere la garanzia che il dispacciamento delle risorse sia sufficiente a soddisfare il carico richiesto. Perciò obbliga i fornitori di energia a comprare abbastanza energia per soddisfare i propri clienti. Se ciò non avviene, si incorre in sanzioni;
- **Concorrenza per flessibilità:** il governo tedesco vuole avere più concorrenza sul mercato elettrico e perciò permette l’accesso ad esso a più attori, tra cui: VESS, VPP¹ (Virtual Power Plant) o SdA. Inoltre nel medio

termine sarà dato l’accesso anche ai veicoli elettrici;

- **Riduzione dei costi per lo sviluppo della rete:** gli oneri di sistema sulla bolletta elettrica saranno distribuite sull’intera nazione, riducendo le discrepanze sui prezzi regionali. Questo approccio si basa sul nuovo concetto che il governo tedesco ha sulla rete elettrica: essa non deve essere necessariamente in grado di accettare tutta l’energia prodotta dalle risorse rinnovabili durante tutto l’anno;
- **Aumento della riserva di rete:** il decreto prolunga la riserva di rete già presente fino al 2017. Essa, insieme alla Capacità di Riserva (che sarà descritta in seguito), avrà la funzione di garantire la stabilità di rete fino a quando i progetti per lo sviluppo della rete di trasmissione non saranno completati;
- **Introduzione della Capacità di Riserva:** oltre alla riserva di rete è stata introdotta un’ulteriore riserva, indipendente dal mercato elettrico, per sostenere il sistema elettrico in caso di necessità. Tale riserva potrà avere una potenza al massimo del 5% della potenza massima richiesta dal carico e potrà essere usata solo quando le risorse nel mercato elettrico del dispacciamento non saranno sufficienti a soddisfare la domanda del carico.

In sintesi, la riforma del mercato elettrico consente a tutti gli aggregati di partecipare a tutti gli effetti sul mercato dei servizi. Si osservi che anche prima della riforma gli aggregati avevano la possibilità di partecipare al mercato, ma i prerequisiti per l’accesso rendevano, di fatto, il mercato dei servizi ancillari un oligopolio per i grandi produttori di energia elettrica [8].

9.3.2. Ambito italiano

Con il documento per la consultazione 298/2016/R/EEL [9], l’Autorità ha sottoposto a consultazione la prima fase di attuazione (RDE-1) del proprio progetto di riforma del mercato per il servizio di dispacciamento previsto dal Quadro Strategico (deliberazione 3/2015/A, Obiettivo strategico 1). Si stima che la fase RDE-1 possa avere durata al massimo biennale. Di seguito si elencano le principali modifiche, riguardanti gli aggregati, che l’Autorità propone.

¹ I VPP a differenza dei VESS sono aggregati di unità di produzione controllabili. Il gestore può regolare la potenza prodotta secondo la richiesta del gestore di rete.

- *Abilitazione delle unità di produzione e delle unità di consumo al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)*

L’Autorità richiederà a Terna (Operatore del sistema di trasmissione italiano) di modificare il Codice di rete, consentendo l’abilitazione delle unità di produzione con potenza installata maggiore o uguale a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento anche a insiemi, quindi aggregati, di unità di produzione che prese singolarmente non rispetterebbero i requisiti tecnici richiesti dall’attuale Codice di rete. Questi aggregati sono definiti Unità Virtuali Abilitate (UVA). Inoltre, l’Autorità ritiene che la fase RDE-1 debba essere caratterizzata da un doppio regime di abilitazione: un regime a partecipazione obbligatoria per le unità con potenza installata maggiore di 10 MVA già oggi abilitate e uno volontario per tutte le altre unità di produzione.

L’Autorità afferma che nella prima fase transitoria non potranno essere abilitate le unità di consumo e di produzione non trattate su base oraria ai fini della misura (tipicamente utenze in bassa tensione con potenza inferiore ai 55 kW) perché troppo difficili da gestire da parte degli utenti del dispacciamento.

- *Criteri per la definizione dei punti di dispacciamento per unità di produzione con potenza installata maggiore o uguale a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e per unità virtuali abilitate (UVA)*

Come si può ben immaginare, più è ampia la base geografica sulla quale è consentita l’aggregazione, più è favorita la partecipazione di tali utenze al mercato. Infatti, per l’utente del dispacciamento gestire più unità in un unico punto di dispacciamento permette di avere elevati margini di affidabilità. Di contro, avere un’ampia base geografica potrebbe non consentire il rispetto dei vincoli di rete.

Il compromesso che l’Autorità propone nella fase transitoria è il seguente: “la definizione di aggregati

(intesi come insieme di punti di immissione e/o prelievo afferenti al medesimo punto di dispacciamento e costituenti unità virtuali abilitati alla partecipazione a MSD) debba continuare ad essere svolta da Terna a livello di Codice di rete, sulla base di criteri definiti dall’Autorità”. I criteri citati sono i seguenti:

- Le unità di produzione con potenza installata maggiore o uguale a 10 MVA non possono essere aggregate e devono partecipare a MSD singolarmente;
- Le unità di produzione con potenza installata inferiore a 10 MVA possono essere aggregate nel rispetto di alcuni criteri: “*gli aggregati possono includere unità di produzione appartenenti a diverse tipologie di cui al comma 8.2 dell’allegato A della deliberazione 111/06 (sia programmabili sia non programmabili); il perimetro geografico di aggregazione non può eccedere la zona di mercato ma non deve necessariamente coincidere con essa (rimane facoltà di Terna definire la dimensione geografica ottimale)*”;
- Le unità di consumo che richiedono l’abilitazione all’MSD possono essere aggregate per ciascun utente del dispacciamento. Il perimetro geografico di aggregazione deve rispettare gli stessi criteri delle unità di produzione.

Inoltre l’Autorità ritiene che nella fase RDE-1 non debba essere consentita l’aggregazione tra unità di produzione e di consumo per permettere a Terna di modificare i sistemi informativi in tempi rapidi.

- *Modalità di offerta in MSD per le UVA*

L’Autorità ritiene che Terna definisca le modalità di offerta per le UVA nel rispetto dei seguenti criteri:

- Per le UVA non vi saranno prezzi relativi alle offerte di minimo e spegnimento;

- L'offerta di accensione rimanga riservata alle sole unità termoelettriche abilitate con potenza superiore a 10 MVA;
- L'offerta di cambio assetto rimanga riservata alle sole unità termoelettriche abilitate di tipo combinato o ripotenziato con potenza superiore a 10 MVA;
- Le UVA abbiano la facoltà solamente di offrire in modo "asimmetrico" (o solo nella modalità a salire o solo a scendere), coerentemente con l'abilitazione ottenuta.

9.4 PROGETTI PILOTA

In questo paragrafo si riportano due dei primi progetti pilota che utilizzano il concetto di VESS: Caterna [10] e SCADA Virtual Battery [11].

9.4.1 Caterna

Il nome del progetto è quello di una start-up di Monaco che ha coinvolto sessantacinque utenti domestici dotati di un sistema di accumulo litio-ioni, accoppiato ad un impianto fotovoltaico, con una taglia di 21 kWh/20 kW ciascuno, per una totale potenza di oltre 1 MW.

Ogni singola batteria comunica il suo stato di carica a un controllore centrale, il quale risponde impostando la potenza da assorbire/erogare. Il controllore centrale comunica con la rete elettrica come se fosse un unico grande SdA. Questo consente di aumentare la stabilità della rete elettrica perché il VESS può contribuire al servizio della regolazione di frequenza, garantendo comunque l'autoconsumo ai singoli utenti domestici.

Questo progetto pilota sarà in futuro gestito da N-Ergie, produttore di energia elettrica, al fine di massimizzare i benefici di un aggregato più grande.

9.4.2 SCADA Virtual Battery

All'interno del progetto Yokohama Smart City Project (YSCP), finalizzato a ridurre l'impatto ambientale della città, è presente un progetto pilota (SCADA Virtual Battery) che si basa sul concetto di VESS. Il nome del progetto SCADA significa *Supervisory Control And Data Acquisition* e rappresenta quindi come di consueto uno strumento di monitoraggio e di controllo.

I partner del progetto sono Toshiba, Tokio Electric Power Company (TEPCO), Hitachi Ltd., Meidensha, NEC, Sharp e Sony Energy Devices.

SCADA controlla numerose batterie (tutte litio-ioni) che possono essere classificate in due sottogruppi: batterie di grossa taglia, usate per bilanciare la generazione e il consumo di energia elettrica, e le batterie stazionarie per uso domestico, commerciale e altro.

Le funzioni eseguite da SCADA con le batterie controllate sono tre:

- **Operazioni giornaliere:** esecuzione di parziale demand response eseguita con le batterie stazionarie di piccola taglia che forniscono a SCADA la capacità disponibile;
- **Bilanciamento rapido tra la generazione e la domanda:** livellare la produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, quindi migliorare la qualità dell'energia elettrica, al fine di gestire meglio gli impianti di produzione tradizionali;
- **Situazioni d'emergenza:** utilizzo delle batterie nel caso in cui si verifichi un guasto sul sistema elettrico.

9.5 CONCLUSIONI

In sintesi, l'aggregazione di varie risorse consentirebbe la formazione di VESS che, se opportunamente gestiti, garantirebbero una migliore qualità dell'energia elettrica a un costo inferiore rispetto alla gestione separata dei singoli componenti. Mentre in altri paesi la regolamentazione del mercato elettrico favorisce già la formazione di VESS, in Italia questo non è ancora possibile. Però, il DCO 298/2016 recentemente emesso dall'Autorità dimostra come anche il mercato elettrico italiano evolverà, in modo da permettere un accesso al mercato dei servizi di dispacciamento anche agli aggregati.

CAPITOLO 10

COMBINAZIONE DI SERVIZI A SUPPORTO DELLA SICUREZZA DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

SDA ASSERVITI ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA E SECONDARIA DI FREQUENZA: VALUTAZIONI TECNICO-ECONOMICHE NEL CONTESTO ITALIANO

Si riportano di seguito alcune valutazioni tecniche ed economiche circa il possibile contributo dei sistemi di accumulo elettrochimici (SdA), eventualmente accoppiati ad impianti a fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) di tipo eolico oppure solare fotovoltaico, alla regolazione primaria e secondaria di frequenza¹.

L'analisi è stata condotta con un modello dinamico di SdA realizzato in ambiente Matlab/Simulink®.

L'erogazione dei due servizi di rete è simulata corredando il sistema di controllo del SdA con due regolatori che rispondono ai requisiti tecnici definiti a riguardo dal Codice di Rete Terna:

- un regolatore primario di frequenza, che varia il set-point di potenza in risposta all'errore di frequenza;
- un regolatore secondario di frequenza, in grado di variare il set-point di potenza in risposta al segnale di livello (L) inviato dal regolatore centrale di rete.

La risposta del SdA è stata simulata inviando in ingresso ai due canali di regolazione un profilo di frequenza di rete misurata ed uno di segnale di livello L fornito dal gestore di rete Terna. L'uscita del SdA è stata analizzata sia in termini di potenze/energie scambiate con la rete che in termini economici (valorizzazione del servizio offerto). Inoltre è stata condotta una valutazione in termini di variazione nel tempo dello stato di carica (State of Charge - SoC) e di numero di cicli effettuati, potendo così stimare in prima approssimazione la vita utile del SdA e il possibile ritorno dell'investimento. Si è infine effettuata una prima analisi della capacità, da parte del SdA, di scambiare potenza reattiva per fornire un supporto alla regolazione di tensione.

10.1 ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO

Sono state effettuate diverse simulazioni, usando diversi valori dei principali parametri caratteristici del SdA (potenza nominale, rapporto energia nominale/potenza nominale, efficienza di carica e scarica), e del relativo sistema di controllo. In particolare, l'erogazione dei due servizi è stata simulata facendo riferimento a:

- **combinazione di regolazione primaria e secondaria**, con e senza una strategia di gestione dello stato di carica, e, analogamente, sola regolazione secondaria, con e senza strategia di gestione del SoC;
- **tre diverse tecnologie di batteria**: sodio-zolfo (nel seguito indicata brevemente come "NaS"), litio-ioni (nel seguito "Li"), e sodio-cloruro di nichel (nel seguito "NaNiCl₂");
- **tre diversi schemi di impianto**: solo SdA ("stand-alone"), SdA + impianto eolico, SdA + impianto fotovoltaico.

L'accoppiamento con un impianto rinnovabile vuole rappresentare la situazione in cui il SdA agisce come elemento di supporto per l'erogazione dei servizi di rete che potrebbero essere richiesti anche all'impianto non programmabile. In tal caso si è assunto di richiedere al SdA di effettuare la regolazione solo negli intervalli di tempo in cui l'impianto rinnovabile produce almeno una potenza minima (soglia di attivazione della regolazione).

Si osserva che l'energia scambiata nelle diverse fasi di funzionamento del SdA, ovvero in fase di svolgimento dei due servizi di rete e nelle eventuali fasi di "ripristino" del SoC previste dalla strategia di gestione del SdA, è stata valorizzata economicamente sotto opportune ipotesi relative al contesto regolatorio italiano attuale. In particolare, i due

¹ Nella precedente attività, i cui risultati sono stati riportati nel Libro Bianco intitolato *I sistemi di accumulo nel settore elettrico (Marzo 2015)*, l'analisi è stata focalizzata sul contributo della sola regolazione primaria del SdA esercito in modalità "stand-alone".

servizi di regolazione primaria e secondaria sono trattati, rispettivamente, sulla base delle indicazioni contenute nella Deliberazione n. 231/2013/R/eel della AEEGSI (Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza) e dei valori massimi, minimi e medi dei prezzi delle offerte zonali a salire/scendere per la regolazione secondaria accettate sul Mercato del Bilanciamento nel periodo di riferimento (seconda metà del 2015).

L'energia movimentata per il ripristino dello stato di carica è valorizzata, invece, al pari degli sbilanciamenti di unità non abilitate (unità non rilevanti e unità rinnovabili non programmabili), come specificato nella Deliberazione n. 111/06. Infine, la redditività dei servizi considerati è stata valutata anche a fronte del possibile invecchiamento del SdA conseguente alle modalità di esercizio simulate.

L'analisi della capacità di supporto del SdA alla regolazione di tensione è stata effettuata in termini di stima, e relativa valorizzazione sulla base di un prezzo medio unico, dell'energia reattiva da esso scambiabile durante il funzionamento asservito alla regolazione di frequenza.

10.2 MODELLO DI SDA A SUPPORTO DELLA REGOLAZIONE PRIMARIA E SECONDARIA

L'abilitazione al servizio di regolazione secondaria di frequenza comporta alcune modifiche del modello dinamico di SdA con sola regolazione primaria realizzato precedentemente in ambiente Matlab/Simulink®. In particolare, il sistema di controllo del SdA deve poter ricevere in ingresso il segnale di livello (L) e tradurlo poi in una variazione di set-point di potenza (in MW) per il SdA stesso.

In Fig. 10.1 è mostrato lo schema a blocchi del SdA con le due regolazioni interfacciato con la rete [2]. In tale figura si evidenziano alcune parti fondamentali:

- **Sistema di acquisizione:** il profilo della frequenza di rete (f), ottenuto in questo caso da un misuratore in bassa tensione, e il segnale di livello (L) sono acquisiti per essere utilizzati come ingresso per il regolatore primario e secondario di frequenza rispettivamente;
- **Regolatore primario:** in risposta all'errore di frequenza (Δf) il regolatore primario, in base alla propria curva caratteristica "frequenza/potenza", determina, entro la banda di regolazione primaria disponibile, la variazione di potenza regolante richiesta (ΔP_{rich_RP});
- **Regolatore secondario:** in risposta al segnale di livello (L), il regolatore secondario determina, entro la banda di regolazione secondaria disponibile, la variazione di potenza richiesta (ΔP_{rich_RS});
- **Sistema di accumulo (SdA):** il sistema di gestione dello stato di carica SoC somma algebricamente le variazioni di potenza richieste dai due servizi e verifica se la variazione complessiva sia compatibile con lo stato di carica: nel caso in cui essa sia superiore alla potenza effettivamente disponibile, i due servizi vengono effettuati solo parzialmente. Si è implementata anche una strategia di gestione del SoC che tende a riportare il SoC entro una fascia di valori desiderata [3].

Di seguito vengono descritte con maggiore dettaglio le due regolazioni e il modello del SoC con la sua gestione.

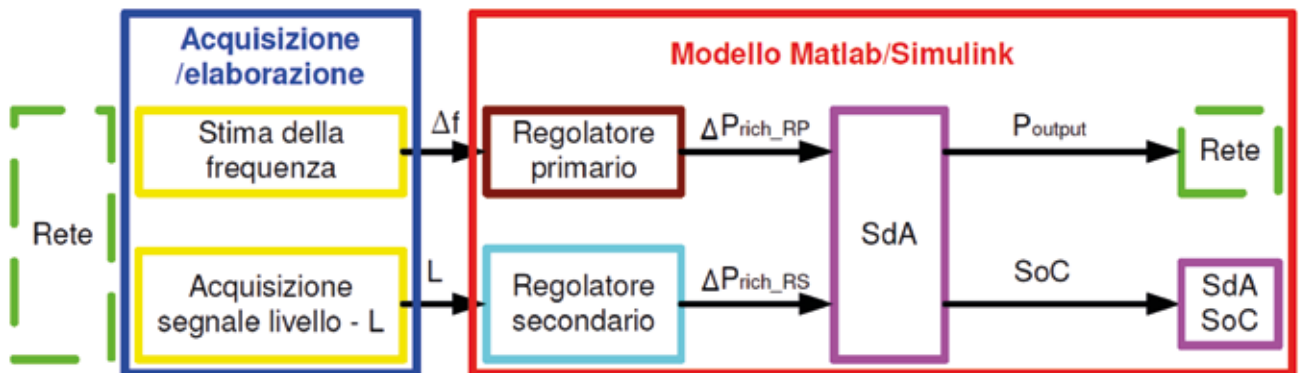


Fig. 10.1 - SdA elettrochimico asservito alla regolazione primaria e secondaria di frequenza: schema a blocchi

10.3 REGOLAZIONE PRIMARIA

Lo schema che realizza la regolazione primaria è già stato discusso nel 1° Libro Bianco [1]. In breve, lo scopo della regolazione primaria è contenere le deviazioni della frequenza di rete dal proprio valore di set-point, che per semplicità si può qui assumere come la frequenza nominale $f_n = 50$ Hz. Il regolatore primario è di tipo proporzionale, simile al regolatore primario di velocità dei generatori tradizionali. In particolare, facendo riferimento ai requisiti di regolazione definiti nel Codice di Rete Terna, la caratteristica frequenza/potenza qui adottata è descritta dai seguenti parametri:

- banda morta intenzionale $\pm \Delta f_{db}$ di ± 20 mHz (valore tipico ammesso per i generatori tradizionali);
- banda massima di regolazione $\pm \Delta f_{sat}$ di ± 100 mHz.

La banda massima di regolazione rappresenta la deviazione in corrispondenza della quale il SdA è tenuto a fornire tutta la semi-banda di riserva di potenza resa disponibile (in assorbimento oppure in erogazione) $\pm SB_{RP}$.

L'uscita ΔP_{rich_RP} del regolatore primario è dunque determinata sulla base della caratteristica rappresentata in Figura 10.2.

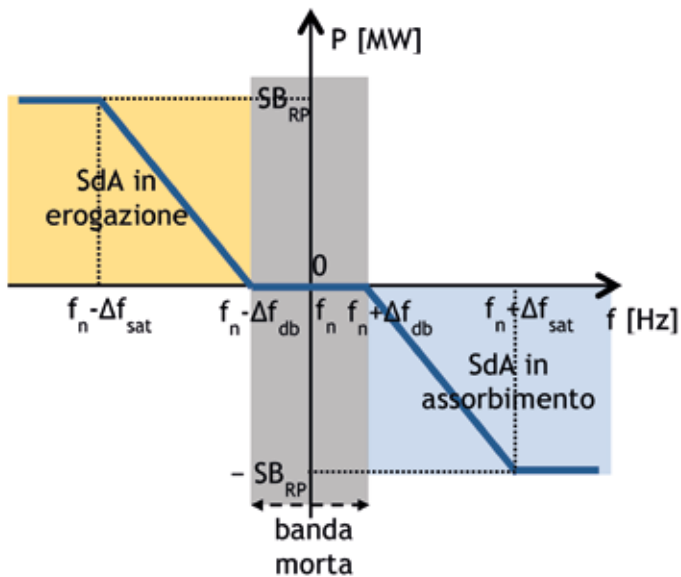


Fig. 10.2 – Caratteristica frequenza-potenza adottata per il regolatore primario

10.4 REGOLAZIONE SECONDARIA

Lo scopo della regolazione secondaria è riportare la frequenza di rete al valore pre-evento (ad esempio, il valore di set-point pari alla frequenza nominale di 50 Hz) e i livelli di scambio con le aree di controllo adiacenti ai valori programmati. Essa

è effettuata in modo automatico e centralizzato: il gestore di rete di trasmissione (Terna) invia un segnale, detto di livello (L), a tutti gli impianti abilitati (principalmente unità di produzione rilevanti), che di conseguenza modificano il loro set-point di potenza entro il margine di riserva reso disponibile in fase di programmazione (MSD ex ante). Indicando con SB_{RS} la semi-banda di regolazione in MW resa disponibile dal SdA, l'uscita ΔP_{rich_RP} del regolatore secondario è dunque determinata sulla base della relazione:

$$\Delta P_{rich_RS} = 2SB_{RS} \cdot (L\% - 50)/100,$$

dove $L\%$ è il segnale di livello inviato dal regolatore di rete e varia da 0% a 100%.

10.5 MODELLO DINAMICO E STRATEGIA DI GESTIONE DELLO STATO DI CARICA

La modellazione e la strategia di gestione dello stato di carica qui adottata sono state già descritte nel 1° Libro Bianco. In breve, ogni scambio di potenza con la rete determina una variazione dello stato di carica SoC, ossia dell'energia accumulata.

In particolare, a causa dei fenomeni dissipativi interni alla batteria e delle perdite nel sistema inverter, la potenza erogata in rete (assorbita dalla rete) da parte della batteria è minore di quella prelevata (accumulata, rispettivamente) internamente alla batteria; pertanto, si considerano dei coefficienti di rendimento in scarica ($\eta_{scarica}$) e carica (η_{carica}) del SdA.

Inoltre, quando al SdA è richiesto di scambiare potenza con la rete prevalentemente in una sola direzione (solo erogazione oppure solo prelievo), può accadere che il SdA stesso si porti ad una condizione di minimo SoC (fino alla completa de-energizzazione) oppure di massimo SoC (fino alla completa capacità di accumulo). Per ridurre l'incidenza di tali saturazioni e quindi il tempo di mancato svolgimento dei servizi, è opportuno definire una logica di gestione dello stato di carica. In questo studio, si considera un intervallo di SoC, con estremi SoC_{target_min} e SoC_{target_max} , entro cui è desiderato mantenere possibilmente il livello di SoC durante il funzionamento del SdA. Quando non sono richiesti scambi di potenza da parte dei servizi considerati, sulla base del valore corrente del SoC viene effettuata un'azione di ripristino del SoC stesso: viene scambiata

potenza, per semplicità costante, per ridurre il SoC se esso è maggiore di SoC_{target_max} o per aumentarlo se è minore di SoC_{target_min} .

Infine, nel caso di accoppiamento con un impianto rinnovabile (eolico oppure solare fotovoltaico), è opportuno coordinare l'erogazione del servizio da parte del SdA con il livello di produzione dell'impianto rinnovabile stesso. La strategia qui adottata è la seguente: un SdA eroga il servizio solo se l'impianto rinnovabile sta producendo almeno una certa potenza, che è dunque la soglia minima (P_{min}) per cui è prevista l'attivazione del servizio; altrimenti, il SdA non interviene (anche se lo stato di carica lo consentirebbe), potendo però eseguire il ripristino del SoC se necessario. Inoltre, in caso di raggiungimento della massima capacità di accumulo del SdA, l'eventuale richiesta aggiuntiva ad assorbire potenza dalla rete è ottenuta attraverso una modulazione a scendere della produzione rinnovabile (mentre non si prevede un margine a salire per quest'ultima).

10.6 DIMENSIONAMENTO DEL SDA

Nel 1° Libro Bianco la massima potenza - pari alla potenza nominale - del SdA era asservita interamente alla regolazione primaria. Con l'introduzione del contributo di regolazione secondaria, tale potenza deve essere dimensionata in modo da essere opportunamente suddivisa fra i due servizi, considerando anche l'eventuale accoppiamento con un impianto rinnovabile.

L'attuale regolamentazione non prevede la partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili e dei SdA al servizio di regolazione di frequenza. Pertanto, per semplicità i requisiti di banda di regolazione per il SdA sono qui definiti sulla base dei requisiti minimi disposti per le unità di produzione tradizionali rilevanti (cioè con potenza attiva nominale² pari ad almeno 10 MW), come mostrato in Tabella 10.1 e Tabella 10.2.

Gli impianti rilevanti sono tenuti a rendere disponibile una quota minima di riserva primaria pari a $\pm 1,5\%$ della potenza attiva nominale, se situati nella parte continentale dell'Italia, $\pm 10\%$ se l'impianto è situato nelle Isole Maggiori e il sistema elettrico è esercito in isola di frequenza. Per quanto riguarda la quota minima di riserva secondaria, invece, le unità termoelettriche e idroelettriche abilitate devono rendere disponibile, rispettivamente, almeno il valore massimo fra

10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima erogabile, e almeno $\pm 15\%$ della potenza massima erogabile.

Si descrive ora con qualche dettaglio il dimensionamento scelto per i SdA da simulare.

Si assume che un SdA di potenza nominale P_n sia in grado di modulare in modo simmetrico la potenza fra $+P_n$ (massima erogazione in rete) e $-P_n$ (massimo prelievo dalla rete). Assumendo che esso sia usato solo per i due servizi considerati, P_n è la somma di una semi-banda primaria e di una semi-banda secondaria.

In particolare, per un SdA funzionante in modalità "stand-alone", la taglia minima può essere riferita alle semi-bande di riserva rese disponibili da un impianto con potenza nominale ($P_{n,plant}$) pari a 10 MW. Indicando con $SB_{RP\%}$ e $SB_{RS\%}$ le quote percentuali di semi-banda di riserva primaria e secondaria rispettivamente, si assume dunque:

$$P_n = (SB_{RP\%}/100 + SB_{RS\%}/100) \cdot P_{n,plant}$$

Nel caso di un SdA accoppiato ad un impianto rinnovabile, sempre di taglia 10 MW, si assume invece che:

- l'impianto rinnovabile non programmabile debba rendere disponibile una quota di riserva primaria e secondaria come gli impianti convenzionali, quindi riferita alla sua potenza nominale $P_{n,RES}$;
- l'onere del servizio di regolazione sia in capo al SdA, che supporta quindi l'impianto rinnovabile;
- il SdA debba poter contribuire anche con una quota aggiuntiva calcolata sulla propria potenza nominale.

La taglia minima del SdA è quindi calcolata con la seguente relazione:

$$P_n = (SB_{RP\%}/100 + SB_{RS\%}/100) \cdot P_{n,RES} / [1 - (SB_{RP\%}/100 + SB_{RS\%}/100)]$$

In Tabella 10.1 e Tabella 10.2 sono riportati i valori di potenza nominale della batteria nelle due diverse configurazioni di funzionamento ("stand-alone" e di accoppiamento con un impianto FER-NP), per quattro diverse combinazioni di valori di semi-banda primaria e semi-banda secondaria.

La Tabella 10.3 riporta le principali caratteristiche delle tre tipologie di batteria considerate nelle simulazioni.

² Più precisamente si tratta in questo caso della potenza efficiente.

Casi	Semi-banda di Regolazione Primaria [%P _{n,plant}]	Semi-banda di Regolazione Secondaria [%P _{n,plant}]	Potenza nominale P _n [MW]
1	1,5	6	0,75 (SB _{RP} : 0,15 MW) (SB _{RS} : 0,60 MW)
2	1,5	15	1,65 (SB _{RP} : 0,15 MW) (SB _{RS} : 1,50 MW)
3	10	6	1,60 (SB _{RP} : 1,00 MW) (SB _{RS} : 0,60 MW)
4	10	15	2,50 (SB _{RP} : 1,00 MW) (SB _{RS} : 1,50 MW)

Tabella 10.1 – Semi-banda massima di regolazione primaria e secondaria, e corrispondente taglia di un SdA “stand-alone” dedicato ai due servizi di regolazione

Casi	Semi-banda di Regolazione Primaria [%P _{n,RES + P_n}]	Semi-banda di Regolazione Secondaria [%P _{n,RES + P_n}]	Potenza nominale P _n [MW]
5	1,5	6	0,82 (SB _{RP} : 0,17 MW) (SB _{RS} : 0,65 MW)
6	1,5	15	1,98 (SB _{RP} : 0,18 MW) (SB _{RS} : 1,80 MW)
7	10	6	1,91 (SB _{RP} : 1,20 MW) (SB _{RS} : 0,71 MW)
8	10	15	3,34 (SB _{RP} : 1,34 MW) (SB _{RS} : 2,00 MW)

Tabella 10.2 – Semi-banda massima di regolazione primaria e corrispondente secondaria, e taglia del SdA con impianto rinnovabile

	Litio/ione	Sodio/zolfo	Sodio/nichel
Capacità [ore]	2	7,5	3
Rendimento in scarica $\eta_{scarica}$ [-]	0,922	0,866	0,922
Rendimento in carica η_{carica} [-]	0,922	0,866	0,922

Tabella 10.3 – Parametri del SdA in base alla tecnologia della batteria: capacità di accumulo e rendimento

10.7 Risposta della batteria per la regolazione primaria e secondaria

10.7.1 Dati di ingresso

Le simulazioni della risposta del SdA sono state condotte alimentando il modello di SdA con un profilo di frequenza di rete e di segnale di livello.

Il profilo della frequenza di rete è stato ricavato da misure di tensione effettuate presso la sede di RSE (Milano) in un punto in bassa tensione. I dati ottenuti, campionati ogni 100 ms, sono quindi relativi al sistema sincrono continentale (CE – Continental Europe in ambito ENTSO-E).

Per quanto riguarda il profilo del segnale di livello, sono stati usati i dati della MacroZona Peninsulare messi a disposizione da Terna. Tali valori sono con passo di campionamento di un minuto.

In base alla disponibilità dei dati di frequenza e di segnale di livello, le simulazioni sono state condotte su un periodo di 29 settimane, compreso fra il 1° Giugno 2015 e il 20 Dicembre 2015.

Relativamente a tale periodo, si sono assunti come riferimento dati orari di generazione fotovoltaica ed eolica provenienti da due impianti reali.

10.7.2 Simulazione ed energia scambiata

Con riferimento alle taglie di SdA riportate in Tabella 10.1 e Tabella 10.2 il comportamento delle tre tecnologie (litio-ioni, sodio-zolfo e sodio-cloruro di nichel) è stato simulato con e senza la gestione dello stato di carica, in configurazione

“stand-alone” o con accoppiamento con impianto eolico o fotovoltaico, esaminando così in totale 72 casi. Per ogni caso, è stata calcolata l’energia scambiata in erogazione verso la rete e in assorbimento dalla rete, distinguendo per i due servizi (regolazione primaria e secondaria):

- l’energia richiesta dal regolatore (“ideale” ed “effettiva”, come dettagliato in seguito);
- l’energia effettivamente scambiata dal SdA;
- l’energia non scambiata dal SdA, a causa del raggiungimento dei limiti di saturazione dello stato di carica della batteria (SoC=1 - massima capacità di accumulo, SoC=0 - nessun contenuto di carica);
- l’energia scambiata per il ripristino del SoC;
- qualora esso sia presente, l’energia scambiata dall’impianto rinnovabile (solo modulazione a scendere) per mancato intervento del SdA per raggiungimento del limite superiore di saturazione del SoC (come già accennato, non si è considerata la possibilità di una modulazione a salire dal parte dell’impianto).

Nei casi di accoppiamento con un impianto FER-NP, la soglia minima P_{min} di attivazione del SdA per la regolazione è stata posta pari al 10% della potenza nominale dell’impianto. La potenza di ripristino del SoC, ove presente la strategia di gestione di quest’ultimo, è stata assunta pari al 20% della potenza nominale del SdA. I valori SoC_{target_min} e SoC_{target_max} sono stati posti uguali a 40% e 60% rispettivamente.

In Fig. 10.3 è mostrata l'energia scambiata con la rete dalle tre tecnologie di SdA nei vari casi considerati (con e senza la gestione dello stato di carica, in configurazione "stand-alone" o con accoppiamento con impianto eolico o fotovoltaico):

- le figure (a)-(b) sono relative ai SdA sodio/zolfo ("NaS BESS");
- le figure (c)-(d) sono relative ai SdA litio/ione ("Li BESS");
- le figure (e)-(f) sono relative ai SdA sodio/nichel ("NaNiCl₂ BESS");
- le figure (a), (c) ed (e) sono relative alla modalità di funzionamento "senza strategia di gestione del SoC";
- le figure (b), (d) ed (f) sono relative al funzionamento "con strategia di gestione del SoC".

In particolare, come è indicato nella legenda in coda alla Fig. 10.3, per ogni taglia di potenza del SdA, sono evidenziati, in valore assoluto, gli scambi di energia, in assorbimento e in iniezione, per la regolazione primaria (istogrammi a sinistra con colore "blu-celeste"), per il ripristino dello stato di carica (istogrammi centrali con colore "verde-azzurro chiaro") e per la regolazione secondaria (istogrammi a destra con colore "giallo-marrone"). Per quanto riguarda le richieste di scambio di energia, si sono distinte le richieste "ideali" da quelle "effettive": le prime sono determinate dalle richieste di scambio di potenza provenienti dai regolatori primario e secondario, le seconde sono ottenute dalle prime considerando la soglia sulla potenza minima dell'impianto FER-NP. Se la potenza generata dall'impianto è al di sotto della soglia, le richieste di potenza dei controllori sono ignorate dal SdA, ossia le richieste di potenza effettive al SdA sono nulle, quindi le richieste effettive di energia risultano inferiori rispetto a quelle dei controllori. Nel caso di SdA "stand-alone", le richieste ideali e quelle effettive sono identiche, non essendovi la soglia di potenza minima per cui attivare effettivamente lo svolgimento della regolazione da parte del SdA stesso.

Negli istogrammi si osserva, innanzitutto, che le energie messe in gioco dal SdA in configurazione "stand-alone" risultano molto maggiori rispetto a quelle ottenute in combinazione con un impianto rinnovabile. Questo risultato è dovuto alla presenza della soglia minima di potenza rinnovabile per l'attivazione dell'intervento del SdA per

la regolazione. Le fluttuazioni della produzione incidono dunque sul funzionamento del SdA stesso, soprattutto nello schema di impianto SdA + solare fotovoltaico in cui gli intervalli di non produzione includono anche le ore notturne. Tuttavia lo scostamento dalle energie in gioco con SdA + impianto eolico non sembra così rilevante, per effetto di un profilo di produzione eolica non molto elevato in ampiezza. In particolare, facendo riferimento alla sola regolazione primaria, l'energia movimentata in "stand-alone" è circa 4-5 volte quella movimentata in presenza di un impianto rinnovabile. In valore assoluto, il massimo volume di energia movimentata si ha con il SdA da 1,6 MW in "stand-alone" (circa 55 P_n h sia in assorbimento che in erogazione) mentre il minimo si ottiene con SdA da 1,98 MW in configurazione SdA + solare fotovoltaico (circa 2 P_n h sia in assorbimento che in erogazione). Gli scambi effettuati per svolgere la regolazione primaria sono all'incirca nell'intervallo 7-56 P_n h nei casi "stand-alone", 2-22 P_n h nei casi con impianto FER-NP. Per quanto riguarda, invece, la regolazione secondaria, l'energia movimentata in "stand-alone" è circa 2-3 volte quella con accoppiamento con impianto rinnovabile. In valore assoluto, il massimo dell'energia movimentata in assorbimento ed in iniezione si ha con il SdA da 1,65 MW in "stand-alone" (circa 1400 P_n h e 1000 P_n h rispettivamente) mentre il minimo si ottiene con un SdA da 1,91 MW con accoppiamento con impianto fotovoltaico (circa 300 P_n h e 200 P_n h rispettivamente). Gli scambi effettuati per svolgere la regolazione secondaria sono all'incirca nell'intervallo 425-1400 P_n h nei casi "stand-alone", 166-665 P_n h nei casi con impianto FER-NP. Il divario evidenziato fra configurazione "stand-alone" e accoppiamento con impianto FER-NP sembra non risentire in modo significativo dalla tecnologia di SdA in esame. Per quanto riguarda la strategia di gestione dello stato di carica, gli scambi ad essa relativi sono poco rilevanti in configurazione "stand-alone" (solo alcuni P_n h), mentre non sono trascurabili quando il SdA opera insieme ad un impianto rinnovabile (20-105 P_n h per il NaS, 15-50 P_n h per il Li, 15-75 P_n h per il NaNiCl₂).

Relativamente al confronto fra i due servizi, in generale in valore assoluto prevale l'energia scambiata per la regolazione secondaria, aspetto particolarmente accentuato nella configurazione "stand-alone". Infatti, considerando tutte le possibili configurazioni di funzionamento del SdA,

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

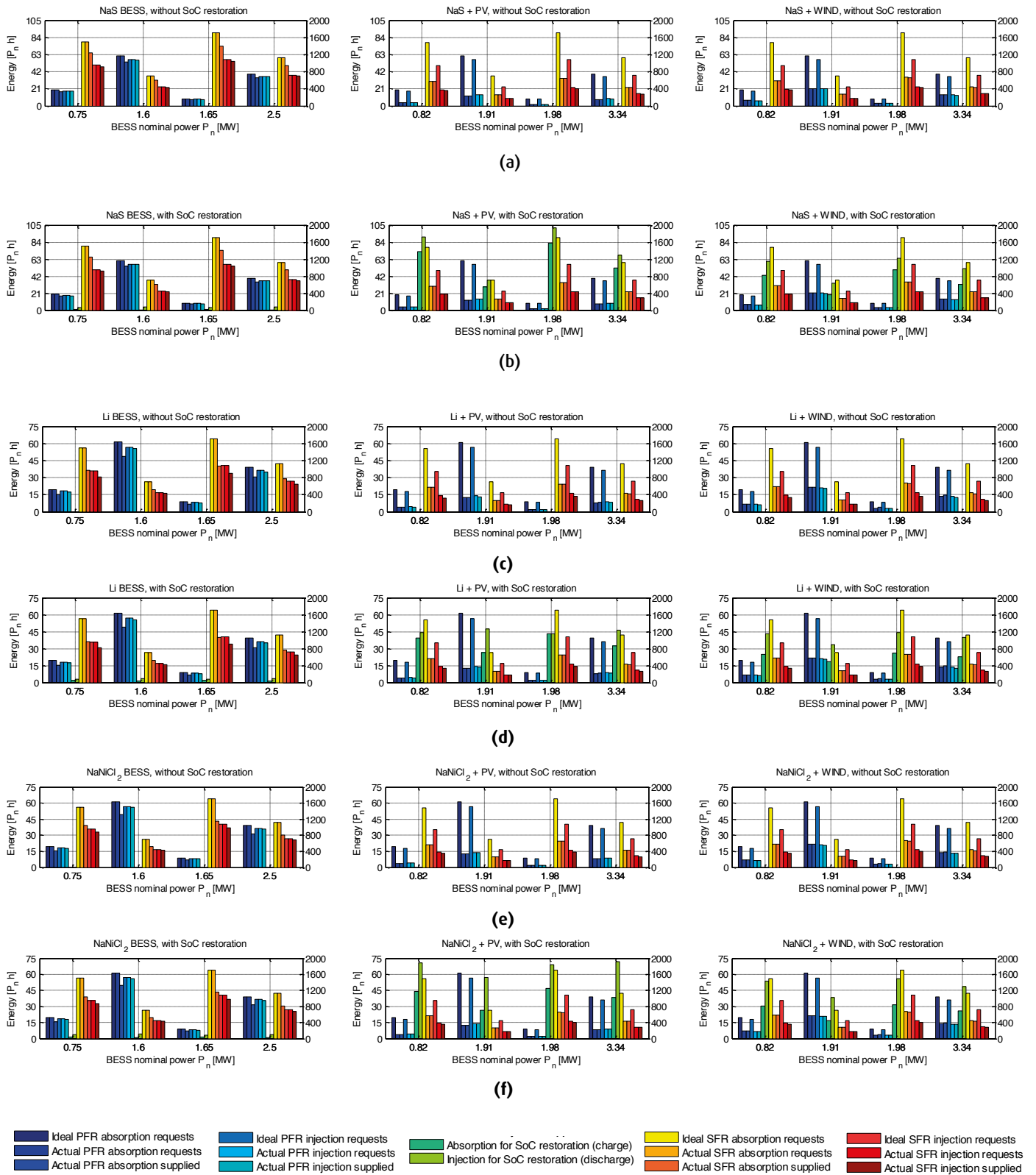


Fig. 10.3 – Scambi di energia nelle diverse configurazioni di funzionamento; le voci relative alla regolazione primaria e al ripristino del SoC si riferiscono all'asse delle ordinate a sinistra, quelle relative alla regolazione secondaria all'asse delle ordinate a destra

l'energia mediamente movimentata per la regolazione secondaria è circa 50 volte quella per la regolazione primaria. Considerando in particolare lo specifico assetto di impianto, il rapporto fra le due energie per i due servizi è circa 25÷60 volte per lo "stand-alone" e 30÷80 volte per l'accoppiamento con l'impianto rinnovabile. La presenza dell'impianto rinnovabile riduce i contributi di regolazione del SdA, ma la riduzione dell'energia per la regolazione primaria è tale da accentuare il rapporto "energia per la secondaria"/"energia per la primaria".

In media, sono soddisfatti il 96% della richiesta di energia per la regolazione primaria, e il 92% della richiesta per la regolazione secondaria, mentre la carica e la scarica per il ripristino sono pari, rispettivamente, al 5% e all'11% della richiesta complessiva per le due regolazioni.

10.8 Valutazione economica dell'energia scambiata con la rete

Per coerenza con i dati di frequenza e di livello usati per la regolazione primaria e secondaria, ai fini delle valutazioni economiche sono state considerate le zone di mercato peninsulari: Nord (NORD), Centro-nord (CNOR), Centro-sud (CSUD) e Sud (SUD). L'analisi è stata eseguita distinguendo l'energia scambiata in regolazione primaria (lo schema di remunerazione adottato è già stato descritto nel 1° Libro Bianco, ma lo si riporta per completezza), quella scambiata in regolazione secondaria e quella scambiata in ripristino, come di seguito riportato.

10.8.1 Costi e ricavi relativi agli scambi di energia effettuati in regolazione primaria

Ipotesi: valorizzazione sulla base delle indicazioni contenute nella Deliberazione n. 231/2013/R/eel della AEEGSI e nella nota informativa di Terna (Avvio del meccanismo di remunerazione della regolazione primaria di frequenza", 15 aprile 2014) sui prezzi applicati per la remunerazione del servizio relativa ad impianti rilevanti convenzionali abilitati alla regolazione.

- **Contributo a salire** (regolazione in sottofrequenza): si è considerato il prezzo zonale di vendita registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP), aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra due valori:
- il prezzo medio ponderato (p_1) delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD);

- la media (p_2) dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone;
- Per il **contributo a scendere** (regolazione in sovralfrequenza), il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP, ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra due valori:
- la media (p_3) dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone;
- il prezzo medio ponderato (p_4) delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere sul MSD.

Per l'anno 2015, $p_1 = 119,82$ €/MWh, $p_2 = 51,83$ €/MWh, $p_3 = 54,99$ €/MWh and $p_4 = 13,58$ €/MWh. Come ordine di grandezza, si osserva che nel 2015 la media del prezzo MGP nelle quattro zone considerate (NORD, CNOR, CSUD, SUD) è stata 53, 51, 51 e 49 €/MWh rispettivamente.

10.8.2 Costi e ricavi relativi agli scambi di energia effettuati in regolazione secondaria

In questo caso il punto di partenza sono stati i prezzi delle offerte zonal per la regolazione secondaria accettate sul Mercato del Bilanciamento (MB), che ha una granularità di 15 minuti ("upward/downward accepted zonal offer/bid prices"). Come ordine di grandezza, si osserva che nel 2015 la media di tali prezzi nelle quattro zone considerate è stata 133, 146, 115 e 120 €/MWh, rispettivamente, per la regolazione a salire, e 10, 14, 6 e 5 €/MWh, rispettivamente, per la regolazione a scendere. Per ogni quarto d'ora e per ogni zona, si è considerata la media dei prezzi a scendere accettati, la media dei prezzi a salire accettati, il valore minimo e massimo dei prezzi a salire accettati, il valore minimo e massimo dei prezzi a scendere accettati. Nella zona Sud, ai fini della regolazione secondaria, sono stati compresi anche i poli a produzione limitata di Foggia, Rossano e Brindisi, a causa di mancanza di dati relativi al periodo simulato.

10.8.3 Costi e ricavi per l'energia di ripristino dello stato di carica

L'energia scambiata in ripristino dello stato di carica è stata valorizzata al pari degli sbilanciamenti di unità non abilitate (cioè quelle con potenza nominale inferiore a 10

MW e quelle non programmabili), come specificato nella Deliberazione n. 111/06:

- in caso di *sbilanciamento aggregato zonale positivo*, si assume il *valore minimo orario* tra:

- il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza del punto di dispacciamento considerato;
- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui si trova il punto di dispacciamento;

- in caso di *sbilanciamento aggregato zonale negativo*, si assume il *valore massimo orario* tra:

- il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza del punto di dispacciamento considerato;
- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui si trova il punto di dispacciamento.

I risultati relativi alle quattro zone considerate sono riportati in Fig. 10.4 (NORD), Fig. 10.5 (CNOR), Fig. 10.6 (CSUD), Fig. 10.7 (SUD) rispettivamente, considerando per la remunerazione della regolazione secondaria i prezzi medi delle offerte accettate, sia a salire che scendere. La struttura delle quattro figure è la medesima della Fig. 10.3, visto che si riporta la valorizzazione degli scambi energetici della Fig. 10.3 stessa. Come si può osservare per la zona NORD, il servizio di regolazione primaria genera un flusso di cassa, nel caso della configurazione "stand-alone", pari a circa 2,5-3 volte quello ottenibile con SdA accoppiato con un impianto rinnovabile: in particolare, in corrispondenza della taglia di SdA pari a 1,6 MW e 2,5 MW, si ottiene un massimo di circa 8 k€ in fase di erogazione ed un massimo di circa 3 k€ in fase di assorbimento, contro un massimo di 3 k€ e 1 k€ rispettivamente in presenza di un impianto rinnovabile accoppiato con SdA da 1,91 MW e 3,34 MW. Sempre con la configurazione "stand-alone", il servizio di regolazione secondaria genera, invece, un ricavo massimo di quasi 240 k€ (contro un costo massimo di circa 35 k€) in corrispondenza di una taglia di SdA pari a 1,65 MW e 2,5 MW, quasi 2 volte il ricavo ottenibile con SdA accoppiato con un impianto rinnovabile. Per quanto riguarda gli istanti di ripristino del

SoC, i flussi di cassa relativi, in termini sia di costo sia di ricavo, sono molto maggiori nel caso di SdA accoppiato con impianto rinnovabile: in particolare l'accoppiamento SdA+fotovoltaico evidenzia un massimo ricavo di quasi 350 k€ con SdA "NaNiCl₂" ed un massimo costo di circa 280 k€ con SdA "NaS" in corrispondenza di una taglia di SdA pari a 3,34 MW, mentre l'accoppiamento SdA+eolico mostra, in corrispondenza della stessa taglia di SdA di 3,34 MW, un massimo ricavo di circa 210 k€ e un massimo costo di circa 175 k€ con la tecnologia "NaS". In definitiva, la regolazione secondaria e nella configurazione "stand-alone" risulta molto più remunerativa della regolazione primaria (a causa degli scambi energetici più consistenti e del fatto che i relativi prezzi sono più convenienti) e del ripristino del SoC. Più precisamente, in assenza di ripristino, il ricavo massimo ottenibile con la regolazione secondaria è circa 30 e 80 volte quella ricavabile dalla regolazione primaria in "stand-alone" e SdA con impianto rinnovabile, rispettivamente, contro un costo di circa 11 e 35 volte. Un contributo addizionale al ricavo può essere ottenuto con la fase di ripristino, ma occorre allora considerare anche una componente di costo non trascurabile.

Per quanto riguarda le rimanenti zone di mercato, il servizio di regolazione primaria mostra un andamento dei flussi di cassa molto simile al NORD; viceversa, il contributo di ricavo massimo da regolazione secondaria diminuisce in maniera significativa. Infatti, nella zona CSUD nella configurazione sia "stand-alone" che SdA combinato con impianto rinnovabile si ottiene un ricavo massimo di circa la metà di quello evidenziato nella zona NORD. Nelle zone di CNOR e SUD, invece, tale riduzione è meno accentuata solo nella configurazione "stand-alone" (ricavo massimo di quasi 140 k€). Occorre, inoltre, osservare che alla riduzione del ricavo si accompagna anche una riduzione dei costi, talvolta più accentuata di quella del ricavo; pertanto, nel profitto netto, risulta prevalente il contributo dei ricavi. In sintesi, le zone maggiormente remunerative sono il NORD e il CNOR.

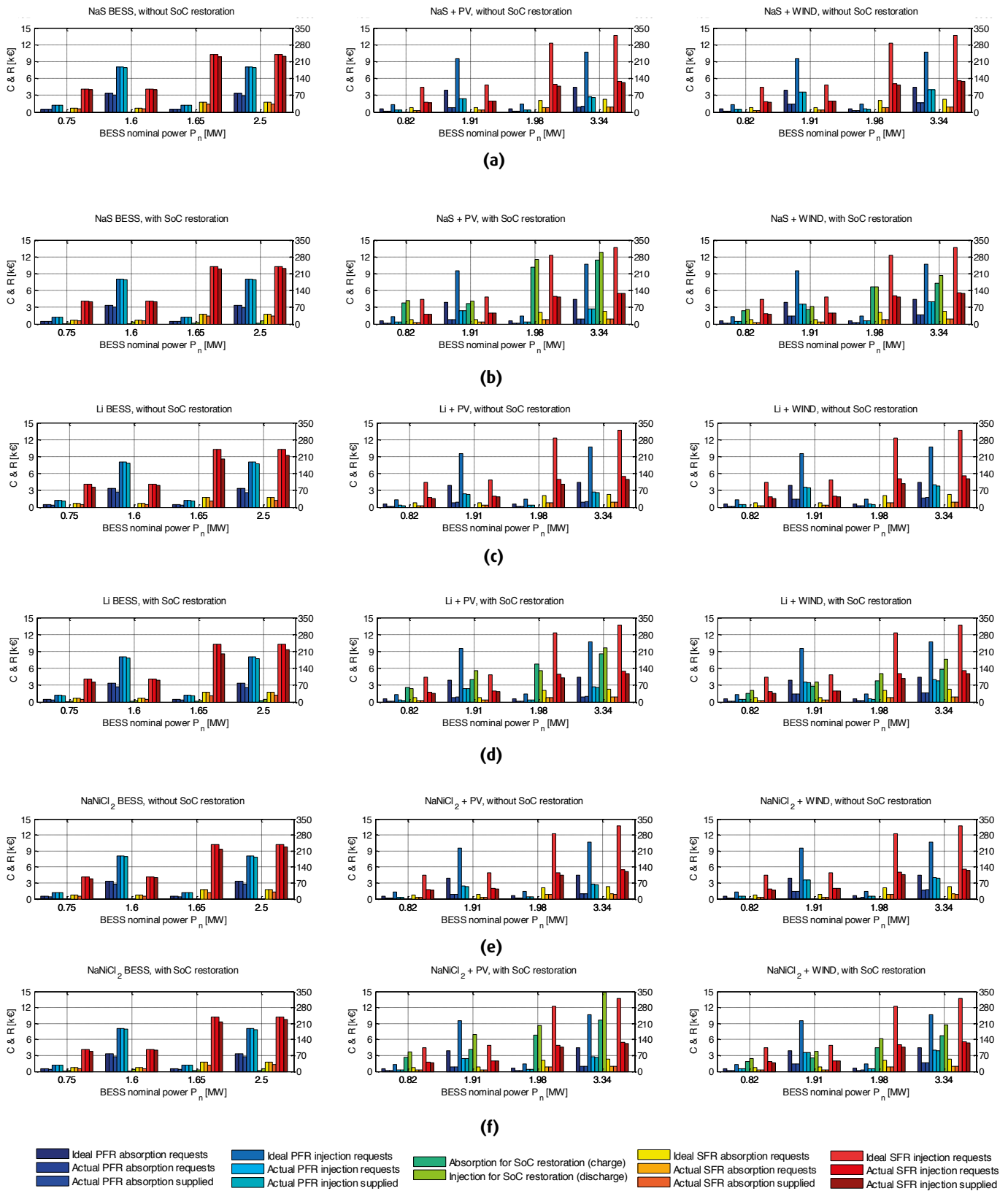


Fig. 10.4 - Costi e ricavi relativi alle energie scambiate dal SdA nelle diverse configurazioni di funzionamento, relativamente alla zona NORD; le voci relative alla regolazione primaria e al ripristino del SoC si riferiscono all'asse delle ordinate di sinistra, quelle relative alla regolazione secondaria all'asse delle ordinate a destra

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

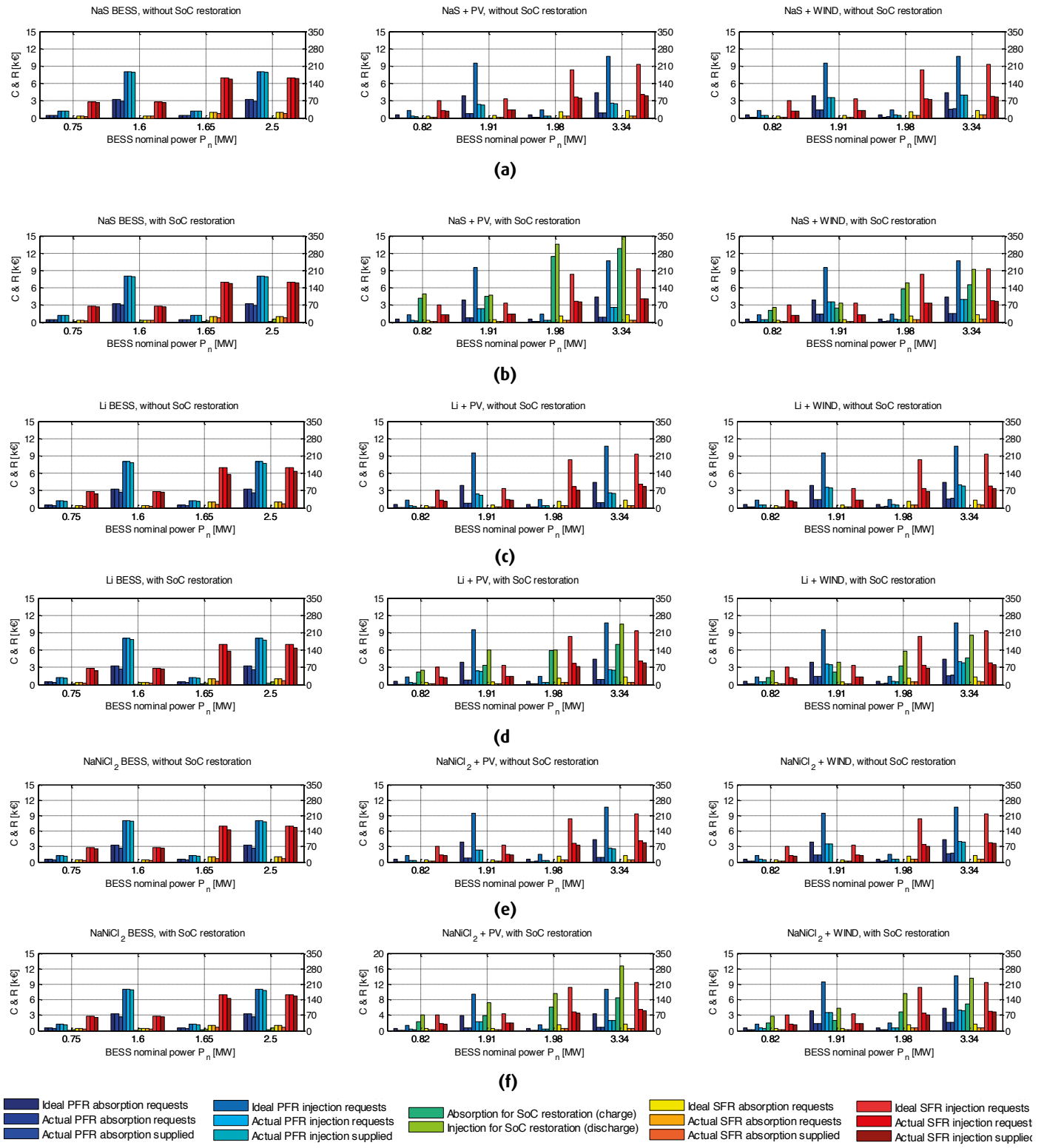


Fig. 10.5 - Costi e ricavi relativi alle energie scambiate dal SdA nelle diverse configurazioni di funzionamento, relativamente alla zona CNOR; le voci relative alla regolazione primaria e al ripristino del SoC si riferiscono all'asse delle ordinate a sinistra, quelle relative alla regolazione secondaria all'asse delle ordinate a destra

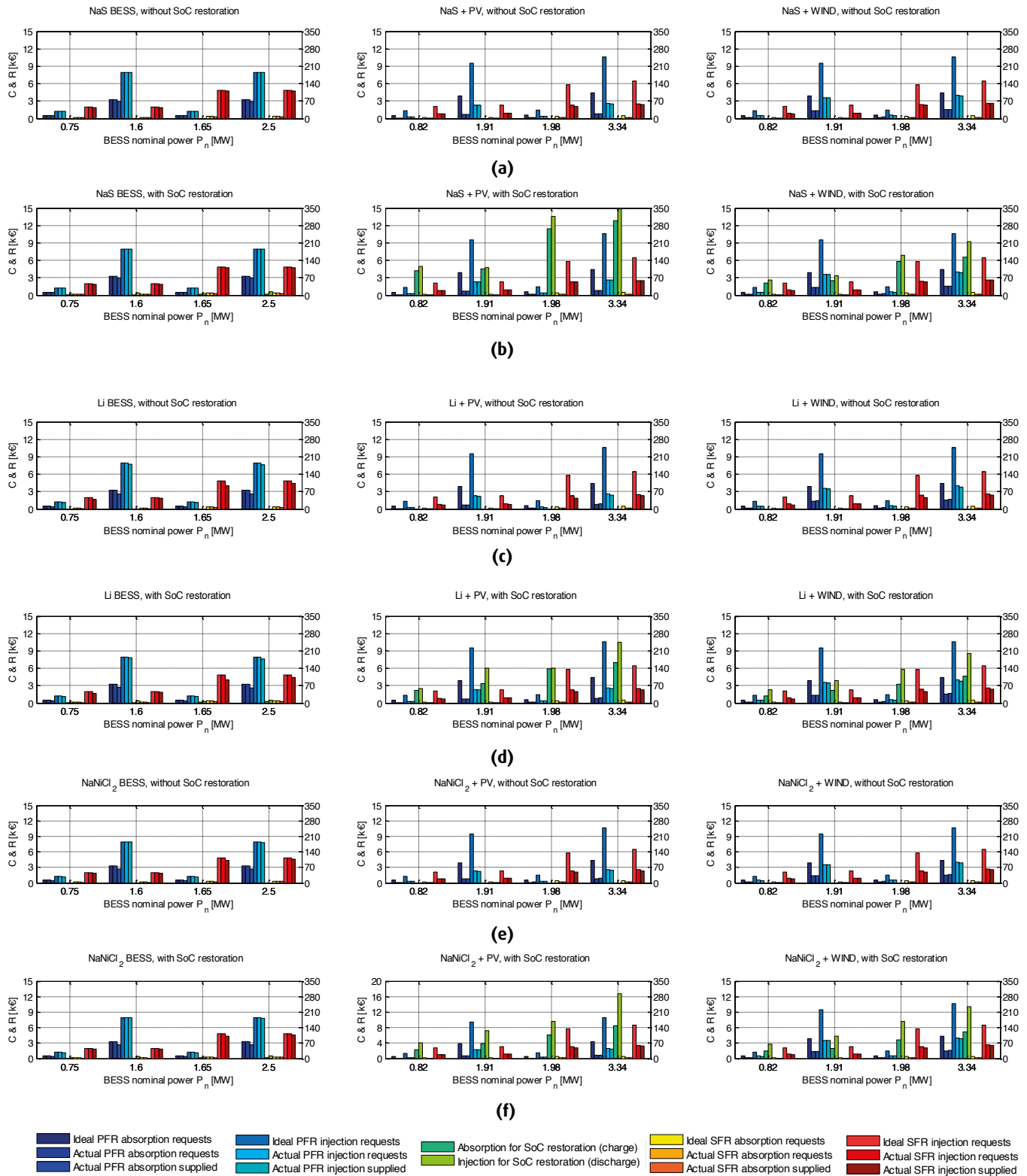


Fig. 10.6 - Costi e ricavi relative alle energie scambiate dal SdA nelle diverse configurazioni di funzionamento, relativamente alla zona CSUD; le voci relative alla regolazione primaria e al ripristino del SoC si riferiscono all'asse delle ordinate a sinistra, quelle relative alla regolazione secondaria all'asse delle ordinate a destra

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

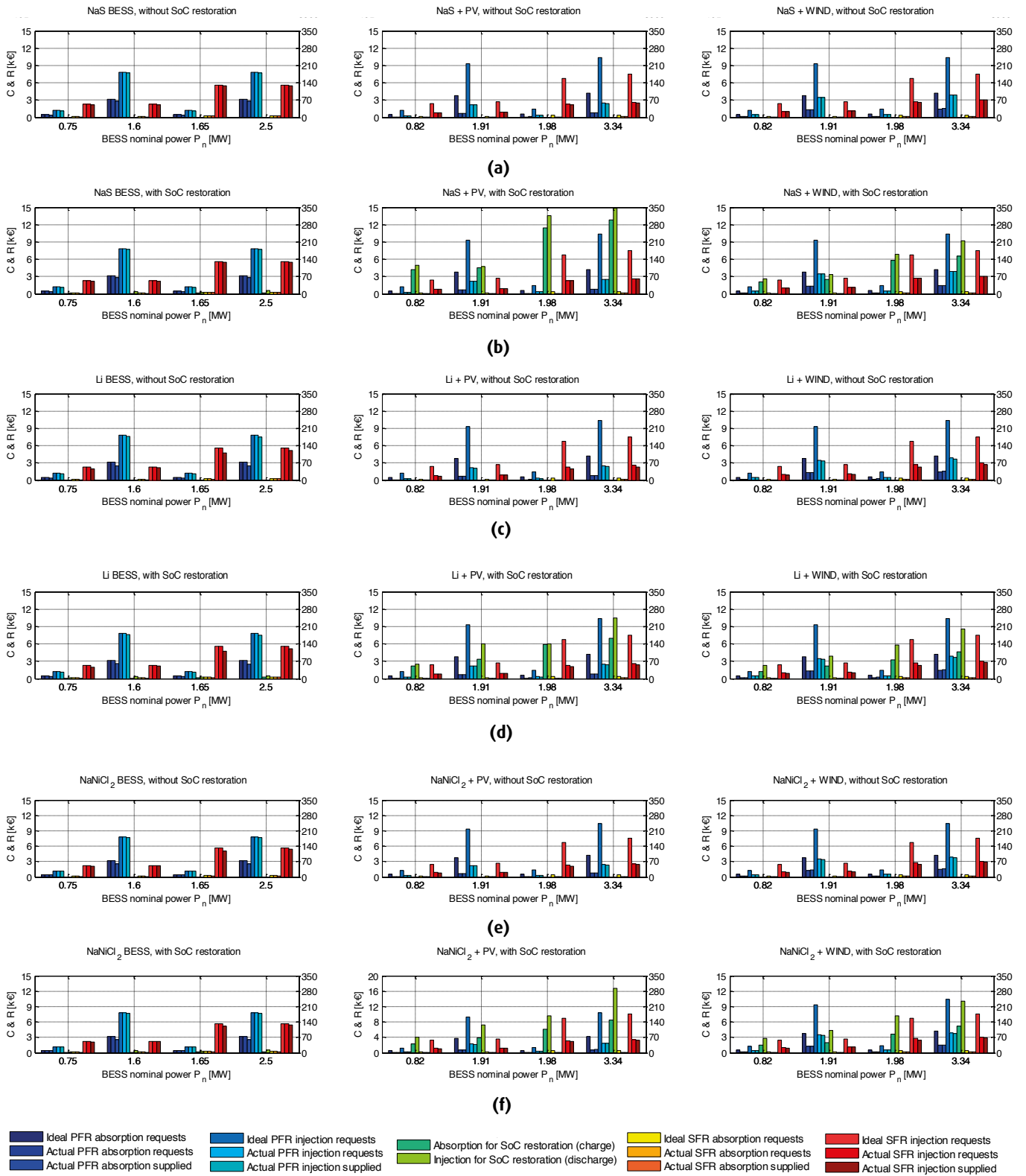
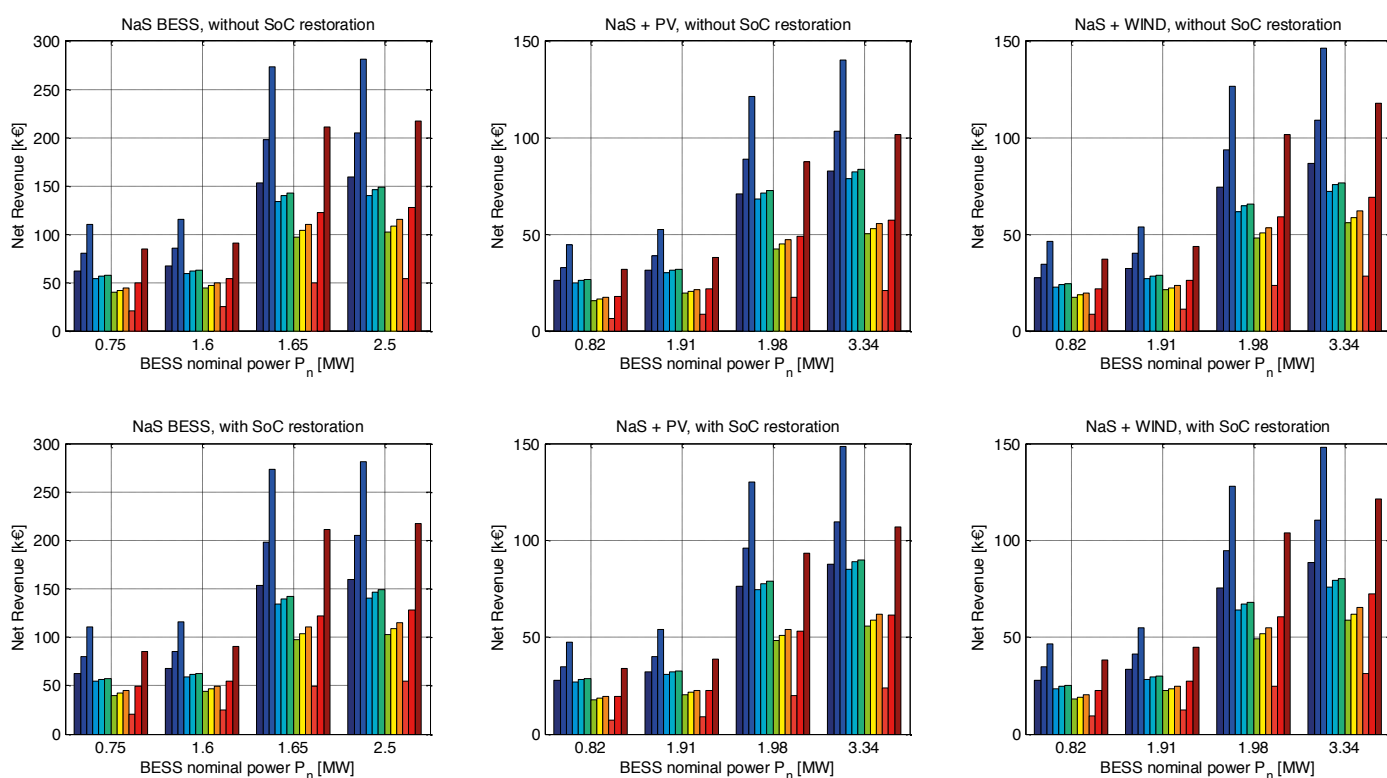


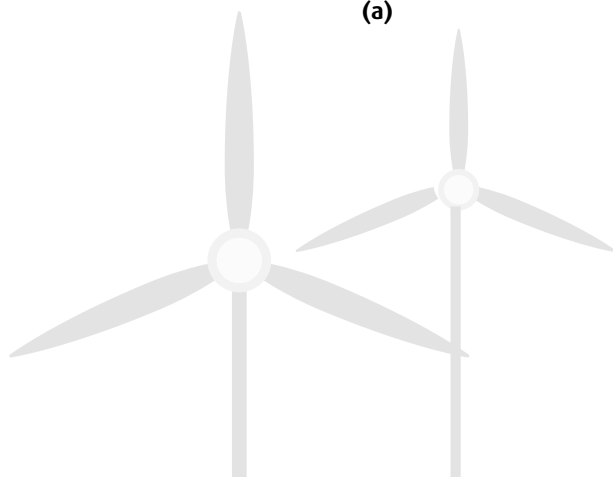
Fig. 10.7 - Costi e ricavi relativi alle energie scambiate dal SdA nelle diverse configurazioni di funzionamento, relativamente alla zona SUD; le voci relative alla regolazione primaria e al ripristino del SoC si riferiscono all'asse delle ordinate a sinistra, quelle relative alla regolazione secondaria all'asse delle ordinate a destra

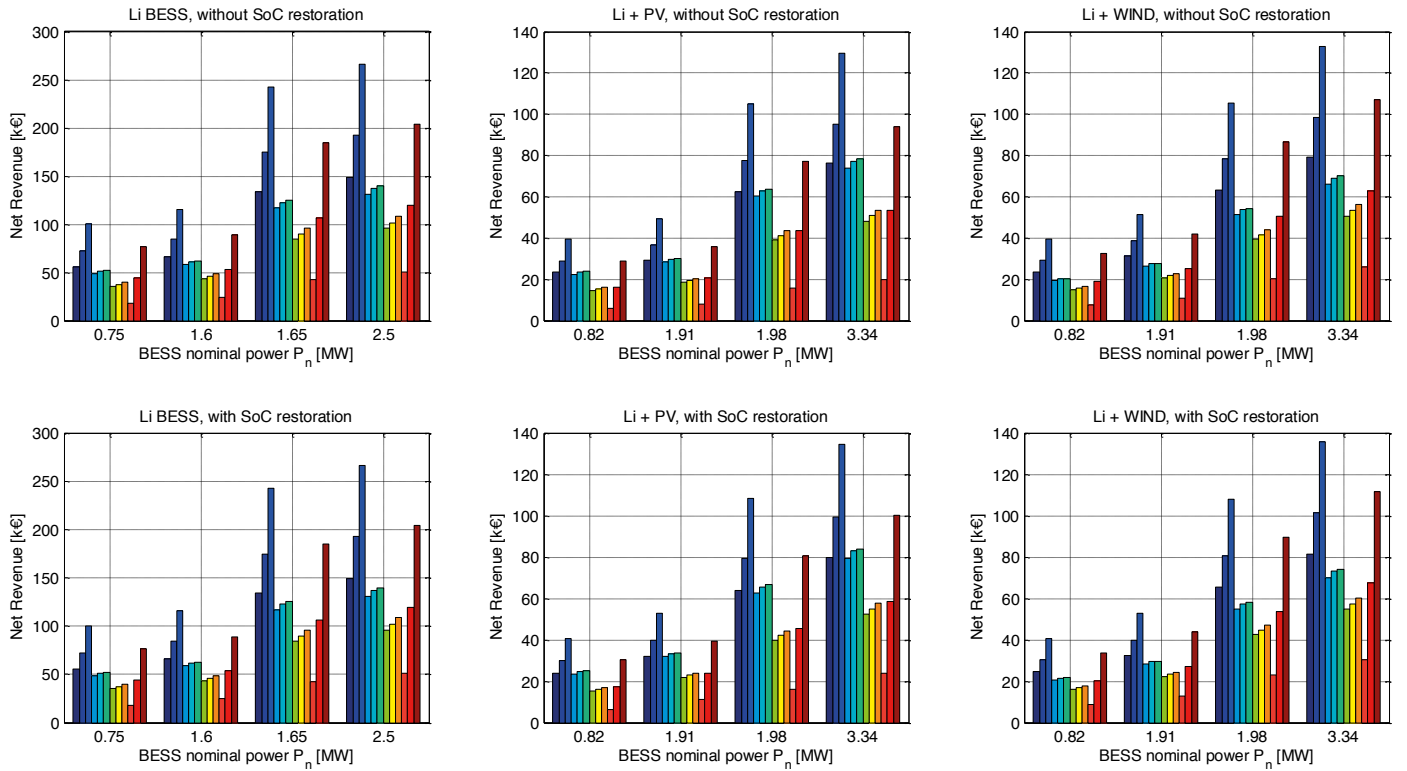
Infine, in Fig. 10.8 si riportano i profitti netti, ottenuti dalla somma algebrica di tutti i costi e ricavi, relativi sia ai due servizi sia al ripristino del SoC. Le figure (a), (b) e (c) si riferiscono ai tre tipi di batteria considerati. In ogni figura, si riportano i risultati relativi alle quattro zone considerate, assumendo per la regolazione secondaria i prezzi minimi, medi o massimi zionali accettati in ogni quarto d'ora. Si può osservare che le zone più remunerative sono il NORD e il CNOR se si considerano i prezzi medi della regolazione secondaria, il NORD e il SUD se si considerano quelli massimi. Il profitto netto nelle quattro zone è comunque sempre positivo. Esso varia, in media, attorno a 40-200 k€ per un

SdA "stand-alone", a 20-110 k€ per un SdA con un impianto FER-NP, ossia, estrapolando linearmente ad un anno, 70-360 k€ e 35-200 k€ rispettivamente. Inoltre, dal punto di vista del profitto netto, le taglie di SdA più remunerative risultano 1,65 e 2,5 MW in configurazione "stand-alone", 1,98 e 3,34 MW in configurazione con impianto FER-NP. Si noti che tali taglie corrispondono a valori del rapporto delle semi-bande secondaria e primaria pari a 15/1,5 e 15/10. Per quanto riguarda, infine, la tecnologia, un SdA litio-ioni, ad esempio, a causa della minore energia nominale, può scambiare meno energia di uno sodio-zolfo, quindi il profitto netto è minore, di circa il 10%

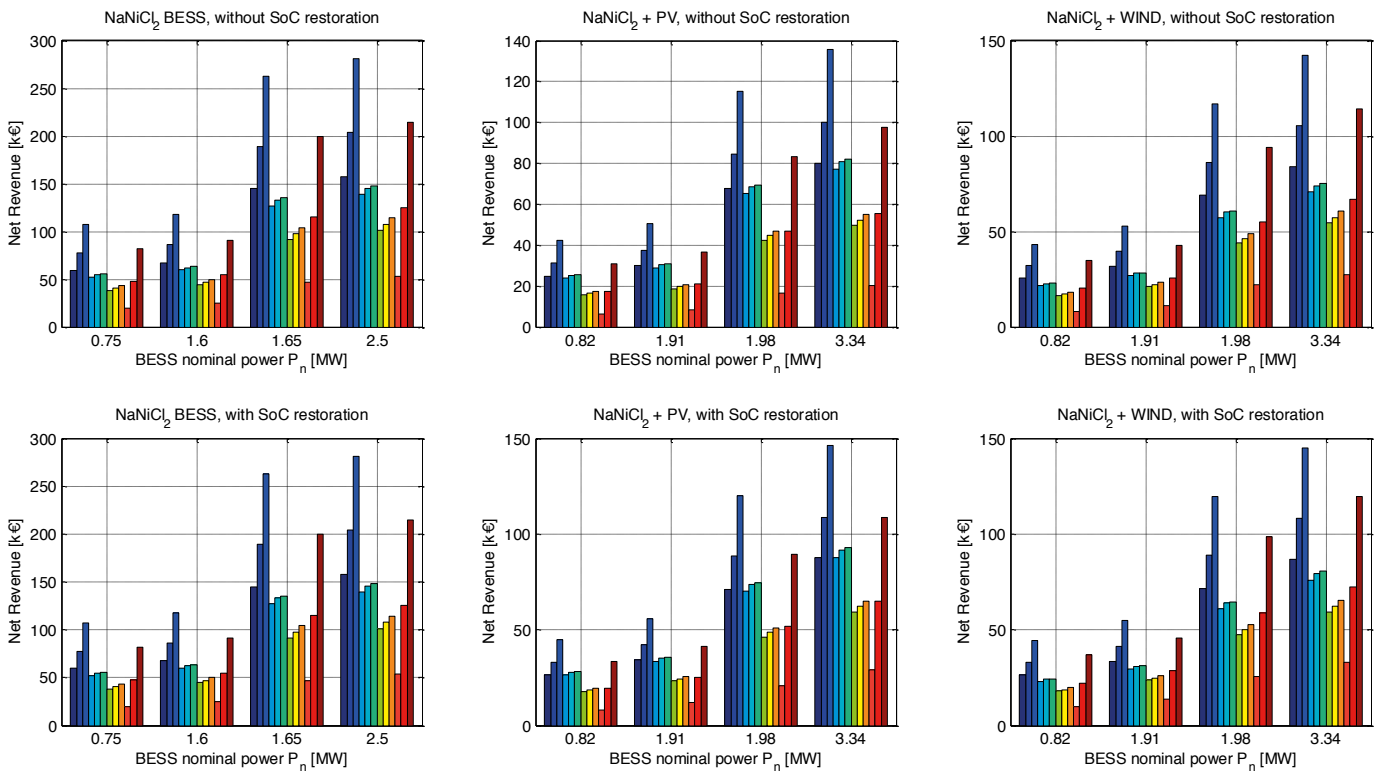


(a)





(b)



(c)

- NORTHERN IT - SFR minimum prices
- CENTRAL-NORTHERN IT - SFR minimum prices
- CENTRAL-SOUTHERN IT - SFR minimum prices
- SOUTHERN IT - SFR minimum prices
- NORTHERN IT - SFR average prices
- CENTRAL-NORTHERN IT - SFR average prices
- CENTRAL-SOUTHERN IT - SFR average prices
- SOUTHERN IT - SFR average prices
- NORTHERN IT - SFR maximum prices
- CENTRAL-NORTHERN IT - SFR maximum prices
- CENTRAL-SOUTHERN IT - SFR maximum prices
- SOUTHERN IT - SFR maximum prices

Fig. 10.8 - Profitti netti relativi alle energie scambiate dal SdA nelle diverse configurazioni di funzionamento, relativamente alle quattro zone simulate e con diverse valutazioni dei prezzi della regolazione secondaria

10.9 VALUTAZIONI SU TEMPO DI RIENTRO DEGLI INVESTIMENTI E INVECCHIAMENTO

Per effettuare una prima valutazione della possibile redditività dei servizi considerati, si è calcolato il corrispondente "Pay-Back Period" (PBP), ossia un indice sintetico di redditività del capitale investito espresso come rapporto fra il costo dell'investimento nel SdA e il profitto annuale calcolato (forma semplificata del metodo del periodo di recupero, altrimenti detto "Pay-Back Period Method" – PBP Method). I risultati ottenuti sono riportati in Fig. 9, per brevità per la sola zona NORD, in quanto zona più remunerativa, e con riferimento ai prezzi medi per la regolazione secondaria. Si sono assunti i costi unitari di investimento riportati in Tabella 10.4: per semplicità, si sono considerati i soli costi di acquisto dei componenti.

È stata poi stimata la durata di vita, in anni, di ciascun SdA considerato, al fine di confrontarla con l'indice PBP. Allo scopo, si è tenuto conto dell'andamento effettivo della profondità di scarica (Depth of Discharge - DoD) durante il funzionamento, ovvero dei micro-cicli dovuti allo svolgimento dei due servizi e dell'eventuale ripristino del SoC. Come descritto in Appendice, ci si è avvalsi di curve, disponibili in letteratura, di massimo numero di cicli in funzione della DoD. Riportando sulla curva relativa alla singola tecnologia di SdA i valori di DoD associati ai micro-cicli, si è in particolare calcolata una media pesata del massimo numero di cicli tollerabile; la DoD ad essi corrispondente sulla curva si è adottata come DoD media. Sulla base dell'energia scaricata complessivamente, si è quindi calcolato il numero di cicli equivalenti effettuati alla DoD media. Infine, la vita utile discende dal rapporto fra il massimo numero di cicli tollerabile ed il numero di cicli equivalenti effettuati, entrambi riferiti alla DoD media.

Come si può osservare nella stessa Fig. 10.9, nei casi in cui il SdA è a supporto di un impianto FER-NP, sono necessarie decine di anni (in alcuni casi fino a 90) per rientrare dall'investimento iniziale, a causa del minore utilizzo del SdA per via della soglia di potenza rinnovabile minima per l'attivazione dello svolgimento dei servizi. Per i SdA in configurazione "stand-alone", invece, il PBP si riduce

notevolmente, più della metà. Il numero di anni di durata della batteria stimato risulta superiore rispetto al PBP, tranne che per i SdA di tipo "NaNiCl₂". Il comportamento di tale tipologia di SdA si può ricondurre al maggior numero di cicli effettuato, rispetto in particolare ai SdA di tipo "NaS", a causa della minore capacità energetica, combinato con una curva massimo numero di cicli funzione della DoD abbastanza simile. Si osserva infine che la durata in anni, e quindi anche il PBP, vanno comunque confrontati con la durata legata al decadimento delle batterie anche in assenza di ciclaggio, ossia con la loro vita calendariale (tipicamente 10-20 anni, ma variabile a seconda della specifica tecnologia).

10.10 PARTECIPAZIONE ALLA SOLA REGOLAZIONE SECONDARIA

I casi simulati sono analoghi a quelli già considerati per la combinazione dei due servizi; precisamente, sono caratterizzati dai seguenti parametri:

- configurazione di impianto: SdA "stand-alone", SdA+impianto PV, SdA+impianto eolico;
- il SdA è interamente dedicato alla regolazione secondaria, quindi la sua potenza nominale P_n è pari alla sua semibanda di regolazione secondaria; facendo riferimento, come valore numerico, alla frazione massima, già considerata, pari al 15% della potenza nominale di un impianto convenzionale da 10 MW, i SdA "stand-alone" simulati sono stati di taglia 1,5 MW e quelli accoppiati ad impianti FER-NP (da 10 MW) di taglia 1,77 MW;
- si sono considerate le tre tecnologie già discusse, ossia sodio-zolfo "NaS", litio-ione "Li" e sodio-cloruro di nichel "NaNiCl₂" con gli stessi rapporti E_n / P_n e con le stesse efficienze di carica e scarica già adottati;
- si sono considerate sia l'assenza che la presenza del meccanismo di ripristino del SoC, meccanismo per il quale si sono assunti 40% e 60% come estremi della fascia target di SoC e 20% P_n come potenza di carica o scarica per il ripristino (ossia 0,3 MW e 0,354 MW per le due taglie di SdA simulate).

	Litio/ione	Sodio/zolfo	Sodio/nichel
Batteria [€/kWh]	600	400	583
Elettronica di potenza [€/kW]	300	300	300

Tabella 10.4 – Costi di investimento del SdA in base alla tecnologia della batteria

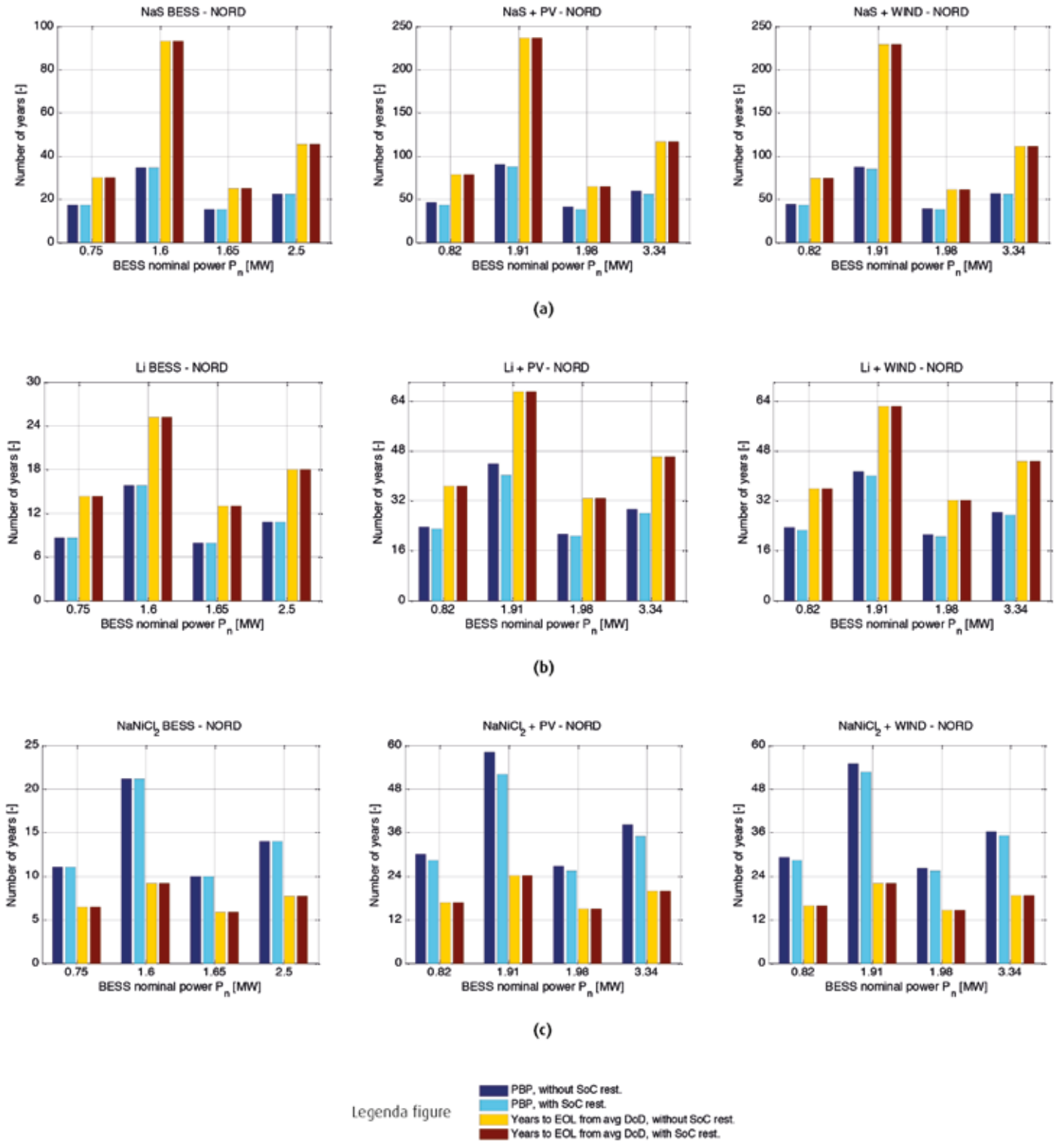


Fig. 10.9 - Anni per il rientro dall'investimento (PBP) e durata della batteria sulla base del numero di cicli fatti, per i SdA considerati, in configurazione "stand-alone", con impianto fotovoltaico e con impianto eolico: (a) batterie di tipo NaS, (b) batterie di tipo Li, (c) batterie di tipo NaNiCl₂

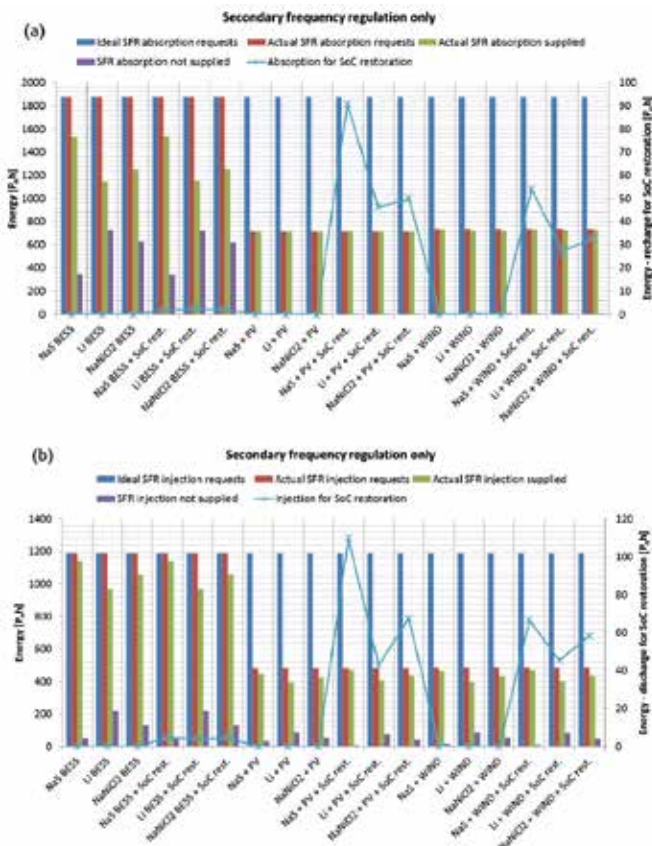


Fig. 10.10 - Scambi di energia in presenza di sola regolazione secondaria ed eventualmente ripristino del SoC, per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico: (a) assorbimento, (b) erogazione

Per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico, in Fig. 10.10 sono riportati gli scambi energetici richiesti ed effettuati per la regolazione e quelli eventualmente effettuati per il ripristino del SoC. Si osserva, ad esempio, che, all'aumentare del rapporto E_n / P_n , aumenta l'energia effettivamente scambiata per il servizio, come ci si aspetta; le differenze di efficienza non sono molto rilevanti nei casi simulati. Come già osservato nel caso di combinazione fra i due servizi, l'accoppiamento con un impianto FER-NP comporta una drastica riduzione dell'intervento del SdA, perciò l'energia effettivamente scambiata risulta circa la metà rispetto ai casi SdA "stand-alone": in assorbimento (Fig. 10.10 (a)), 710-740 P_n h contro 1100-1500 P_n h, a fronte di una richiesta ideale di 1880 P_n h; in erogazione (Fig. 10.10 (b)), 350-500 P_n h contro 960-1160 P_n h, a fronte di una richiesta ideale di 1200 P_n h. Inoltre, laddove è previsto il ripristino del SoC, con l'accoppiamento l'energia

movimentata in assorbimento è dell'ordine dei 25-95 P_n h, quindi molto superiore ai circa 5 P_n h che si hanno nei casi "stand-alone", in erogazione è dell'ordine dei 40-110 P_n h, quindi ancora molto superiore ai circa 5 P_n h che si hanno nei casi "stand-alone".

In Fig. 10.11 sono riportati, scalati ad un anno e voce per voce, i costi ed i ricavi relativi alla sola regolazione secondaria, per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico, nelle quattro zone di mercato già analizzate. Per brevità, si riportano solo i risultati relativi ai prezzi di mercato medi di ogni quarto d'ora, come già svolto per la combinazione dei due servizi di regolazione primaria e secondaria.

Considerando innanzitutto la zona NORD, si può osservare che i ricavi relativi all'erogazione di energia per svolgere il servizio sono dell'ordine dei 190-230 k€ per i SdA "stand-alone", dei 90-110 k€ per quelli accoppiati ad impianti rinnovabili, mentre i costi relativi all'assorbimento di energia per svolgere il servizio sono dell'ordine dei 25-33 k€ per i SdA "stand-alone", dei 18-20 k€ per quelli accoppiati ad impianti rinnovabili. Nella zona CNOR, i ricavi sono dell'ordine dei 130-160 k€ per i SdA "stand-alone", dei 60-80 k€ per quelli accoppiati ad impianti rinnovabili, mentre i costi sono dell'ordine dei 15-18 k€ per i SdA "stand-alone", dei 8-11 k€ per quelli accoppiati ad impianti rinnovabili. Per le zone CSUD e SUD, i ricavi sono dell'ordine dei 90-125 k€ per i SdA "stand-alone", dei 40-60 k€ per quelli accoppiati ad impianti rinnovabili, mentre i costi sono dell'ordine dei 5-6,5 k€ per i SdA "stand-alone", dei 2-3 k€ per quelli accoppiati ad impianti rinnovabili. Per quanto riguarda il ripristino del SoC, per i SdA in configurazione "stand-alone" i relativi scambi di energia sono molto modesti rispetto a quelli relativi allo svolgimento del servizio, e corrispondentemente i ricavi e costi associati sono trascurabili; per i SdA accoppiati ad impianti rinnovabili, tali costi e ricavi risultano dell'ordine di qualche migliaio di euro in ciascuna zona (al massimo, circa 12 k€).

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

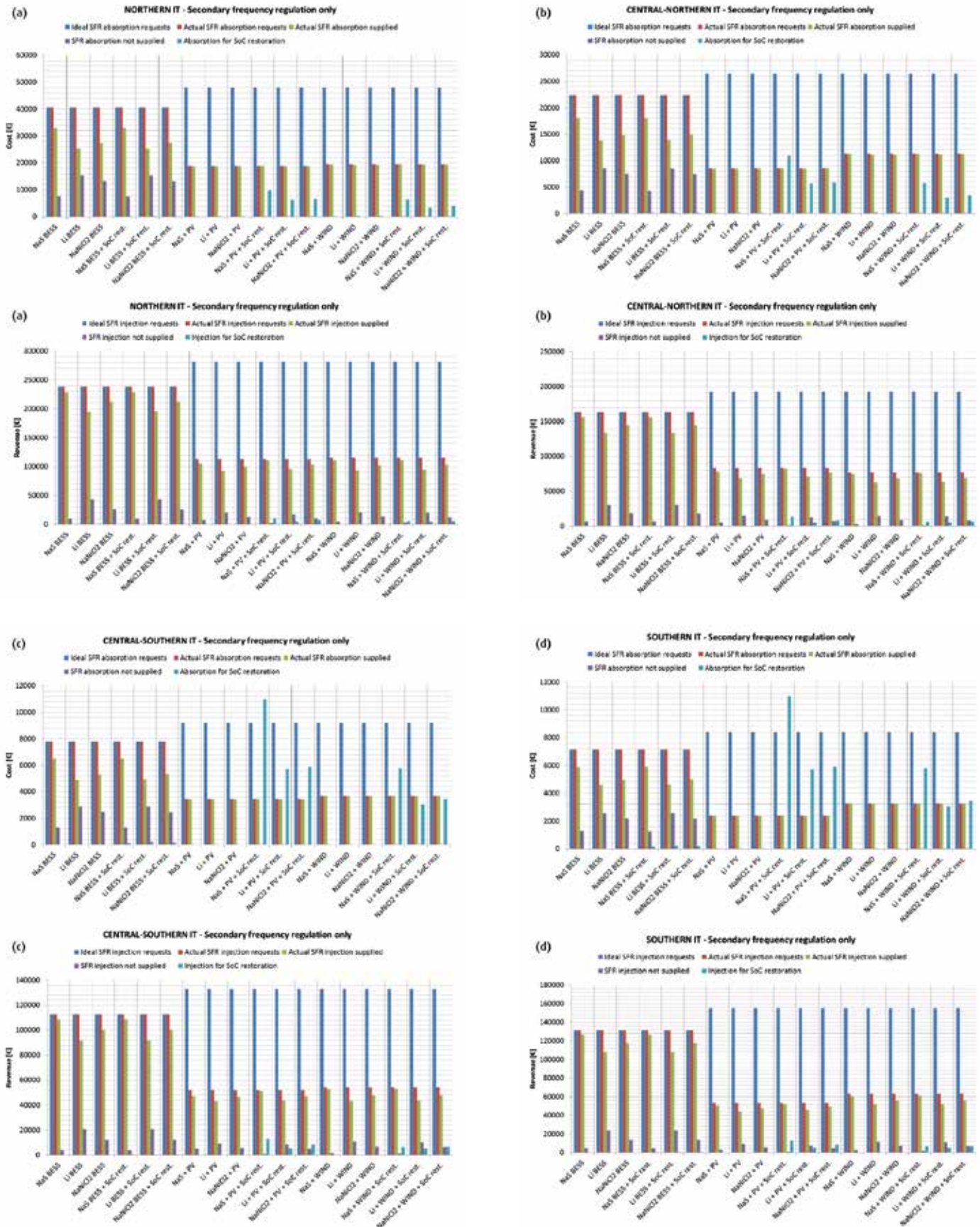


Fig. 10.11 – Singole voci di costi e ricavo annuali in presenza di sola regolazione secondaria (valutata con i prezzi medi) ed eventualmente ripristino del SoC, per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico: (a) NORD, (b) CNOR, (c) CSUD, (d) SUD

In Fig. 10.12 sono riportati i profitti netti, scalati ad un anno, ottenibili per le tre tecnologie di SdA, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico, nelle quattro zone di mercato già considerate. Per analizzare la sensibilità dei risultati rispetto alla variabilità dei prezzi di mercato, il calcolo è stato svolto, oltre che con i prezzi medi, massimi e minimi di ogni quarto d'ora (come già svolto per la combinazione dei due servizi di regolazione primaria e secondaria), combinando i prezzi massimi per la regolazione secondaria a salire con quelli minimi per la regolazione secondaria a scendere (caso 'max-max' della legenda) e combinando i prezzi minimi per la regolazione secondaria a salire con quelli massimi per la regolazione secondaria a scendere (caso 'min-min' della legenda).

Come si può osservare, la zona NORD è mediamente quella più remunerativa, seguita dal CNOR: al NORD, il profitto netto con i prezzi medi è 300-350 k€ per i SdA "stand-alone", 140-180 k€ per i SdA+FER-NP; al CNOR, è 210-250 k€ per i SdA "stand-alone", 100-140 k€ per i SdA+FER-NP. Al

NORD c'è una differenza notevole fra i valori minimi, medi e massimi dei profitti, mentre in ciascuna delle due zone centrali tale differenza è molto più ridotta.

In Fig. 10.13, si riporta il valore del PBP in corrispondenza di ciascun caso simulato, assumendo gli stessi costi di investimento già considerati. Ad esempio, i valori ottenuti per il NORD e con i prezzi medi di mercato per la regolazione secondaria sono dell'ordine di 7-14 anni per i SdA "stand-alone", 19-38 anni per quelli con impianto FER-NP.

Il PBP è da confrontare con gli anni di vita che il SdA può raggiungere a fronte dei cicli che esegue nello svolgimento del servizio e dell'eventuale ripristino del SoC. Tale confronto è riportato in Fig. 10.14. Come si può osservare, la durata stimata delle batterie è sufficiente a rientrare dall'investimento nel caso di Li e NaS, anche se non ancora nel caso di NaNiCl₂. Come già osservato per la combinazione di regolazione primaria e secondaria, anche per la sola regolazione secondaria occorre comunque confrontare la durata in anni e il PBP con la durata legata al decadimento delle batterie anche in assenza di ciclaggio.

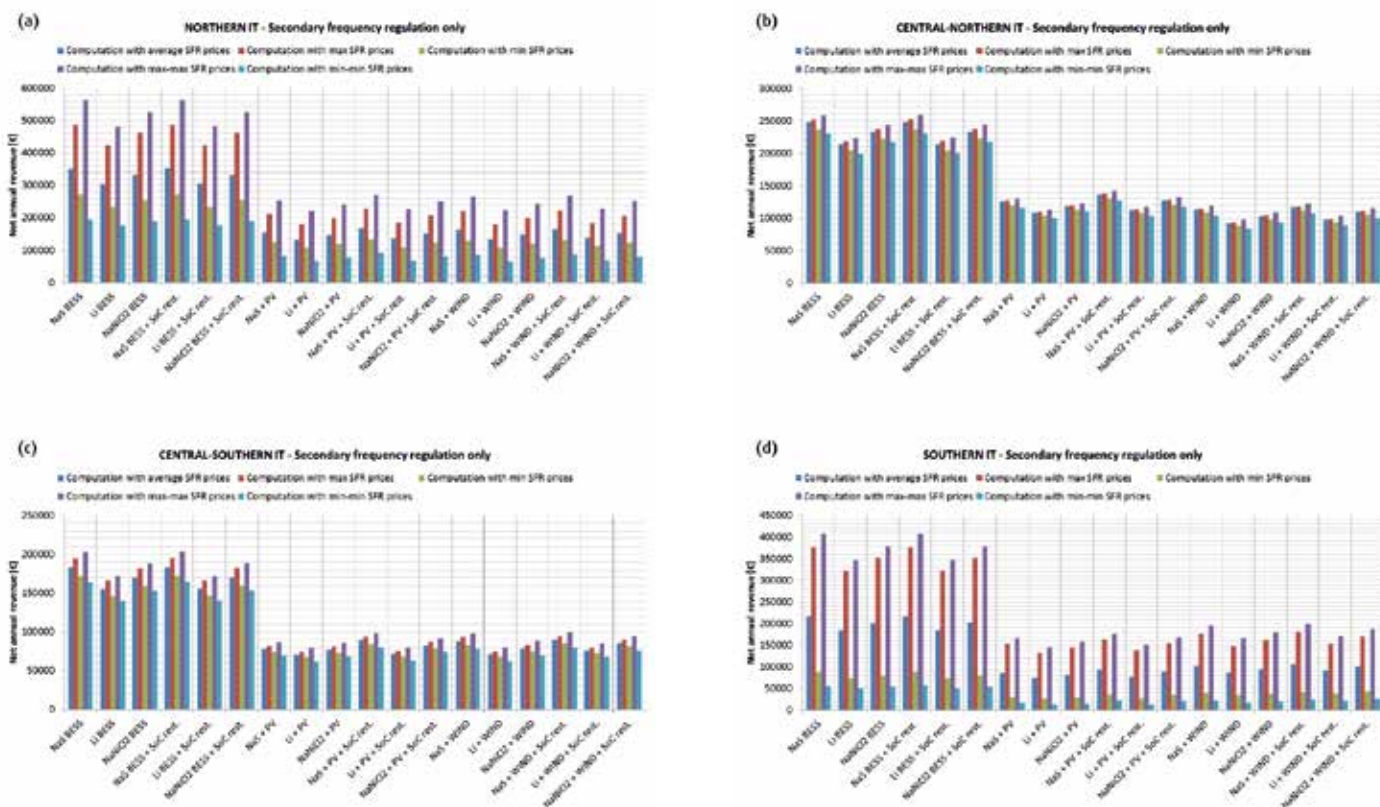


Fig. 10.12 - Profitto netto annuale in presenza di sola regolazione secondaria ed eventualmente ripristino del SoC, per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico: (a) NORD, (b) CNOR, (c) CSUD, (d) SUD

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

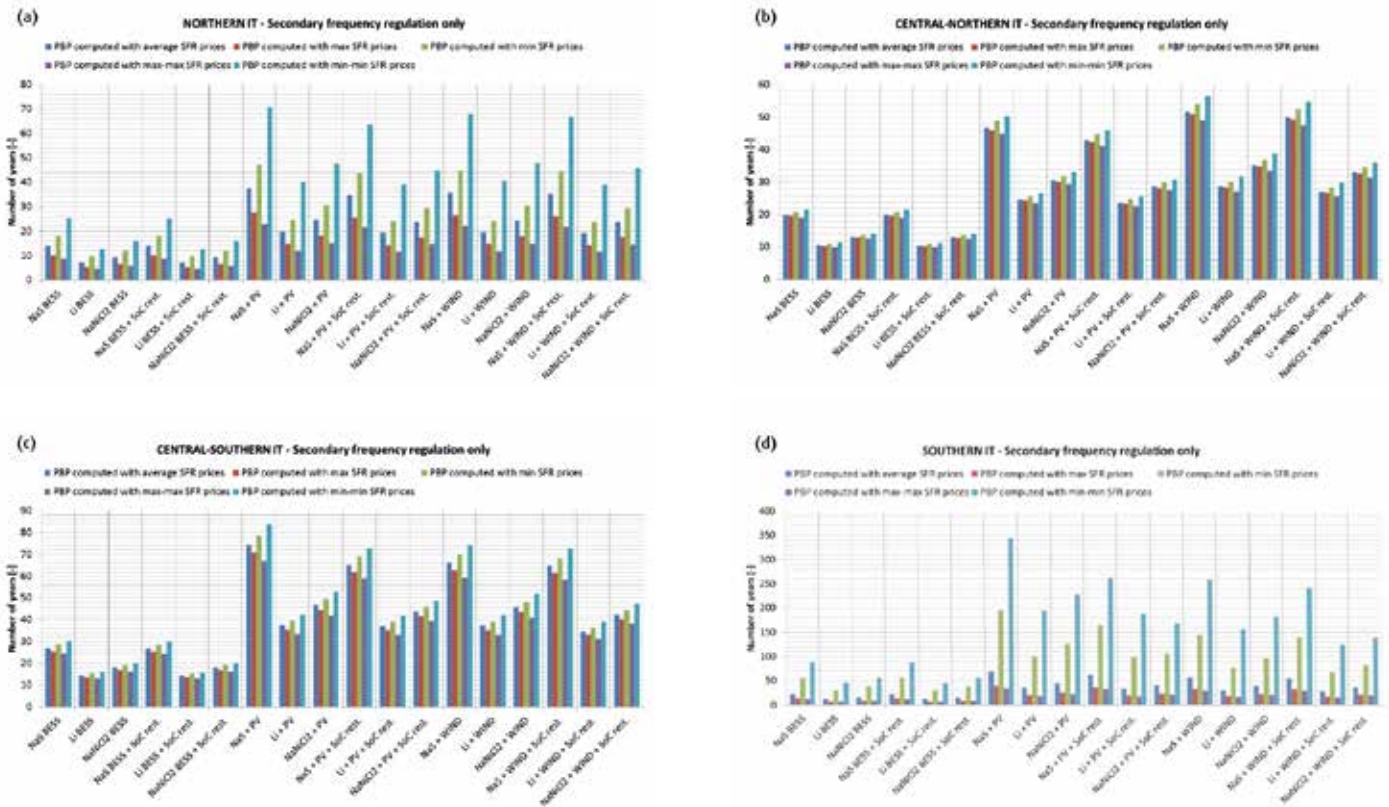


Fig. 10.13 - PBP, in anni, in presenza di sola regolazione secondaria ed eventualmente ripristino del SoC, per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni stand-alone, con impianto PV e con impianto eolico: (a) NORD, (b) CNOR, (c) CSUD, (d) SUD

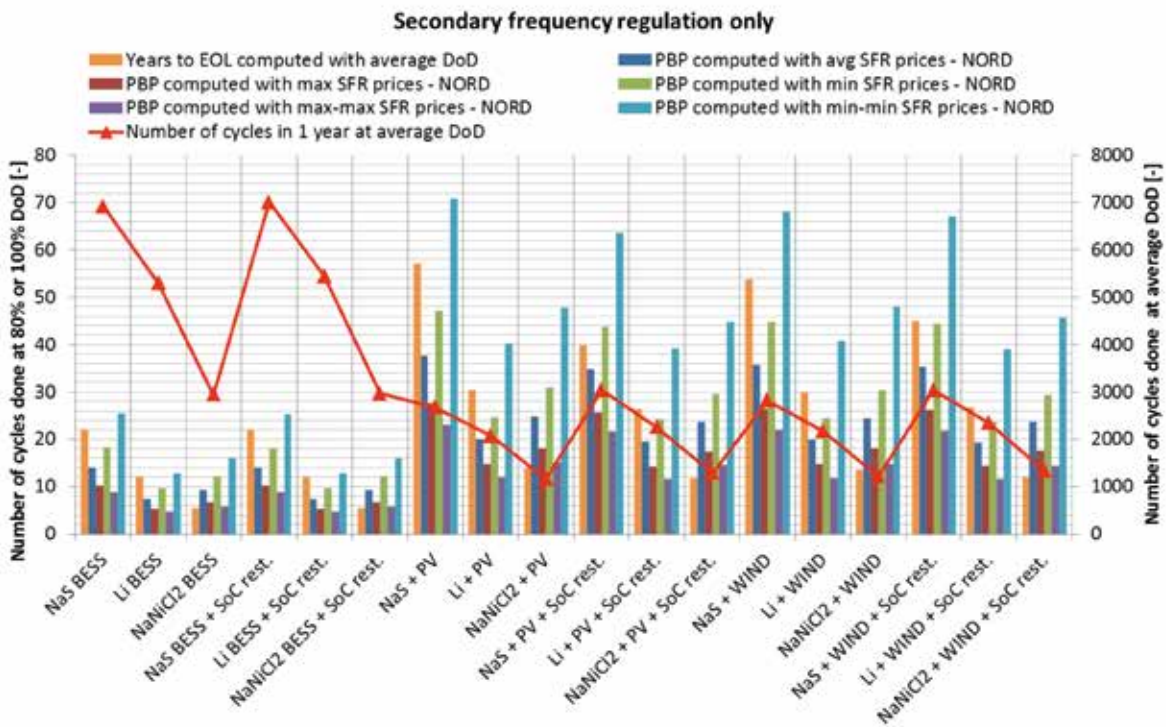


Fig. 10.14 - Sola regolazione secondaria ed eventualmente ripristino del SoC, per le tre tecnologie di SdA considerate, nelle configurazioni "stand-alone", con impianto PV e con impianto eolico: (asse delle ordinate sinistro) confronto fra PBP relativo alla zona NORD e numero di anni di vita utile; (asse delle ordinate destro) numero di cicli equivalenti effettuato in un anno, calcolato alla DoD media pesata.

10.11 SUPPORTO ALLA REGOLAZIONE DI TENSIONE (LATO TRASMISSIONE)

Alle regole di dispacciamento vigenti, la regolazione di tensione è effettuata da unità di produzione convenzionali (abilitate) connesse alla rete di trasmissione: in particolare, ogni unità di produzione fornisce una regolazione primaria (di tensione) a livello di impianto, mentre, su richiesta del TSO, alcune unità di produzione contribuiscono a definire anche i valori di "set-point" di tensione, realizzando così la regolazione secondaria e terziaria. La regolazione avviene mediante scambi di potenza reattiva, in modo sostanzialmente indipendente da quelli di potenza attiva.

In questo breve studio si effettua una valutazione preliminare del possibile supporto alla regolazione di tensione da parte dei SdA già considerati per la combinazione di regolazione primaria e secondaria di frequenza oppure per la sola regolazione secondaria di frequenza. Quindi, si intende valutare la possibile convenienza dell'aggiunta di un servizio in potenza reattiva a servizi in potenza attiva, grazie alla flessibilità di funzionamento dei SdA stessi e dei loro inverter. Occorre comunque osservare che i risultati ottenuti sono da ritenersi una stima di massima; inoltre, al momento vi sono varie soluzioni, già tecnologicamente consolidate, ai problemi di regolazione di tensione, quali l'uso di banche di condensatori/reattori e/o di compensatori sincroni, la cui installazione e gestione sono in capo al gestore di rete (di trasmissione o distribuzione).

L'analisi dello scambio di potenza reattiva è condotta prendendo in esame una curva di "capability" P-Q di tipo circolare (limitata dalla massima potenza attiva del SdA sia in scarica che in carica) [8], sulla quale, in corrispondenza della potenza attiva scambiata istantaneamente con la rete, si intercetta il massimo valore di potenza reattiva scambiabile, come mostrato in Fig. 10.15. Si assume quindi che la potenza apparente nominale S_n (in MVA), la potenza attiva nominale P_n (in MW) e la potenza reattiva nominale Q_n (in Mvar) del SdA siano numericamente identiche.

La valutazione economica dei corrispondenti scambi di energia reattiva realizzabili in linea di principio (nell'ipotesi che tutta la potenza reattiva massima calcolata venisse richiesta in ogni istante) viene qui effettuata sulla base di un prezzo medio ricavabile da [7]: visto che in un anno (il 2014) il TSO Terna ha richiesto alle unità di produzione sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) 1 Tvarh al fine di risolvere problemi di tensione (tale energia è stata circa

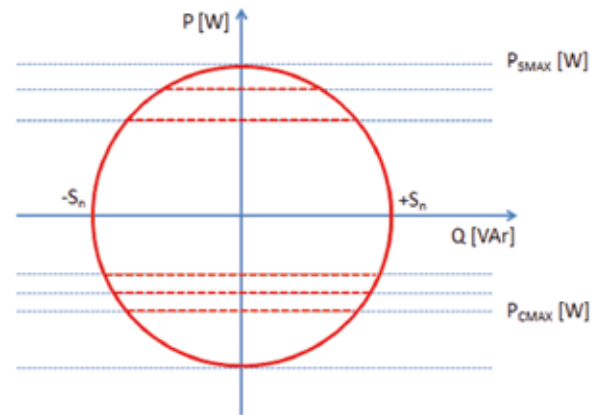


Fig. 10.15 - Curva di "capability" di un accumulo elettrochimico con convertitore bidirezionale

il 3% dell'energia reattiva complessivamente movimentata sulla rete nazionale), per un corrispondente controvalore di 150 M€, il controvalore unitario qui assunto è di 150 €/Mvarh

Occorre osservare che tale valore non deriva da contrattazioni di mercato relative a potenza reattiva (che attualmente non sono previste), ma dal dato sintetico, relativo peraltro ad un solo anno di esercizio, fornito dal Gestore di Rete sulla base di informazioni in suo possesso; pertanto, la valutazione qui effettuata è puramente indicativa.

Con riferimento alle 29 settimane del 2015 simulate ed alle tipologie e configurazioni di SdA finora considerate, nelle tabelle da Tabella 10.5 a Tabella 10.10 si riportano i massimi scambi di energia reattiva ottenibili nel caso in cui i SdA siano usati, in potenza attiva, per la combinazione di regolazione primaria e secondaria di frequenza; la Tabella 10.11 raccoglie i corrispondenti profitti netti massimi ottenibili con tali scambi di energia reattiva: come si può osservare, tali profitti sono nell'intervallo 453-1684 k€ per i SdA "stand-alone", 553-2366 k€ per i SdA a supporto di impianti FER-NP.

I risultati in termini di possibile supporto alla regolazione di tensione quando il SdA svolge solo il servizio di regolazione secondaria di frequenza sono riportati in Fig. 10.16, in termini di massimo potenziale scambio di energia reattiva e di conseguente massimo potenziale profitto netto, aggiuntivo rispetto a quello proveniente dalla regolazione di frequenza; tale profitto aggiuntivo è nell'intervallo 511-796 k€ per i SdA "stand-alone", 919-1287 k€ per i SdA a supporto di impianti FER-NP.

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P_n [MW]	Energia reattiva con potenza attiva P iniettata [Q_n h]	Energia reattiva con potenza attiva P assorbita [Q_n h]	Energia reattiva senza scambio di potenza attiva [Q_n h]
BESS+PV	0,82	590	623	3391
BESS+PV	1,91	738	804	3270
BESS+PV	1,98	529	543	3424
BESS+PV	3,34	670	719	3334
BESS+WIND	0,82	594	615	3387
BESS+WIND	1,98	531	535	3421
BESS+WIND	1,91	759	814	3232
BESS+WIND	3,34	677	718	3321
BESS	0,75	1492	1528	1164
BESS	1,6	1897	2022	790
BESS	1,65	1341	1343	1252
BESS	2,5	1702	1788	1001

Tabella 10.5 – SdA Litio-Ione (senza ripristino del SOC): massima energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P_n [MW]	Energia reattiva con potenza attiva P iniettata [Q_n h]	Energia reattiva con potenza attiva P assorbita [Q_n h]	Energia reattiva senza scambio di potenza attiva [Q_n h]
BESS+PV	0,82	826	850	2905
BESS+PV	1,91	994	1053	2749
BESS+PV	1,98	758	783	2930
BESS+PV	3,34	914	936	2854
BESS+WIND	0,82	813	781	2981
BESS+WIND	1,98	934	983	2879
BESS+WIND	1,91	754	698	3011
BESS+WIND	3,34	883	885	2932
BESS	0,75	1509	1544	1130
BESS	1,6	1916	2042	750
BESS	1,65	1358	1359	1218
BESS	2,5	1719	1805	965

Tabella 10.6 – SdA Li (con ripristino del SOC): massima energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P _n [MW] ⁿ	Energia reattiva con potenza attiva P iniettata [Q _n h]	Energia reattiva con potenza attiva P assorbita [Q _n h]	Energia reattiva senza scambio di potenza attiva [Q _n h]
BESS+PV	0,82	620	653	3311
BESS+PV	1,91	754	824	3232
BESS+PV	1,98	558	575	3332
BESS+PV	3,34	693	746	3276
BESS+WIND	0,82	628	654	3291
BESS+WIND	1,98	776	834	3194
BESS+WIND	1,91	562	568	3322
BESS+WIND	3,34	711	755	3240
BESS	0,75	1572	1617	942
BESS	1,6	1932	2066	707
BESS	1,65	1422	1425	1006
BESS	2,5	1776	1872	820

Tabella 10.7 – SdA NaNiCl₂ (senza ripristino del SOC): massima energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P _n [MW] ⁿ	Energia reattiva con potenza attiva P iniettata [Q _n h]	Energia reattiva con potenza attiva P assorbita [Q _n h]	Energia reattiva senza scambio di potenza attiva [Q _n h]
BESS+PV	0,82	981	930	2638
BESS+PV	1,91	1058	1110	2624
BESS+PV	1,98	908	846	2671
BESS+PV	3,34	1064	1040	2581
BESS+WIND	0,82	899	853	2797
BESS+WIND	1,98	972	1017	2803
BESS+WIND	1,91	843	763	2816
BESS+WIND	3,34	955	950	2782
BESS	0,75	1590	1632	907
BESS	1,6	1952	2087	665
BESS	1,65	1439	1439	973
BESS	2,5	1795	1888	784

Tabella 10.8 – SdA NaNiCl₂ (con ripristino del SOC): massima energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

CAPITOLO 10 - COMBINAZIONE DI SERVIZI ALLA RETE

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P _n [MW]	Energia reattiva con potenza attiva P iniettata [Q _n h]	Energia reattiva con potenza attiva P assorbita [Q _n h]	Energia reattiva senza scambio di potenza attiva [Q _n h]
BESS+PV	0,82	639	751	3157
BESS+PV	1,91	772	955	3075
BESS+PV	1,98	578	660	3170
BESS+PV	3,34	711	858	3127
BESS+WIND	0,82	657	765	3107
BESS+WIND	1,98	782	954	3061
BESS+WIND	1,91	592	670	3121
BESS+WIND	3,34	729	870	3086
BESS	0,75	1632	1871	525
BESS	1,6	1943	2325	422
BESS	1,65	1487	1657	548
BESS	2,5	1812	2133	478

Tabella 10.9 – SdA NaS (senza ripristino del SOC): massima energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P _n [MW]	Energia reattiva con potenza attiva P iniettata [Q _n h]	Energia reattiva con potenza attiva P assorbita [Q _n h]	Energia reattiva senza scambio di potenza attiva [Q _n h]
BESS+PV	0,82	1106	1188	2200
BESS+PV	1,91	965	1167	2658
BESS+PV	1,98	1098	1136	2101
BESS+PV	3,34	1066	1206	2393
BESS+WIND	0,82	959	1027	2516
BESS+WIND	1,98	950	1128	2707
BESS+WIND	1,91	910	952	2488
BESS+WIND	3,34	982	1097	2586
BESS	0,75	1650	1883	493
BESS	1,6	1964	2347	377
BESS	1,65	1504	1668	518
BESS	2,5	1832	2148	441

Tabella 10.10 – SdA NaS (con ripristino del SOC): massima energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

Configurazione impianto	Potenza nominale SdA: P ⁿ [MW] ⁿ	Profitto netto [k€]					
		Li		NaNiCl ₂		Nas	
		senza ripristino SoC	coc ripristino SoC	senza ripristino SoC	coc ripristino SoC	senza ripristino SoC	coc ripristino SoC
BESS+PV	0,82	566	564	564	559	559	553
BESS+PV	1,91	1379	1374	1378	1373	1376	1372
BESS+PV	1,98	1336	1328	1326	1314	1309	1288
BESS+PV	3,34	2366	2357	2363	2347	2353	2337
BESS+WIND	0,82	565	563	562	559	557	554
BESS+WIND	1,98	1333	1374	1376	1373	1374	1371
BESS+WIND	1,91	1377	1326	1322	1313	1302	1292
BESS+WIND	3,34	2363	2355	2357	2348	2347	2338
BESS	0,75	471	471	465	465	453	453
BESS	1,6	1130	1130	1129	1129	1125	1125
BESS	1,65	974	974	953	953	914	913
BESS	2,5	1684	1683	1676	1675	1659	1658

Tabella 10.11 – Massimo profitto netto ricavabile per l'energia reattiva scambiabile per regolazione di tensione, in presenza di regolazione di frequenza primaria + secondaria

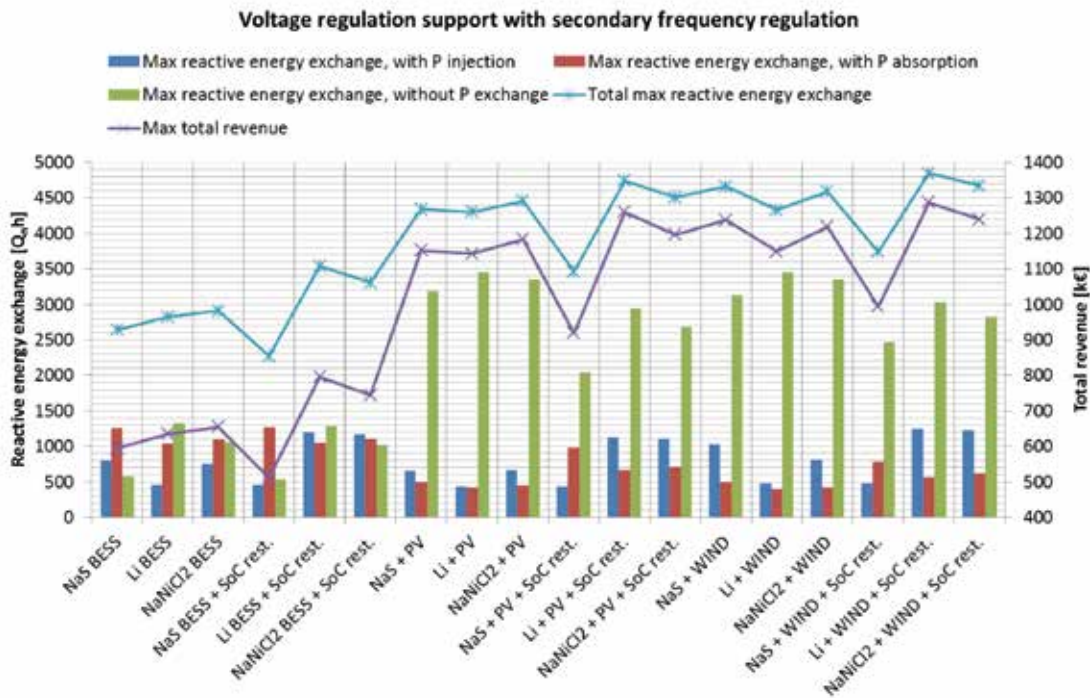


Fig. 10.16 – Massima energia reattiva che il SdA potrebbe scambiare, e conseguente massimo profitto aggiuntivo, nel caso il SdA svolga solo la regolazione secondaria di frequenza come servizio in potenza attiva

10.12 CONCLUSIONI

Le analisi effettuate indicano che la migliore remunerazione, sia per la sola regolazione secondaria di frequenza sia per la combinazione di regolazione primaria e secondaria, si ottiene nella zona NORD, seguita dal CNOR: ad esempio, nel caso della regolazione secondaria da sola, al NORD, con i prezzi medi, è possibile raggiungere un profitto netto annuale di 300-350 k€ con un SdA "stand-alone", 140-180 k€ con un SdA accoppiato ad un impianto FER-NP (130-367 k€ per i SdA "stand-alone", 52-198 k€ per i SdA a supporto di impianti FER-NP, nel caso di combinazione di regolazione primaria e secondaria di frequenza); al CNOR, 210-250 k€ con un SdA "stand-alone", 100-140 k€ con un SdA accoppiato ad un impianto FER-NP (91-263 k€ per i SdA "stand-alone", 36-164 k€ per i SdA a supporto di impianti FER-NP, nel caso di combinazione di regolazione primaria e secondaria di frequenza).

Sempre in presenza della sola regolazione secondaria (ed eventuale ripristino del SoC), i valori ottenuti per il PBP nella zona NORD e con i prezzi medi di mercato sono dell'ordine di 8-15 anni per i SdA "stand-alone", 20-40 anni per quelli con impianto FER-NP. Se si confronta tale PBP con la durata, in anni, che il SdA può raggiungere a fronte dei cicli equivalenti eseguiti (valutati considerando l'effettivo funzionamento a DoD non costante), risultano convenienti gli investimenti nei SdA Li e NaS. Conclusioni simili riguardo al confronto fra gli anni di vita del SdA ed il PBP si possono trarre anche per la combinazione di regolazione secondaria e primaria. Occorre comunque tenere presente la vita calendariale delle batterie, che potrebbe essere determinante nel giudizio di redditività dei servizi considerati, specialmente nelle configurazioni con impianto FER-NP, in quanto la soglia di attivazione delle regolazioni assunta aumenta notevolmente il PBP. Dall'analisi risulta evidente che l'attesa riduzione del prezzo delle batterie potrebbe avere un impatto non trascurabile sul tempo di rientro dall'investimento. Utili sinergie si potrebbero ottenere grazie all'adozione di opportune strategie di offerta sul mercato dei servizi ancillari, nell'ipotesi che la regolamentazione in futuro consenta la partecipazione anche ai SdA, oltre che grazie ad un'ottimizzazione della strategia di ripristino dello stato di carica.

In aggiunta alle precedenti considerazioni, si può osservare che, valorizzando gli scambi di potenza reattiva a 150 €/Mvarh, si potrebbero ottenere profitti aggiuntivi rispetto a quelli legati

alla regolazione di frequenza, per un ammontare di 812-3020 k€/anno per i SdA "stand-alone", 992-4242 k€/anno per i SdA a supporto di impianti FER-NP, nel caso di combinazione di regolazione primaria e secondaria di frequenza, e per un ammontare di 916-1427 k€/anno per i SdA "stand-alone", 1648-2308 k€/anno per i SdA a supporto di impianti FER-NP, nel caso di sola regolazione secondaria di frequenza.

10.13 APPENDICE: CALCOLO DELLA DOD MEDIA PESATA E DEL NUMERO DI CICLI EQUIVALENTI

Per varie tecnologie di batteria, in letteratura sono disponibili curve che riportano il numero massimo di cicli che può essere raggiunto in funzione della profondità di scarica (DoD) dei cicli stessi, $n_{max}(DoD)$. Tali curve si possono usare per valutare la durata di una batteria a causa delle modalità di funzionamento a cui essa è sottoposta, in questo caso a causa dello svolgimento della regolazione (primaria e secondaria o solo secondaria) di frequenza ed eventualmente del ripristino del SoC.

Siano E_d sia l'energia scaricata, durante l'intervallo di tempo di riferimento, per via del funzionamento richiesto al SdA, ed E_n l'energia nominale del SdA. E_d/E_n è quindi il numero di interi semicicli equivalenti fatti se la DoD fosse sempre 1. Se l'intervallo di riferimento è un anno e se $n_{max}(1)$ è il numero massimo di cicli consentito per $DoD = 1$, allora il SdA può durare $n_{max}(1)/(E_d/E_n)$ anni. La DoD media dei cicli reali fatti, tuttavia, non è 1 in generale, e può essere stimata in modo semplice come segue.

Sia DoD_i la DoD associata all'i-esimo ciclo parziale, cioè associata alla variazione monotona del SoC a causa dell'assorbimento continuo i-esimo o all'iniezione continua i-esima di energia da parte del SdA. Quando, rispettivamente, inizia un'iniezione o un assorbimento, inizia il successivo, (i + 1)-esimo semiciclo, a cui è associata DoD_{i+1} . Corrispondentemente, il numero massimo di cicli che può essere fatto a DoD_i è $n_{max,i} = n_{max}(DoD_i)$, e il numero massimo di cicli che può essere fatto a DoD_{i+1} è $n_{max,i+1} = n_{max}(DoD_{i+1})$. Sia N il numero di semicicli parziali effettuati durante l'intervallo di tempo di riferimento T, misurato in anni; allora il numero massimo atteso di cicli che può essere fatto si può stimare come

$$n_{max,exp} = \frac{\sum_{i=1}^N n_{max,i} DoD_i}{\sum_{i=1}^N DoD_i}$$

Ad esso corrisponde la DoD media attesa, che si può leggere direttamente sulla curva n_{\max} versus DoD:

$$DoD_{avg} = \arg(n_{\max,exp})$$

Infine, $n_{eq} = E_d / (DoD_{avg} E_n)$ è il numero equivalente di cicli di scarica fatti lungo T, e la durata attesa del SdA sarà $n_{\max,exp} / (n_{eq} / T)$ anni.

Il calcolo appena descritto è stato effettuato per le tre classi considerate di SdA, partendo dai profili SoC ottenuti nelle simulazioni dei servizi, senza e con ripristino del SoC, e dalle seguenti curve $n_{\max}(DoD)$:

- NaS: si è adottata l'espressione analitica

$$n_{\max} = 1.978 \cdot 10^6 \cdot DOD^{-1.73} + 3101$$

che approssima i punti sperimentali della Fig. 9 di [4];

- Li-ioni: per ottenere sensibilità sugli ordini di grandezza senza limitarsi ad una particolare tecnologia, si è considerata la media geometrica tra le curve relative alle tecnologie LMO e LiFePO₄ nella Fig. 6 di [5];
- NaNiCl₂: si è considerata la curva riportata in Figure 6 in [6].

Le tre curve adottate nelle simulazioni sono riportate in Fig. 10.17; si assume un'estrapolazione lineare per i valori di DoD non coperti dalle curve stesse.

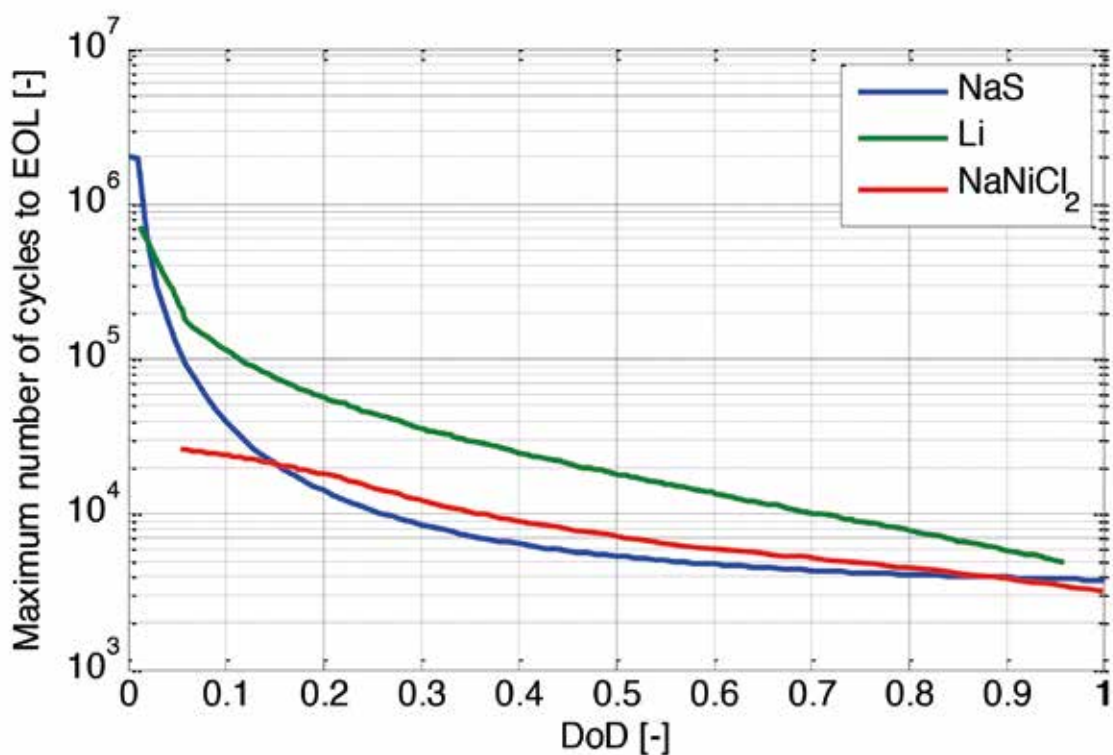


Fig. 10.17 - Caratteristiche numero massimo di cicli in funzione della DoD per le tre tecnologie di batteria considerate

CAPITOLO 11

APPROFONDIMENTO SULL'USO DEGLI ACCUMULI PER LA RISERVA PRIMARIA:

**EFFETTO DEL "C-RATE", LA PRIMARIA "VELOCE", LA REMUNERAZIONE DEL SERVIZIO SU BASE "CAPACITÀ"
(A CURA DI POLITECNICO DI MILANO – DIPARTIMENTO DI ENERGIA)**

11.1 APPROFONDIMENTO SULL'UTILIZZO DI SISTEMI DI ACCUMULO PER SERVIZI FRONT-OF-THE-METER

I Sistemi di Accumulo (SdA), come ben tratteggiato anche in questo Libro Bianco ANIE RSE, risultano ad oggi una risorsa molto interessante ai fini di un miglior controllo della rete elettrica piuttosto che verso un supporto all'utente finale. In termini generali, si ha infatti una classificazione dei modi d'uso dei Sistemi SdA differenziata fra regolazioni *front-of-the-meter*, ovvero servizi prestati alla rete elettrica (regolazione di tensione, regolazione di frequenza, risoluzioni delle congestioni, etc.) e regolazioni *behind-the-meter*, ovvero servizi prestati all'utente finale (autoconsumo, arbitraggio, peak shaving, etc.).

Nel presente capitolo si approfondiscono alcune analisi tecniche, sviluppate da Politecnico di Milano (Dipartimento di Energia – Gruppo Sistemi elettrici per l'Energia) in collaborazione con il centro di ricerca CSEM - PV Center focalizzate a valutare la fattibilità di utilizzo dei SdA per servizi *front-of-the-meter* e, conseguentemente, per ottimizzarne la regolazione.

Le analisi presentate sono basate sia su modelli numerici, che su misure di laboratorio: queste ultime, in particolare, hanno mirato all'acquisizione diretta dei parametri di funzionamento di alcune celle elettrochimiche commerciali, con l'obiettivo di quantificare nel modo più verosimile prestazioni e vincoli di utilizzo di queste in condizioni di lavoro reali.

Lo studio si è focalizzato su alcune specifiche applicazioni, selezionate per continuità rispetto al precedente Libro Bianco ANIE RSE 2015 "I Sistemi di accumulo nel settore elettrico"; approfondimenti specifici vengono riportati rispetto a funzioni di particolare interesse ed attualità, a livello tecnico piuttosto che economico.

Parametri	Caso Base
Capacità di accumulo, in termini di E_n/p_n (h)	2
Risultati	
Energia assorbita in regolazione per sovrافrequenza (p_n h)	32,66
Energia erogata in regolazione per sovrافrequenza (p_n h)	-30,53
Mancato assorbimento di energia in regolazione per sovrافrequenza (p_n h)	-2,55
Mancata erogazione di energia in regolazione per sovrافrequenza (p_n h)	0
Energia erogata in ripristino (p_n h)	-2,79
Energia assorbita in ripristino (p_n h)	13,12
SoC_{min}	0,04
SoC_{max}	1
NC_{carica}	19,28
$NC_{scarica}$	19,24

Tabella 11.1: "Caso Base" presentato nel libro Bianco ANIE 2015

11.2 APPLICAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO AI FINI DELLA PARTECIPAZIONE AI SERVIZI DI RETE – RICHIAMI AL LIBRO BIANCO ANIE 2015 “I SISTEMI DI ACCUMULO NEL SETTORE ELETTRICO”

A livello internazionale, una delle applicazioni ritenute oggi più interessanti per i SdA è la partecipazione alla regolazione primaria di frequenza, o Primary Control Reserve (PCR) riferendosi al contesto Europeo.

Tale regolazione porta infatti a valorizzare le capacità dinamiche dei SdA, specie elettrochimici, ovvero la possibilità di variare con continuità nel tempo la potenza scambiata con la rete, con velocità di risposta anche molto spinte (tempi inferiori al secondo).

Nel contesto nazionale, le Delibere n. 231/2013/R/eel [1] e 66/2014/R/eel [2] (ed il conseguente Allegato A73 al Codice di Rete Terna) hanno introdotto una prima

remunerazione del servizio di regolazione primaria della frequenza; una prima analisi circa la fattibilità, sia tecnica che economica, che alla partecipazione a tale servizio tramite dei SdA è stata presentata nel Libro Bianco ANIE 2015 “I Sistemi di accumulo nel settore elettrico”. Ripartendo da tale analisi, si pone ora l’attenzione su alcune peculiarità dei SdA elettrochimico, con l’obiettivo di valutare quali eventuali margini di miglioramento, o criticità, si possano identificare. In Tabella 11.1 si riportano le caratteristiche generali del SdA analizzato nel Libro Bianco ANIE RSE 2015, rispetto alle quali è stata sviluppata l’analisi economica riportata in Tabella 11.2. Tale analisi ha ben evidenziato come la partecipazione al servizio di PCR comporta la necessità di implementare logiche atte a programmare (o ad attuare al superamento di soglie predefinite) un ripristino dello Stato di Carica (State of Charge: SoC), al fine di evitare che i continui transitori di

Prezzi applicati (euro/MWh)	NORD	SICILIA
P_1 (prezzo medio MSD 2013 della regolazione secondaria a salire)	141,44	
P_2 (prezzo medio MGP 2013 pesato su regolazione secondaria a salire)	62,15	
Correzione oraria al prezzo MGP per contributo alla regolazione primaria in erogazione $(P_1 - P_2) / 2$	39,63	
P_3 (prezzo medio MGP 2013 pesato su regolazione secondaria a scendere)	62,15	
P_4 (prezzo medio MSD 2013 della regolazione secondaria a scendere)	16,04	
Correzione oraria al prezzo MGP per contributo alla regolazione primaria in erogazione $(P_4 - P_3) / 2$	39,63	
Ricavi (+) e costi (-) con batteria ideale (euro)	NORD	SICILIA
Servizio di regolazione per sovralfrequenza - assorbimento	-2343,59	-5248,86
Servizio di regolazione per sottofrequenza - erogazione	+6268,61	+8846,04
Totale ricavi	+3925,02	+3597,18
Ricavi (+) e costi (-) con batteria reale (euro)	NORD	SICILIA
Servizio di regolazione per sovralfrequenza - assorbimento	-2226,0	-4963,86
Servizio di regolazione per sottofrequenza - erogazione	+6268,61	+8846,04
(Mancato costo per saturazione SoC a 100%)	117,58	285,0
(Mancato ricavo per saturazione SoC a 0%)	0	0
Ricavo per erogazione in ripristino	+229,13	+481,91
Costo per assorbimento in ripristino	-1531,49	-2179,58
Totale profitto	+2740,23	+2184,50

Tabella 11.2: Analisi di ricavi e costi relativi alla partecipazione di un SdA al servizio di regolazione primaria della frequenza, così come presentati nel Libro Bianco ANIE RSE 2015

carica/scarica portino lo storage in una condizione di carica o scarica completa (in relazione a tale aspetto hanno un impatto decisivo le perdite interne al SdA: queste fanno sì che, pur con una partecipazione al servizio di PCR pressoché simmetrica, in termini di energia assorbita/erogata, l'accumulo tenda progressivamente a scaricarsi).

Il ripristino del SoC comporta due criticità principali: la prima è relativa ad una (temporanea) mancata partecipazione alla regolazione di frequenza da parte del SdA (Loss of Regulation, LoR), la seconda è relativa al costo economico correlato alla compravendita di energia sul mercato elettrico, appunto, al fine di riportare il SdA ad un SoC opportuno.

La prima criticità è, ad oggi, di difficile quantificazione economica, ovvero, ragionevolmente alla Loss of Regulation corrisponderà una penale o, perlomeno, una riduzione della remunerazione del servizio, secondo modalità che (nel contesto nazionale) non sono però ancora consolidate.

Rispetto alla seconda criticità, viceversa, è possibile sviluppare delle quantificazioni basate sui trend del mercato elettrico nazionale e sulle oscillazioni di frequenza che si registrano sulla

rete. In Tabella 11.2 si riportano i risultati presentati nello studio ANIE 2015: questi evidenziano come le perdite interne ai SdA comportano una marcata tendenza a ridurre progressivamente il SoC, ovvero si registrano costi importanti rispetto all'esigenza di acquistare energia per ripristinare il SoC.

Numericamente, si sottolinea come i costi per il ripristino hanno un peso indicativo direttamente comparabile con il profitto finale della regolazione, ovvero risultano assolutamente rilevanti.

Partendo da tale considerazione, il Gruppo di Ricerca ha investigato modalità di gestione dei SdA atte a ridurre il costo per il ripristino del SoC, pur tuttavia garantendo il necessario mantenimento dei livelli di affidabilità del servizio erogato alla rete nazionale.

A livello tecnico, la correzione dello stato di carica dei SdA può essere perseguita secondo diverse modalità. Una di queste prevede, ad esempio, di fornire servizi aggiuntivi rispetto alla regolazione primaria di frequenza (arbitraggio, regolazione secondaria, etc.) nella misura in cui questi richiedano iniezioni/assorbimenti di potenza utili a

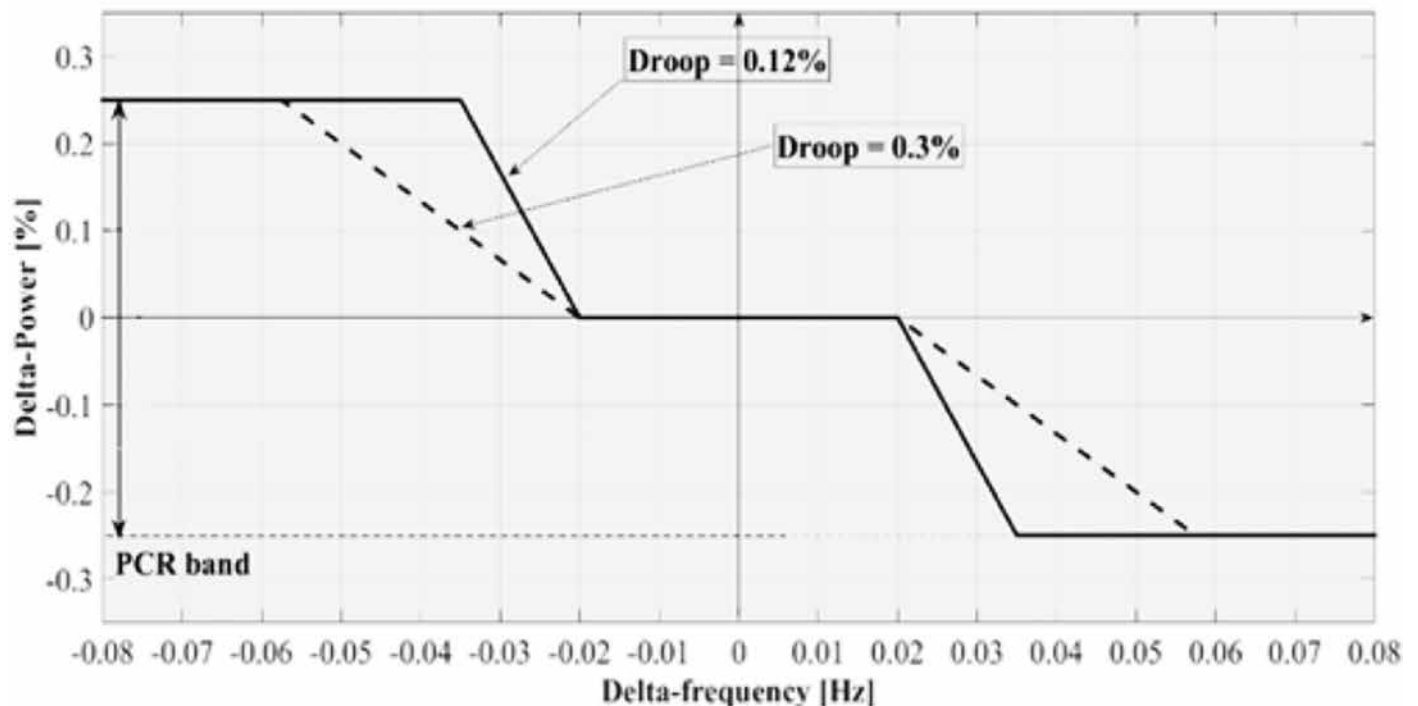


Figura 11.1: Legge di controllo del SdA a statismo variabile (logica overfulfillment)

correggere il SoC. Tuttavia, tale approccio risulta piuttosto complesso, e fortemente legato al quadro normativo-regolatorio in essere e ai trend del mercato elettrico; si è quindi ritenuto opportuno lasciare tale opzione ad eventuali approfondimenti successivi, ed investigare logiche capaci di consentire una ottimizzazione del SoC senza richiedere necessariamente un coordinamento tra la funzione specifica e l'erogazione di altri servizi di rete.

Rispetto al problema in analisi, la soluzione ritenuta più interessante ha previsto lo sviluppo di una logica di partecipazione al servizio di regolazione primaria di frequenza a statismo variabile (Figura 11.1). Secondo tale logica, il SdA eroga il servizio di regolazione primaria di frequenza in accordo alla prestazione minima prevista a livello di sistema elettrico (garantendo la fornitura del servizio congruentemente alla soglia massima di statismo richiesta); qualora una data regolazione a supporto della rete risultasse utile anche ai fini di una gestione migliorata dello stato di carica (ovvero consentisse di riportare più rapidamente il SoC in prossimità del valore di riferimento),

il sistema di controllo del SdA provvederà poi ad attuare delle sovra-regolazioni (vale a dire a fornire il servizio richiesto con prestazioni più spinte rispetto al livello minimo prestabilito), riducendo il valore di statismo della legge di controllo. Tale logica, tipicamente identificata in letteratura con il termine di *overfulfillment*, è ad oggi in fase avanzata di studio in alcuni sistemi elettrici (ad es., in Germania), dove il servizio di regolazione primaria di frequenza è già gestito secondo logiche di mercato (si rimanda ai paragrafi successivi per un approfondimento).

In Figura 11.2 viene riportato un esempio applicativo dell'approccio proposto, utile a chiarirne meglio le dinamiche. Le analisi sono state svolte secondo le seguenti modalità:

- si è ipotizzato di asservire un SdA alla regolazione primaria di frequenza così come specificato nell'Allegato A15 al Codice di Rete di Terna [3];
- si è ricalcolato l'intervallo operativo della regolazione esprimendo il valore di statismo rispetto alla potenza nominale del SdA, ovvero si è ipotizzato che il SdA metta a disposizione una semibanda di regolazione

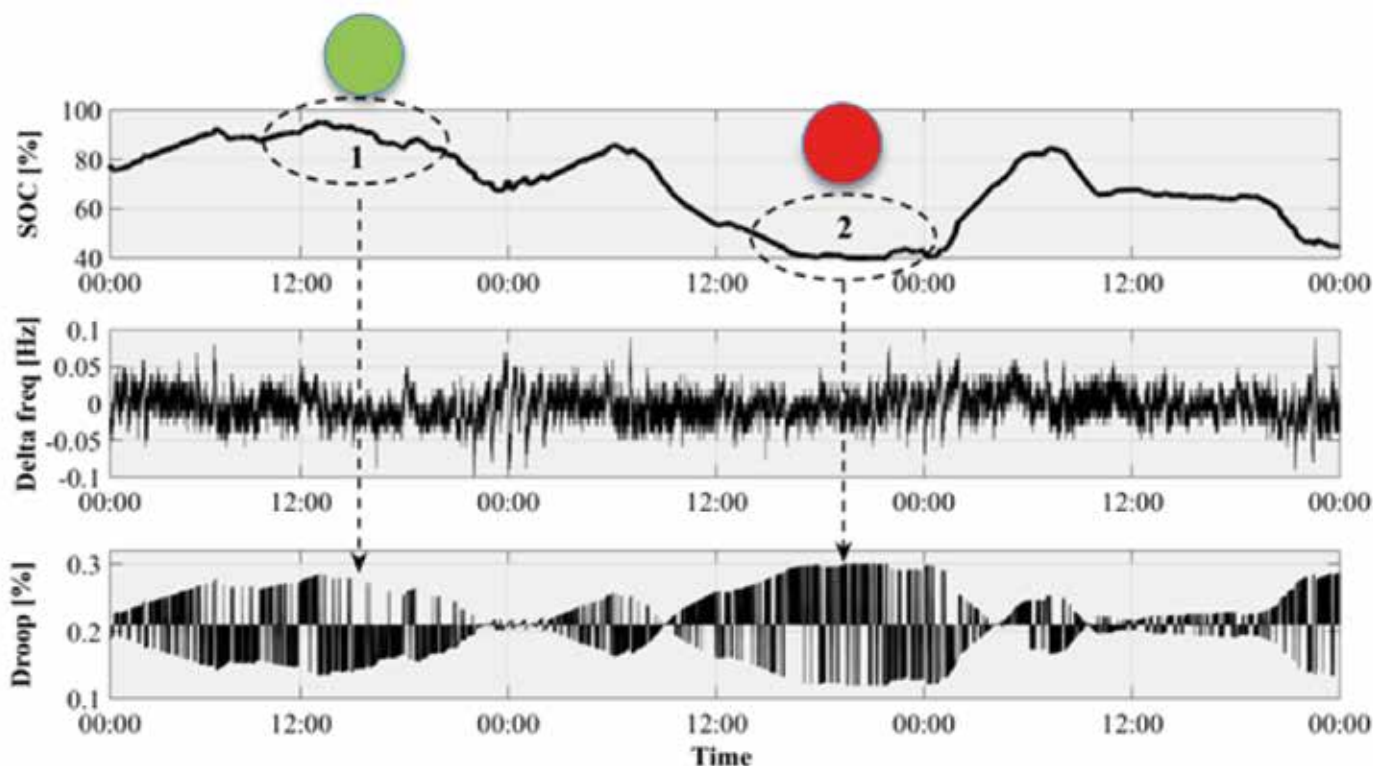


Figura 11.2: Esempificazione della legge di controllo del SdA tramite statismo variabile (logica overfulfillment)

ben più ampia del 1,5% della potenza nominale, come previsto nell'Allegato A15 (vedi Tabella 11.3);

- si è ipotizzato di far operare il SdA rispetto ad una prestazione minima garantita (ovvero rispetto ad un valore di statismo massimo, rappresentato con tratto punteggiato in Figura 11.1);
- negli istanti di tempo in cui le logiche di ripristino del SoC e le esigenze della rete elettrica hanno richiesto scambi di potenza con la rete concordi, la regolazione è stata progressivamente rafforzata andando a prevedere una maggiore partecipazione al servizio da parte del SdA, riducendo lo statismo

fino ad un valore preimpostato (rappresentato con tratto continuo in Figura 11.1).

Operativamente, quando il SdA si trova a funzionare a valori elevati di SoC, negli intervalli temporali in cui la rete manifesta un esercizio in sottofrequenza (condizione identificata con pallino verde in Figura 11.2), la partecipazione al servizio viene aumentata (cfr. lo statismo viene ridotto) perseguendo il duplice obiettivo di:

- riportare il SdA a valori di SoC opportuni, ovvero, nell'esempio in discussione, ridurre lo stato di carica andando ad erogare valori superiori di potenza;

DEFINIZIONE DI UN SEGNALE DI FREQUENZA "STANDARD"

Il servizio di regolazione primaria della frequenza al fine di un'analisi prestazionale richiede la definizione di opportune, verosimili, oscillazioni di frequenza, a cui il SdA è chiamato a rispondere.

Tale segnale (cfr. oscillazioni) di frequenza ha però natura stocastica, ovvero varia di giorno in giorno, di ora in ora, di minuto in minuto; non è quindi banale definire quale specifico segnale adottare per misurare, e poi comparare, le prestazioni di una tecnologia di accumulo piuttosto che di una logica di regolazione.

Per ovviare a tale problematica, il gruppo di ricerca del Politecnico di Milano ha predisposto un'opportuna procedura utile alla definizione di un segnale di frequenza standard. Tale procedura è stata basata su una campagna di misura eseguita presso Politecnico, nella quale su intervalli temporali pari a 24 h (una giornata solare) sono stati rilevati i valori di frequenza della rete elettrica (con campionamento pari a 500 ms).

In Figura B1 si riporta la distribuzione di probabilità dei campioni misurati entro ogni singola giornata monitorata: come si nota, la frequenza ha di volta in volta caratteristiche specifiche differenti, secondo trend che possono impattare, anche in modo significativo, sulle prestazioni di un eventuale SdA asservito alla regolazione PCR.

La semplice media dei campioni rilevati (identificata in Figura B1 con un tratto di colore blu) non è utile a caratterizzare adeguatamente il trend storico della frequenza, ovvero porta ad identificare un segnale che ha caratteristiche

differenti rispetto alle misure reali (tipicamente risulta un segnale molto più regolare, che sottostimerebbe l'onere di una eventuale regolazione).

Per la tipologia di problema in analisi, un approccio classicamente adottato è basato sulla decomposizione in frequenza di ogni serie di misura (intervallo giornaliero di misure), applicando la trasformata di Fourier. Secondo tale approccio è possibile identificare una sollecitazione media/tipica, ma espressa nel dominio delle frequenze (ovvero preservando il contenuto armonico del segnale), e quindi tramite opportuna antitrasformata, sintetizzare un segnale di frequenza artificiale, che abbia un opportuno contenuto informativo, congruente con le misure eseguite (cfr. i campioni di frequenza misurati).

Ai fini del presente studio è stata sviluppata una procedura *ad hoc* basata su tale approccio, arrivando ai risultati dettagliati in Figura B2; in particolare, la figura riporta il contenuto armonico del segnale calcolato come sintesi delle misure eseguite (ovvero delle oscillazioni di frequenza sul periodo di analisi, 24 ore, calcolate numericamente con l'obiettivo di sintetizzare in un unico trend le misure eseguite in N giornate differenti).

I risultati ottenuti risultano congruenti con la gestione della rete elettrica italiana; in particolare si ritrova un contenuto armonico maggiore in corrispondenza di periodicità pari a 15, 30 e 60 minuti, ovvero rispetto agli intervalli di gestione dei vincoli sul mercato MGP piuttosto che MSD, vincoli che comportano delle variazioni anche

- migliorare il servizio offerto alla rete, ovvero aumentare il contributo al bilanciamento del sistema.

Parimenti, nelle condizioni in cui il SdA si trova ad operare a valori di SoC ridotti, negli intervalli orari in cui la rete manifesta un esercizio in sovralfrequenza (condizione identificata con pallino rosso in Figura 11.2), la partecipazione al servizio è aumentata (cfr. lo statismo risulta ridotto).

In sintesi quindi, nei casi in cui l'errore di frequenza e il SoC sono concordi nel determinare lo stato di funzionamento del SdA (carica o scarica), lo statismo viene opportunamente ridotto rispetto al valore massimo di riferimento.

La logica proposta mira quindi a ridurre al minimo i casi in cui il SdA debba interrompere la regolazione per ripristinare il proprio stato di carica (ovvero minimizzando la LoR),

garantendo al contempo la corretta erogazione del servizio verso la rete elettrica.

Al fine di verificare la fattibilità tecnica di un tale approccio, la logica sopra dettagliata è stata applicata ad un tracciato di frequenza "standard" con orizzonte giornaliero, ottenuto secondo opportune procedure analitiche dal segnale di frequenza campionato sul sistema elettrico nazionale (come dettagliato nel seguente BOX di approfondimento). Si è quindi valutato il rendimento dell'applicazione, i fenomeni di carica/scarica del SdA e gli eventuali intervalli di mancata regolazione (LoR) dovuti al ripristino del SoC.

Il modello in analisi è stato parametrizzato rispetto a valori standard di efficienza di carica e scarica del SdA variabili fra l'80 e il 95%; parimenti è stata valutata la partecipazione al

marcate nei programmi di produzione delle varie centrali, e quindi, ragionevolmente, delle oscillazioni di frequenza più importanti.

Parimenti si ritrova un contenuto armonico anche a frequenze superiori, correlato a perturbazioni più veloci, ma di minore entità, legate a perturbazioni sulla rete elettrica (sbilanciamenti energetici, guasti, etc.).

Elaborando, tramite antitrasformata di Fourier, quando riportato in Figura B2, si va ad ottenere un segnale di frequenza che ha caratteristiche note (ad esempio è possibile imporre il fatto che il segnale che si va a generare abbia media nulla) e riproducibile, ovvero un segnale adatto

ad essere utilizzato come riferimento per delle analisi, numeriche o sperimentali, circa la partecipazione dei SdA a servizi basati sulla frequenza di rete.

Questo approccio è stato utilizzato nelle analisi numeriche presentate nel presente studio e trova in letteratura diversi riscontri; in particolare, proprio al fine della standardizzazione della analisi relative all'utilizzo di SdA per la partecipazione ai servizi di rete, i Sandia National Laboratories americani hanno recentemente proposto un protocollo di misura[4], basato sulla elaborazione di un segnale artificiale di frequenza secondo criteri del tutto simili a quanto implementato nel presente studio.

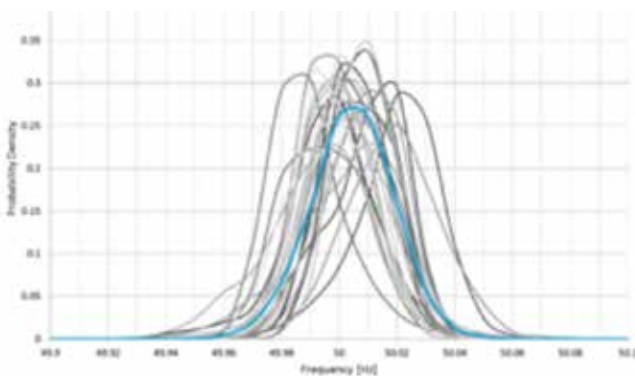


Figura B1: Esempificazione della Densità di Probabilità dei campioni di frequenza registrati durante la campagna di misura, ogni tracciato si riferisce ad un singolo intervallo di 24 h.

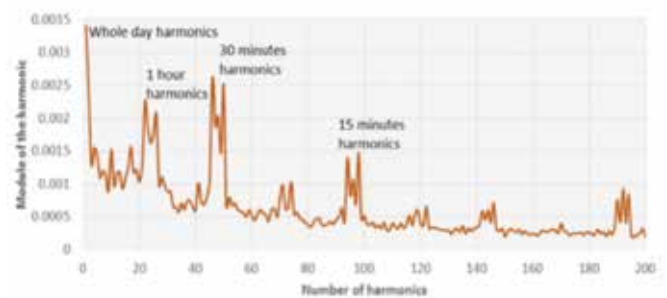


Figura B2: Contenuto armonico medio dei campioni registrati entro la campagna di misura.

servizio rispetto ad una semibanda di regolazione variabile dal 10 al 50% della potenza nominale del SdA. Infine, è stato ipotizzato di gestire il SdA fra un valore di SoC minimo pari al 40% ed un valore di SoC massimo pari al 100% (tali scelte mirano ad avere condizioni di lavoro conservative, utili a massimizzare la vita utile del SdA).

I risultati delle simulazioni eseguite sono dettagliati in Tabella 11.3. In particolare, rispetto alla partecipazione al servizio per un intervallo pari a 24 h (giornata tipo di oscillazione di frequenza), si è andati a calcolare il valore minimo di SoC registrato piuttosto che, nel caso in cui si vadano a violare i limiti di regolazione, è stato quantificato il parametro di LoR, ovvero la durata complessiva dei processi di ripristino dello stato di carica (tempo di mancata partecipazione al servizio). In tabella vengono confrontate le prestazioni ottenute adottando una regolazione a statismo costante con quelle associate ad una regolazione a statismo variabile (per quest'ultima sono riportati in tabella gli esiti delle analisi numeriche ottenute considerando differenti semibande di regolazione: 10, 25 e 50% della potenza nominale del SdA). Analizzando la tabella per righe si nota come, tramite una classica regolazione a statismo costante, le perdite associate a rendimenti di carica e scarica pari al 97,5% porterebbero ad una progressiva riduzione del SoC, causando una LoR dello 0,76%: per tale quota parte dell'intervallo giornaliero

analizzato, il SdA non è in regolazione, in quanto impegnato nel ripristino dello stato di carica (in pratica, il SdA raggiunge il livello minimo di SoC del 40%, come mostrato nella precedente Figura 11.2, che si riferisce proprio al caso in esame).

Sempre relativamente alla prima riga della tabella, valutando una regolazione a statismo variabile, si evidenzia come, con valori di rendimento elevati (97,5%), la logica di controllo proposta risulta efficace per mantenere per l'intera giornata il SoC entro le soglie predefinite. Nel caso in analisi non si registra quindi alcuna LoR, con vantaggi sistemici evidenti, parimenti non si ha la necessità di acquistare energia sul mercato al fine di ripristinare il SoC.

Andando a diminuire i valori di rendimento ipotizzati per il SdA, si ha ovviamente un progressivo peggioramento delle prestazioni, infatti le perdite interne all'accumulo portano ad un sempre più marcato fenomeno di scarica, ovvero ad una sempre più vincolante necessità di attuare periodicamente un ripristino del SoC. In particolare, adottando gli stessi valori di rendimento ipotizzati nel Libro Bianco ANIE RSE 2015 (rendimento di scarica pari al 90%, rendimento di carica pari all'80%), assumendo una logica di regolazione a statismo costante si avrebbe una LoR del 10,15% (ovvero per oltre il 10% del tempo il SdA non sarebbe in regolazione); viceversa, adottando una logica

SoC _{MIN} [%]		LoR [%]		Semibanda di regolazione [%]					
				Statismo variabile (0,12-0,3%)			Statismo fisso (0,3%)		
		10	25	50	25				
Efficienza carica/scarica [%]	97,5 / 97,5	41,49	0,00	41,29	0,00	42,72	0,00	40,00	0,76
	95 / 95	40,00	0,15	40,00	0,22	41,18	0,00	40,00	2,26
	92,5 / 92,5	41,49	1,47	40,00	1,16	40,00	0,21	40,00	4,15
	80 / 90	-	-	40,00	3,31	-	-	40,00	10,15

Tabella 11.3: Valutazione dell'efficacia della logica di controllo a statismo variabile nell'evitare la saturazione del SdA: analisi di sensitività al variare del rendimento



Figura 11.3: Consistenza attuale del mercato "Central Europe" sulla piattaforma PCR (primary control reserve).

a stσιμο variabile, l'indice LoR scenderebbe al 3,31%, ovvero il tempo di mancata regolazione verrebbe ridotto ad un terzo. Conseguentemente, sarebbe ridotta anche l'incidenza economica dei costi per l'acquisto di energia ai fini del ripristino.

In conclusione, le analisi eseguite hanno dimostrato come la partecipazione a tale servizio possa e debba essere ripensata rispetto alle logiche di controllo tipicamente in uso per i gruppi tradizionali, andando a sviluppare regole

tecniche e logiche che meglio valorizzino le caratteristiche dei Sistemi di Accumulo, con vantaggi (tecnici ed economici) sia verso l'utente finale sia verso la qualità e l'affidabilità del servizio offerto alla rete.

Ad oggi si ritiene che il contesto regolatorio circa la partecipazione dei SdA ai servizi ancillari sia, a livello nazionale, ancora non consolidato: non si ritiene dunque opportuno approfondire ulteriormente l'impatto economico della logica a stσιμο variabile, in quanto si ritiene vincolante valutare prima quale possa essere una modalità efficace di fornitura dei servizi ancillari, e quindi, di conseguenza, quantificare nel dettaglio l'impatto economico di differenti logiche di controllo.

In particolare, allargando l'orizzonte al contesto europeo, si osserva come il servizio di regolazione della frequenza sia gestito secondo logiche differenti; si è consolidato ed allargato negli anni un mercato transnazionale specificatamente dedicato ai servizi ancillari per la regolazione della rete. Tale piattaforma, denominata Central Europe (Figura 11.3) [5]; è stata in primis attivata sul mercato tedesco ed, il 12 marzo 2012, aperta ad una prima cooperazione con il TSO svizzero; in particolare parte della banda di regolazione della frequenza richiesta sulla rete elvetica (25 MW) veniva acquisita su un apposito mercato elettrico condiviso. Dal 7 gennaio 2014 si è poi avuta un'integrazione, entro tale

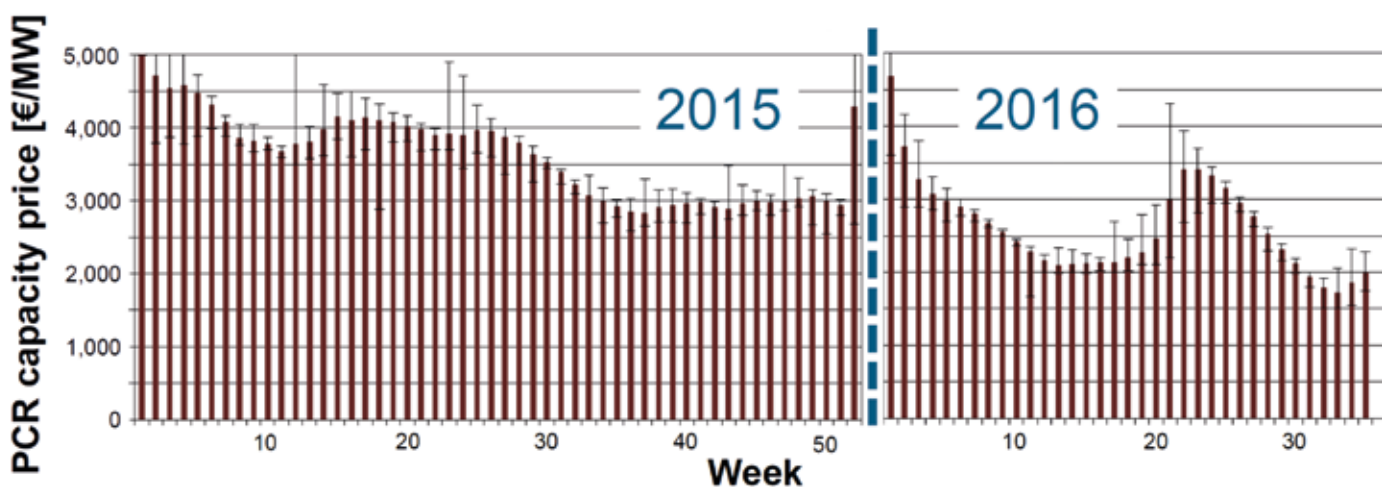


Figura 11.4: Andamento dei prezzi di chiusura delle aste settimanali per la regolazione PCR nel mercato tedesco

mercato condiviso, del sistema olandese, mentre il 7 aprile 2015 si è avuto il coinvolgimento del mercato austriaco. Recentemente (16 gennaio 2017), la piattaforma Central Europe ha integrato anche il mercato francese. Le logiche di integrazione sono, ad oggi, per modalità e quantità, diversificate da nazione a nazione, pur tuttavia è evidente come il processo di integrazione proposto miri ad una massima condivisione delle risorse, perseguendo obiettivi di massimizzazione della sicurezza e di minimizzazione dei costi. Focalizzandosi sulla regolazione primaria di frequenza (Primary Control Reserve, PCR), questa viene gestita sulla piattaforma Central Europe tramite aste settimanali in capacità, rispetto ad un approccio tecnologicamente neutro, ovvero è aperta la partecipazione alle centrali tradizionali piuttosto che ai SdA (previa un'opportuna prequalifica degli apparati).

I valori di chiusura delle aste settimanali (Figura 11.4) risultano ad oggi piuttosto variabili, chiara indicazione di un mercato ancora giovane, influenzato marcatamente dalle nuove risorse di regolazione che si attivano di mese in mese piuttosto che dalle quantità (bande di regolazione) gestite tramite borsa, attestandosi comunque su valori significativamente superiori a quanto previsto dalle Delibere 231/2013/R/eel e 66/2014/R/eel. Parimenti si osserva come la piattaforma Central Europe sia gestita tramite un mercato delle capacità, viceversa entro il sistema nazionale la remunerazione del servizio è basata sull'energia fornita alla regolazione.

È evidente che una maggiore remunerazione del servizio porterebbe ad un maggior interesse per la partecipazione tramite SdA, favorirebbe concorrenze virtuose con gli impianti tradizionali ma, evidentemente, porterebbe anche ad un aggravio dei costi complessivi nella gestione della rete. Pertanto, non si ritiene che tale approccio possa essere perseguibile tout court.

Una possibile riflessione, ad oggi materia di confronto a livello internazionale, è relativa alla definizione di una nuova tipologia di servizio che potrebbe essere associata ai SdA.

A livello tecnico si ricorda infatti come la partecipazione al servizio di regolazione primaria preveda secondo l'allegato A15 al Codice di Rete, il vincolo alla erogazione della banda di regolazione entro 30 s (similmente metà della banda

deve essere erogata entro 15 s); tale prestazione può essere fortemente vincolante per i gruppi tradizionali ma è assolutamente migliorabile se gestita tramite SdA.

Appare quindi naturale interrogarsi su un nuovo servizio "veloce", in cui il contributo al bilancio energetico non sia correlato a ritardi di decine di secondi ma, per ipotesi, di qualche secondo al più. Tale servizio porterebbe a sicuri benefici per la rete elettrica, potrebbe quindi essere valorizzato economicamente in modo opportuno. La definizione di una opportuna banda di regolazione (quantificazione della riserva) consentirebbe poi di garantire al sistema apprezzabili benefici di esercizio, ottimizzandone l'onere economico.

Un approccio simile a quanto proposto è ad oggi in fase di sperimentazione nel sistema britannico, in cui il Regolatore (OFGEM) ha promosso una campagna quadriennale volta appunto a valutare la fattibilità di attuazione di un servizio denominato *Enhanced Frequency Control* [6], proposto semplicemente come una regolazione PCR con un settling time limitato al secondo (rispetto al vincolo ai 30 s in essere nel sistema italiano).

11.3 CARATTERIZZAZIONE DELLE PERFORMANCE DI CELLE AGLI IONI DI LITIO: ANALISI DI IMPATTO SUI SERVIZI FRONT-OF-THE-METER

A valle di quanto delineato nelle precedenti sezioni, risulta chiaro come la conoscenza delle reali performance dei SdA sia di fondamentale importanza al fine di una corretta analisi tecnico-economica.

In termini generali, ad oggi è ben noto come densità di energia, densità di potenza, efficienza e vita utile varino a seconda dell'applicazione finale, influenzandone anche sensibilmente il ritorno economico; pur tuttavia in pochissimi casi reali si è sviluppata un'analisi strutturata di tali fattori in relazione al modo d'uso oggetto di indagine.

Ancor più, a livello normativo si registrano evidenti lacune circa la definizione di protocolli di misura delle performance dei SdA, portando quindi ad una sostanziale indeterminazione metodologica. Nello specifico, ad oggi il principale protocollo di test per celle agli ioni di litio è definito nello standard IEC 62660-1 [7]. Tale norma è stata sviluppata per il mondo automotive: è quindi strutturata per fotografare le condizioni d'uso tipiche in veicoli ibridi o full-

electric; viceversa, essa ha una valenza minore rispetto ad applicazioni stazionare.

Partendo da tali considerazioni, il Gruppo di Ricerca del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ha avviato un progetto di cooperazione con il laboratorio CSEM - PV Center, finalizzato a definire modalità di prova utili ad una corretta misura delle performance dei SdA e, di conseguenza, a sviluppare opportuni indicatori di sintesi efficaci nel riportare i dati rilevati. Un secondo tema di ricerca è relativo allo sviluppo di metodologie numeriche capaci di stimare correttamente le prestazioni dei SdA a partire dalle specifiche tecniche di riferimento. Nei paragrafi successivi è sintetizzato il metodo di analisi sviluppato e sono brevemente discussi i principali risultati ad oggi ottenuti, sia rispetto alla metrica proposta per la caratterizzazione dei SdA, sia rispetto all'applicazione di tale metrica a modi d'uso reali.

Circa la metrica di analisi, ad esempio, è proposta la misura di opportune curve di capability dei SdA, utili a descrivere le performance (densità di energia, densità di potenza, efficienza) in funzione dei principali parametri tecnologici e/o di regolazione (C-rate, capacità nominale), dello stato di carica (State of Charge: SoC), della temperatura ambiente, dello stato di salute (State of Health: SoH), ecc.

Circa la valorizzazione di tali risultati (curve di capability) tramite procedure capaci di stimarne correttamente le prestazioni rispetto a reali logiche di controllo, sempre a titolo esemplificativo, viene presentato il caso della regolazione di frequenza. Lo studio condotto è stato parametrizzato rispetto alle modalità di regolazione (banda regolante, statismo, etc.), andando a valutare l'efficienza energetica dei SdA con analisi numeriche, validando poi i risultati tramite confronto puntuale con i dati sperimentali ottenuti in laboratorio.

È rilevante sottolineare come il progetto di ricerca non sia basato su dati di letteratura, bensì sia interamente impostato su prove di laboratorio eseguite su 6 diverse tipologie di celle elettrochimiche, acquistate a scaffale e ritenute adeguate a rappresentare le performance di tipologie diverse di SdA. Ovviamente lo studio non ha la pretesa di risultare esaustivo circa la rappresentazione delle diverse celle elettrochimiche ad oggi disponibili: l'obiettivo è nella proposta della metodologia di analisi e delle metriche di sintesi dei risultati.

11.3.1 Caratterizzazione delle celle elettrochimiche tramite prove di laboratorio

Come precedentemente introdotto, l'attività di ricerca è basata su prove sperimentali eseguite presso i laboratori del CSEM - PV Center. In sintesi differenti celle elettrochimiche sono state caratterizzate a temperatura attraverso prove di carica e scarica per mezzo di ciclatori (PEC©- ACT 0550); le prove sono state eseguite in camera climatica a temperatura controllata (ESPEC©-ARU 1100). A complemento, sono state eseguite anche analisi di spettroscopia di impedenza (tramite apparato GAMRY Reference 3000 AE integrato con opportuno potenziostato) dedicate allo sviluppo di un modello matematico del SdA (secondo obiettivi accademico-scientifici), piuttosto che alla sua caratterizzazione ai fini applicativi.

Le tipologie di celle elettrochimiche oggetto di indagine sono basate sulla tecnologia agli ioni di litio, ritenuta, ad oggi, fra le tecnologie più performanti/promettenti[8]. Infatti, l'enorme sviluppo del mercato degli SdA al litio (da 450 t di celle prodotte nel 1995 a 27.000 t nel 2010 [9]) è da rileggersi come l'esito di oltre 20 anni di ricerca [10], portando ad una sensibile riduzione dei costi, ad oggi al di sotto dei 500 €/kWh [11].

Nell'ambito del progetto si è ritenuto utile sviluppare le prove sperimentali su diverse chimiche di cella per apprezzare le peculiarità di ciascuna. Queste si classificano tipicamente per i diversi materiali di cui si compongono gli elettrodi (catodo e anodo). Nello specifico, si riportano di seguito le chimiche delle celle sottoposte a misure sperimentali:

- Litio-nickel-manganese-cobalto (NMC): evoluzione delle prime batterie litio-cobalto (LCO), presentano le densità di energia più alte (150-200 Wh/kg);
- Lito-ferro-fosfato (LFP): intrinsecamente sicure, garantiscono elevate densità di potenza;
- Litio-titanato (LTO): garantiscono la più elevata durata in termini di numero massimo di cicli utili;
- Lithium-Capacitor (LiC): chimica ibrida fra cella al litio e supercondensatori.

In Tabella 11.4 si riassumono le caratteristiche delle celle (commerciali) analizzate. Si noti che nel caso delle chimiche NMC e LFP sono state testate due geometrie diverse: cilindrica e pouch ("a sacchetto"); le tensioni limite di

cella non variano, essendo legate alla chimica, viceversa la capacità nominale per cella può raggiungere livelli maggiori nel caso della geometria pouch.

La procedura di test, come precedentemente introdotto, ha previsto, in una prima fase, l'applicazione dello standard IEC 62660-1, ovvero le varie celle sono state sottoposte a cicli di carica/scarica utili al calcolo delle prestazioni macroscopiche (densità di energia, densità di potenza, efficienza). A titolo esemplificativo, in Figura 11.5 è riportato il protocollo adottato per il calcolo dell'efficienza energetica. Si dettagliano le varie fasi:

1. Ciclo di scarica/carica completa a temperatura ambiente, che implica:
 - Scarica in CC fino alla tensione minima;
 - Carica in CC+CV come indicato dal produttore di cella;
2. Stabilizzazione termica alla temperatura ambiente desiderata;
3. Scarica CC, corrente 1/3C;
4. Pausa di 4 ore;
5. Carica CC+CV come indicato dal produttore di cella;
6. Pausa di 4 ore;
7. Scarica CC, con corrente 1/3C per applicazione full-electric.

L'efficienza energetica è quindi calcolata come rapporto dell'energia in scarica nella fase 7 e l'energia in carica della fase 5

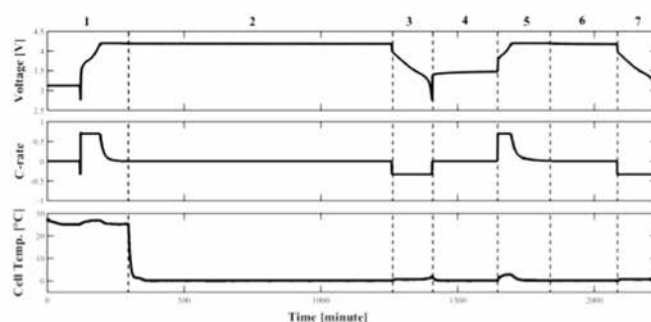


Figura 11.5: Esempificazione dei test di efficienza a temperatura costante su una cella p-NMC rispetto a quanto previsto nella norma IEC 62660-1

Tecnologia	Geometria	Sigla	Capacità [mAh]	Tensioni limite [V]	Tensione Nominale [V]
LiFePO ₄ (LFP)	Cilindrica	c-LFP	2500	2 - 3.6	3.3
LiFePO ₄ (LFP)	Pouch	p-LFP	20000	2 - 3.6	3.3
LiNi _{1/3} Mn _{1/3} Co _{1/3} O ₂ (NMC)	Cilindrica	c-NMC	5300	2.75 - 4.2	3.65
LiNi _{1/3} Mn _{1/3} Co _{1/3} O ₂ (NMC)	Pouch	p-NMC	10000	2.75 - 4.2	3.65
Li ₄ Ti ₅ O ₁₂ (LTO)	Prismatica	LTO	30000	1.85 - 2.75	1.50
Lithium Capacitor	Prismatica	LiC	1158	2-2 - 3.8	-

Tabella 11.4: Dettaglio sulle celle elettrochimiche utilizzate come "caso test"

¹ Il processo di carica/scarica di una cella elettrochimica può essere effettuato in diverse modalità, fra le quali:

- Constant Current (CC): si impone la corrente e si controlla il valore di tensione per terminare il processo di carica/scarica;
- Constant Voltage (CV): si mantiene un livello di tensione e si controlla la corrente residua per terminare il processo di carica/scarica.

11.3.2 Principali risultati sperimentali

Nel seguito si riportano i principali risultati sperimentali ottenuti nella campagna di misura; si ricorda come tali risultati siano funzionali ad una corretta modellazione matematica dei SdA piuttosto che a delle valutazioni sulla loro redditività, ovvero non rientra tra gli obiettivi della ricerca la misura di dettaglio delle prestazioni delle varie celle, tema già trattato da diversi studi di dettaglio del settore elettrochimico, ai quali si rimanda[12].

Si precisa come, nel seguito, ci si riferirà a misure eseguite su singole celle elettrochimiche, associando tali dati a quelli di un SdA, ovvero, omettendo rendimenti e non linearità correlate con i convertitori elettronici di interfaccia con la rete. Si ritiene tale approccio non riduttivo: la stima del rendimento e di eventuali altre peculiarità della soluzione di elettronica di potenza selezionata per la specifica applicazione/prodotto in analisi risulta infatti oggi piuttosto consolidata. Si è quindi focalizzata l'attenzione sulle celle elettrochimiche, che costituiscono invece l'anello meno noto e più meritevole di approfondimenti in termini modellistici.

In Figura 11.6 si mostra la **densità di energia** calcolata rispetto a diverse temperature ambiente. Si può evidenziare come:

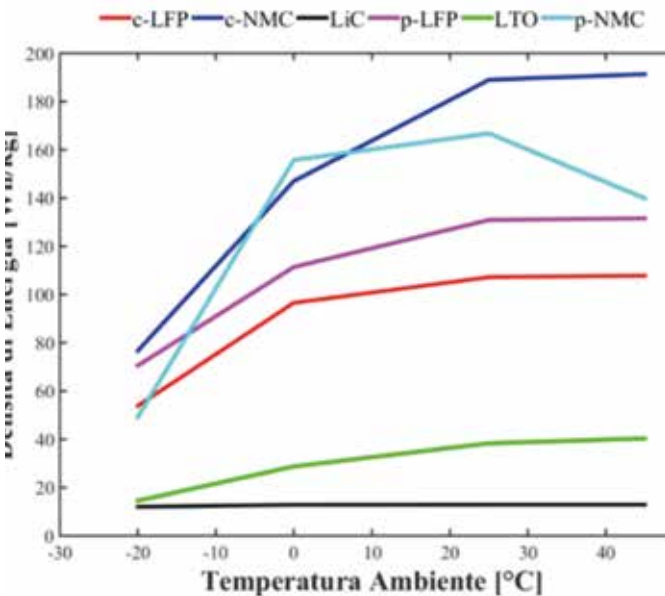


Figura 11.6: Esiti dei test di capacità a temperatura variabile secondo la normativa IEC 62660-1: prove eseguite sulle celle elettrochimiche presentate in Tabella 4

- ad eccezione della tecnologia LiC, temperature rigide influiscono negativamente sulle prestazioni (densità di energia: -50%);
- in condizioni standard, alcune tecnologie litio (soluzioni con catodo NMC o LFP accoppiate ad anodo grafite) si attestano su valori compresi fra 100-200 Wh/kg;
- la geometria di cella influenza la densità di energia, ma non in maniera univoca;
- le tecnologie LTO e LiC calano drasticamente di prestazioni energetiche; tuttavia, le celle LTO beneficiano in termini di costi e vita utile, mentre i LiC beneficiano dalla loro natura di condensatori guadagnando in densità di potenza.

Si conclude quindi che il dimensionamento di un SdA debba senz'altro tenere in considerazione le temperature di esercizio ed i particolari requisiti di energia dell'applicazione finale. Dati i costi e le condizioni di utilizzo si può determinare quale sia la tecnologia "calzante" per l'applicazione desiderata. Ai fini del dimensionamento di un SdA non si può tuttavia prescindere da un'opportuna analisi delle prestazioni in termini di **densità di potenza**. Al netto dei costi, infatti, dall'analisi di Figura 11.6 risulterebbe che le celle con

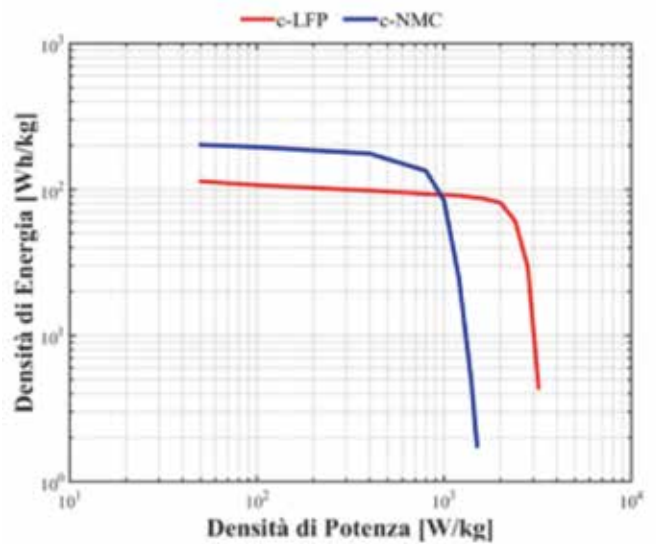


Figura 11.7: Esempificazione del diagramma di Ragone ottenuto dalle prove sperimentali rispetto alle celle c-NMC e c-LFP alla temperatura di 25 °C

tecnologia c-NMC siano quelle più performanti, viceversa, analizzando la densità di potenza delle celle, si delinea uno scenario differente. In particolare in Figura 11.7, tramite test ad hoc, si è ricostruito il diagramma di Ragone per le celle c-NMC e c-LFP. Osservando i plateau orizzontali è indubbio che la chimica NMC garantisca delle densità di energia doppie rispetto alla LFP. Tuttavia, visto il ginocchio delle curve, si osserva come la cella c-LFP è in grado di mantenere tale contenuto energetico per livelli di potenza doppi rispetto alla cella c-NMC. In altre parole, la cella LFP cede in termini di densità di energia per guadagnare sensibilmente in termini di densità di potenza. Si conclude quindi che il rapporto energia/potenza è senza dubbio cardinale ai fini di una corretta scelta tecnologica verso l'applicazione finale. Nel caso in esame si potrebbe dire che la cella c-LFP è più performante rispetto ad applicazioni power-intensive (regolazione primaria di frequenza, inerzia sintetica, etc.); mentre la cella c-NMC risulta più adatta per applicazione energy-intensive (peak-shaving, arbitraggio, etc.). Infine, adottando il protocollo IEC 62660-1, si è calcolata l'efficienza energetica di cella (Figura 11.8). I risultati hanno evidenziato come, di riflesso a quanto emerso sui risultati di capacità, l'efficienza cala sensibilmente al ridursi della temperatura ambiente. In termini generali, in condizioni standard tutte le tecnologie si attestano a valori di rendimento «round-trip» superiori al 90%.

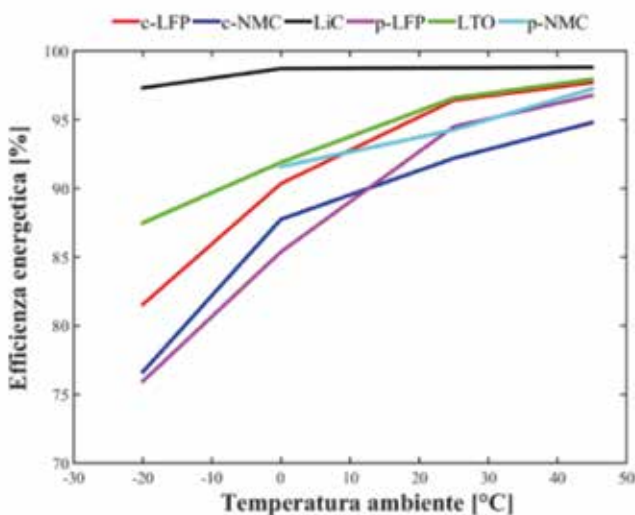


Figura 11.8: Esiti dei test di efficienza a temperatura variabile secondo la normativa IEC 62660-1: prove eseguite sulle celle elettrochimiche presentate in Tabella 10.4

11.3.3 Proposta di una procedura di sintesi delle performance di un SdA

Le analisi soprariportate risultano relativamente standard in termini di misura delle performance di celle elettrochimiche (ovvero sono di uso comune nei vari laboratori di analisi) e, soprattutto, si riferiscono ad applicazioni automotive, appunto in relazione ai protocolli previsti dalla norma IEC 62660-1 (nello specifico, si riferiscono ad una specifica condizione di lavoro: scarica costante ad 1/3C e carica come indicato dal costruttore).

Si identifica quindi la necessità di sviluppare protocolli di prova che meglio corrispondano alle condizioni operative delle applicazioni stazionarie e, ancor più, metodologie di analisi che consentano di valorizzare le prove di laboratorio in fase progettuale. Ad oggi, quanto riportato, a titolo di sintesi, nelle precedenti Figure 11.6-11.8 non è direttamente applicabile in fase di progetto di un SdA, in particolare non è immediato rileggere in tali grafici/tabelle le performance di un SdA rispetto alla regolazione (cfr. modo d'uso) in analisi (arbitraggio, peak shaving, regolazione di frequenza, etc.). Ovviamente non è praticabile pensare di sviluppare test di laboratorio specifici per stimare le performance degli SdA per ogni possibile servizio/parametro di regolazione.

Queste considerazioni hanno motivato lo sviluppo di una opportuna procedura di stima delle performance dei SdA per una qualsiasi applicazione. Tale procedura è basata sulla conoscenza di dettaglio delle prove riportate in Figura 11.6-11.8; in particolare, da tali misure si propone l'elaborazione di opportune curve di capability dei SdA.

La procedura di stima delle prestazioni proposta si articola secondo tre fasi successive:

1. Analisi dell'applicazione: la prima fase prevede l'analisi della regolazione richiesta al SdA, andandone a scomporre i profili di carica/scarica rispetto alla capacità nominale del SdA, ovvero esprimendo i profili di corrente di carica/scarica in termini di C-rate.

2. Costruzione delle capability del SdA: la seconda fase prevede la mappatura (tramite opportune prove di laboratorio) delle performance del SdA al variare delle condizioni di lavoro (temperatura, SoC, etc.) andandone a misurare le curve di capability.

A titolo esemplificativo, nel caso in cui sia di interesse la

prestazione in termini di efficienza del SdA, lo sviluppo di una curva di capability per una cella implica la misura (diretta, tramite prove specifiche, o indiretta, elaborando dati sperimentali già disponibili, quali ad esempio quelli riportati nelle precedenti Figure 11.5-11.7) dell'efficienza rispetto a specifici protocolli di prova, ovvero la misura al variare dell'intensità (C-rate) dei profili di carica/scarica.

In Figura 11.9 si presentano le curve di efficienza misurate rispetto alle celle NMC, LFP e LTO.

Si osserva che incrementando la corrente di carica/scarica il rendimento cala drasticamente. Nel caso della cella c-NMC, passando da 0.2C a 2C si ha una riduzione di rendimento di quasi il 20%. Vi è quindi un forte legame tra l'efficienza e il tipo di ciclo carica/scarica impiegato nell'uso reale, legame che si ritiene debba essere opportunamente considerato in fase di dimensionamento di un SdA. In termini generali le curve di capability, qui esemplificate come legame fra efficienza e C-rate, dovrebbero essere multidimensionali ed andare a considerare anche la dipendenza della temperatura e degli altri fattori impattanti sulle prestazioni di cella.

3. Stima delle performance del SdA: incrociando i dati elaborati nella fase 1 con le curve di capability misurate nella fase 2, è possibile stimare (cfr. calcolare numericamente), per ogni specifico profilo di carica/scarica, le prestazioni del SdA oggetto di indagine. Tali analisi consentono quindi di valutare l'efficienza, il degrado (cfr. vita utile), etc. rispetto a diverse

regolazioni, e rispetto a diversi parametri di regolazione, consentendo quindi un dimensionamento ottimale del SdA.

Nel seguito si riporta un esempio applicativo elaborato a partire dalle prove di laboratorio precedentemente introdotte, andando a stimare l'efficienza di una specifica tecnologia (celle NMC) rispetto al servizio di regolazione della frequenza (oggetto di analisi nei capitoli precedenti) e verificando poi la stima numerica tramite opportune prove sperimentali (ovvero applicando a banco prova esattamente il profilo di carica/scarica corrispondente al servizio di regolazione della frequenza).

Tali analisi sono state ripetute variando diversi parametri di regolazione (statismo, banda regolante, ecc.), al fine di evidenziare l'affidabilità della procedura ed, inoltre, la praticità applicativa, ovvero la possibilità di valutare velocemente diverse modalità di gestione del SdA così da identificarne il dimensionamento ottimale.

10.3.4 Esempificazione applicativa: stima dell'efficienza di una cella NMC applicata al servizio di regolazione della frequenza

Come precedentemente introdotto, al fine di esemplificare la procedura di stima delle prestazioni di un SdA elettrochimico si è ritenuto utile investigare il servizio di regolazione primaria della frequenza, già discusso nei paragrafi precedenti, così da completarne la trattazione, ma anche in quanto tale servizio risulta un ottimo caso studio in ragione della sua complessità. La regolazione primaria di frequenza richiede infatti al SdA una regolazione veloce, secondo un segnale, appunto le oscillazioni di frequenza, che ha una natura stocastica, a richiedere profili di carica/scarica molto intermittenti. Il dimensionamento del SdA risulta quindi articolato con una rilevante criticità nella valutazione delle prestazioni del SdA stesso.

Lo studio ha quindi previsto, come primo passo, la misura in laboratorio delle prestazioni di una cella elettrochimica (nel seguito ci si riferirà, appunto a titolo di esempio, ad una cella NMC) sottoposta a cicli di carica/scarica correlati con la regolazione di frequenza, parametrizzati rispetto al setting della regolazione. Tali analisi di laboratorio, poi utilizzate come benchmark per la procedura numerica di stima, consentono di apprezzare come il rapporto potenza/energia impatti sensibilmente sull'efficienza della regolazione.

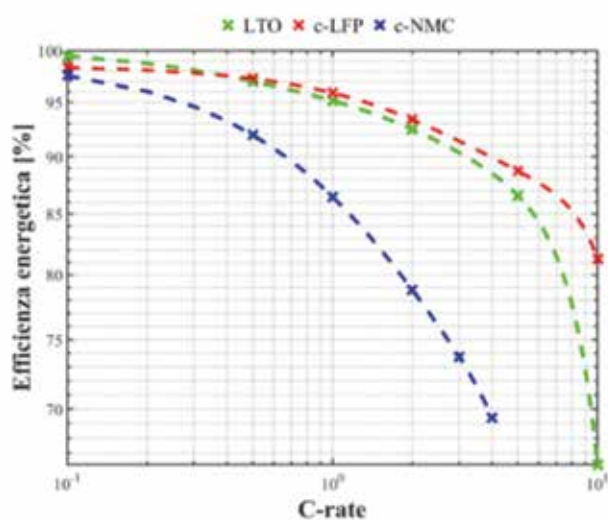


Figura 11.9: "Curve di efficienza", al variare delle correnti di carica/scarica, misurate rispetto alle celle NMC, LFP ed LTO.

11.3.4.1 Misure sperimentali di efficienza rispetto al servizio di regolazione primaria di frequenza

Lo studio del servizio di regolazione della frequenza, come precedentemente introdotto, richiede (al fine di essere riproducibile/confrontabile su casistiche diverse) di definire un profilo di frequenza verosimile, caratteristico di una condizione operativa identificabile come standard. Le attività sperimentali qui riportate sono quindi state sviluppate sulla base del profilo di frequenza dettagliato nel paragrafo precedente, profilo esteso per un intervallo giornaliero.

Tale profilo di frequenza è stato applicato al regolatore di frequenza ricavandone un segnale di potenza, a sua volta applicato alla cella NMC oggetto di prova: in altre parole il circuito di misura ha previsto una carica/scarica comandata della cella in ragione del segnale di frequenza sintetizzato. Le varie prove sono state parametrizzate rispetto allo statismo della regolazione e rispetto alla banda di regolazione (ovvero alla potenza massima richiesta alla singola cella), applicando la regolazione fino a delle soglie predefinite di stato di carica (SoC), massimo e minimo, della cella.

In Figura 11.10 si riporta un esempio, rispetto ad un intervallo temporale limitato ad una singola ora, di una delle prove sperimentali, in cui la cella è stata posta in uno stato di

carica pari al 50% e quindi impiegata per erogare il servizio di regolazione della frequenza. Come precedentemente introdotto, la prova ha previsto la sintesi di un segnale di frequenza di riferimento, definito secondo la procedura introdotta nei paragrafi precedenti; successivamente, l'errore di frequenza conseguente (Figura 11.10.a) è stato trasdotto in un segnale di potenza (Figura 11.10.b) richiesto alla cella posta sul banco prova. Tale segnale ha comportato dei cicli parziali di carica/scarica a C-rate variabile, come evidenziato in Figura 11.10.c. La cella NMC oggetto di analisi ha quindi risposto con il profilo di tensione riportato in Figura 11.10.d. Al termine della prova è stato calcolato il rendimento della cella, eventuali periodi di saturazione (ovvero di raggiungimento dei limiti di SoC massimo e/o minimo), e tutti gli altri parametri operativi, come mostrato in Tabella 11.5.

Le prove sperimentali hanno evidenziato come la banda di regolazione, ovvero la potenza massima richiesta in carica/scarica alla cella di prova, vada ad impattare sensibilmente sull'efficienza della regolazione: aumentando il C-rate massimo (cfr. la potenza massima), la cella risponde positivamente, erogando/assorbendo effettivamente la corrente richiesta, ma con un decadimento sensibile del rendimento medio. Il risultato è notevole, ovvero, il segnale

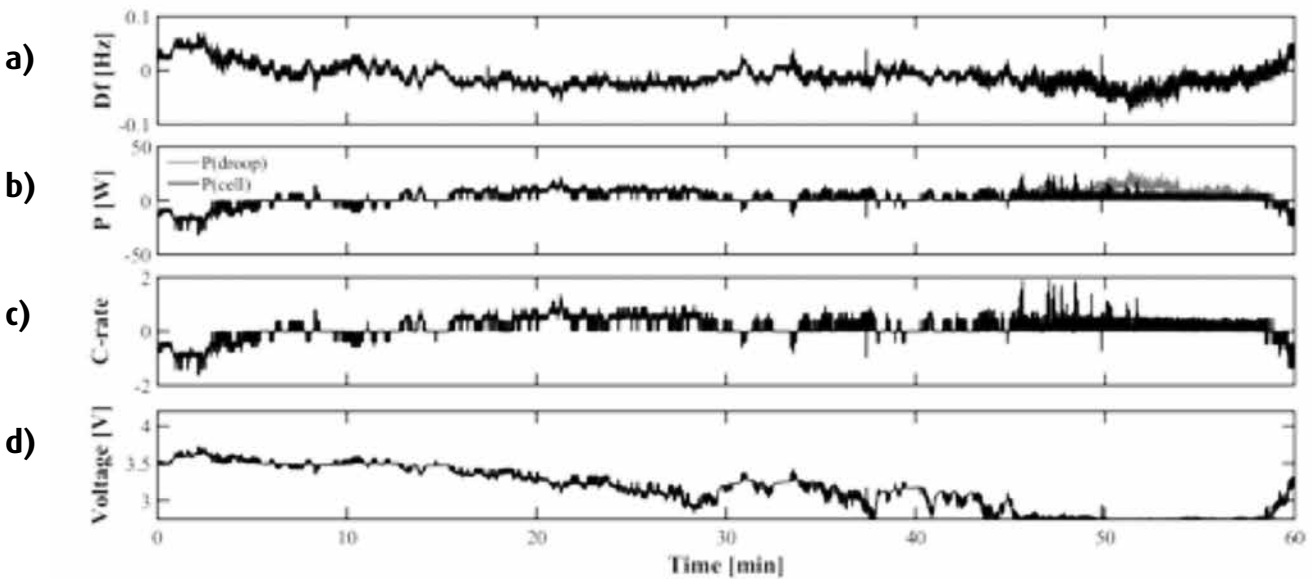


Figura 11.10: Esempificazione, su un intervallo temporale orario, dei flussi di potenza e della tensione ai capi di una cella NMC applicata al servizio di regolazione primaria di frequenza

di regolazione della frequenza raramente richiede una potenza regolata pari al limite di banda, nella maggioranza dei casi l'errore di frequenza è piuttosto limitato e quindi il contributo alla regolazione risulta essere solo una quota parte della banda messa a disposizione.

Tale risultato è evidente da quando riportato in Tabella 11.5: variando la banda di regolazione dal 50% della potenza nominale (carica/scarica a 0.5C) ad una banda del 300% (carica/scarica a 3C), il profilo di corrente effettivamente richiesto alla cella oggetto di prova è risultato essere rispettivamente pari a 0,13C e 0,62C. Il valore medio della corrente richiesta alla cella è quindi risultato essere non elevato, purtuttavia il rendimento dell'applicazione è risultato pari al 97,92% nel primo caso, scendendo all'88% nel secondo. La scelta della banda di regolazione da richiedere al SdA ha un impatto diretto sulla remunerazione del servizio, ed in tale ottica risulta interessante spingere un SdA a C-rate elevati, purtuttavia, come dimostrato da questa prova sperimentale, tale pratica deve essere attentamente pesata da uno studio sui rendimenti delle celle elettrochimiche, rendimenti la cui riduzione potrebbe compromettere il ritorno economico ricercato.

Come evidenziato in Tabella 11.5, limitare l'operatività del SdA in una fascia più ristretta di SoC massimo e minimo

consente alle celle elettrochimiche di operare in condizioni migliori, ovvero di manifestare dei rendimenti migliori, ma tale pratica comporta una maggiore indisponibilità del SdA in ragione (una volta raggiunti tali limiti massimi/minimi di SoC) di ripristinare lo stato di carica (interrompendo la regolazione ed andando a caricare/scaricare il SdA al setpoint di riferimento).

Vi è poi da ricordare come cicli di carica/scarica a C-rate elevati abbiano un impatto negativo anche sulla vita utile delle celle elettrochimiche; per brevità non si dettaglia in questa sede questa ulteriore casistica, che richiederebbe uno studio articolato e differenziato rispetto alla tecnologia elettrochimica in analisi, ma si ritiene doveroso sottolineare come la riduzione di vita utile delle celle (sottoposte a C-rate elevati) possa risultare assolutamente marcata.

In sintesi, le prove sperimentali hanno evidenziato come il dimensionamento di un SdA ai fini della regolazione primaria di frequenza non sia banale; diversi fattori impattano sensibilmente sulle prestazioni del SdA. Tale complessità motiva la procedura di stima delle performance del SdA per via numerica, risulta infatti evidente come non sia praticabile, di caso in caso, eseguire numerose prove di laboratorio al fine di identificare il dimensionamento ottimo del SdA.

Parametri di regolazione				Risultati sperimentali			
N°	Banda di regolazione (% Pnom)	C-rate (medio)	SoC MIN	SoC MAX	Efficienza	Numero cicli eseguiti	Disponibilità in regolazione
1	50%	0.13	0%	100%	97.92%	1.29*E _n	100.00%
2	100%	0.26	0%	100%	96.15%	2.58*E _n	100.00%
3	100%	0.23	20%	80%	96.16%	2.32*E _n	92.14%
4	200%	0.47	0%	100%	91.24%	4.55*E _n	92.01%
5	200%	0.36	20%	80%	94.86%	3.58*E _n	80.10%
6	300%	0.62	0%	100%	88.00%	6.04*E _n	86.29%
7	300%	0.46	20%	80%	93.38%	4.66*E _n	76.84%

Tabella 11.5: Risultati delle prove sperimentali (cfr. misura di efficienza) relative alla partecipazione al servizio di regolazione primaria di frequenza; dettaglio sulla cella NMC

11.3.4.2 Stima numerica di efficienza rispetto al servizio di regolazione primaria di frequenza

Nel seguito si esemplifica la procedura di stima numerica dell'efficienza del SdA introdotta nei paragrafi precedenti; tale procedura richiede la disponibilità del profilo di corrente correlato con l'applicazione oggetto di studio (Figura 11.10.c) e la curva di capability del SdA (figura 11.9).

Elaborando il profilo di corrente richiesto alla cella, è possibile ricavare la distribuzione di corrente richiesta al SdA, come riportato in Figura 11.11.a. Tale distribuzione riporta la probabilità, rispetto all'intervallo temporale analizzato, che il SdA sia chiamato in carica/scarica rispetto ad un definito C-rate. Nota poi la curva di capability (Figura 11.9), è possibile ricavare la resistenza interna equivalente della cella per ogni specifico valore di C-rate, ovvero si assume l'ipotesi che le perdite di potenza siano di natura ohmica (~R_{I2}), Figura 11.11.b. Moltiplicando la distribuzione di corrente (C-rate) in Figura 11.11.a per la resistenza interna di cella in Figura 11.11.b si ottiene la distribuzione di perdite, il cui integrale corrisponde alle perdite totali nell'intervallo temporale oggetto di studio. Nell'applicazione qui presentata, si vanno a stimare le perdite di potenza rispetto alla regolazione di frequenza in un intervallo pari a 24 ore, come riportato in Tabella 11.6.

I risultati ottenuti sono confortanti: l'approccio proposto è in grado di stimare l'efficienza con errore inferiore o prossimo al mezzo punto percentuale, con discrepanze limitate alle casistiche in cui il SdA viene portato frequentemente a lavorare a valori di SoC particolarmente alti o particolarmente bassi (in tali condizioni il comportamento elettrochimico degli apparati è fortemente non lineare, andando ad inficiare sia il rendimento della cella sia l'affidabilità della procedura di stima proposta). La procedura sviluppata, in sintesi, manifesta una affidabilità adeguata ad uno studio di fattibilità, ovvero ad identificare fra le varie opzioni di dimensionamento del SdA, quella che risulta più performante rispetto al caso in esame o, equivalentemente, la tecnologia elettrochimica (cfr. il prodotto) più performante rispetto all'applicazione richiesta.

11.4. CONCLUSIONI

Nel presente capitolo si sono presentate alcune delle attività di ricerca sviluppate dal Gruppo Sistemi Elettrici per l'Energia del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, in collaborazione con il CSEM - PV Center.

Lo studio ha previsto una analisi tecnico-economica del servizio di regolazione primaria della frequenza tramite sistemi di accumulo elettrochimico, sviluppato in continuità

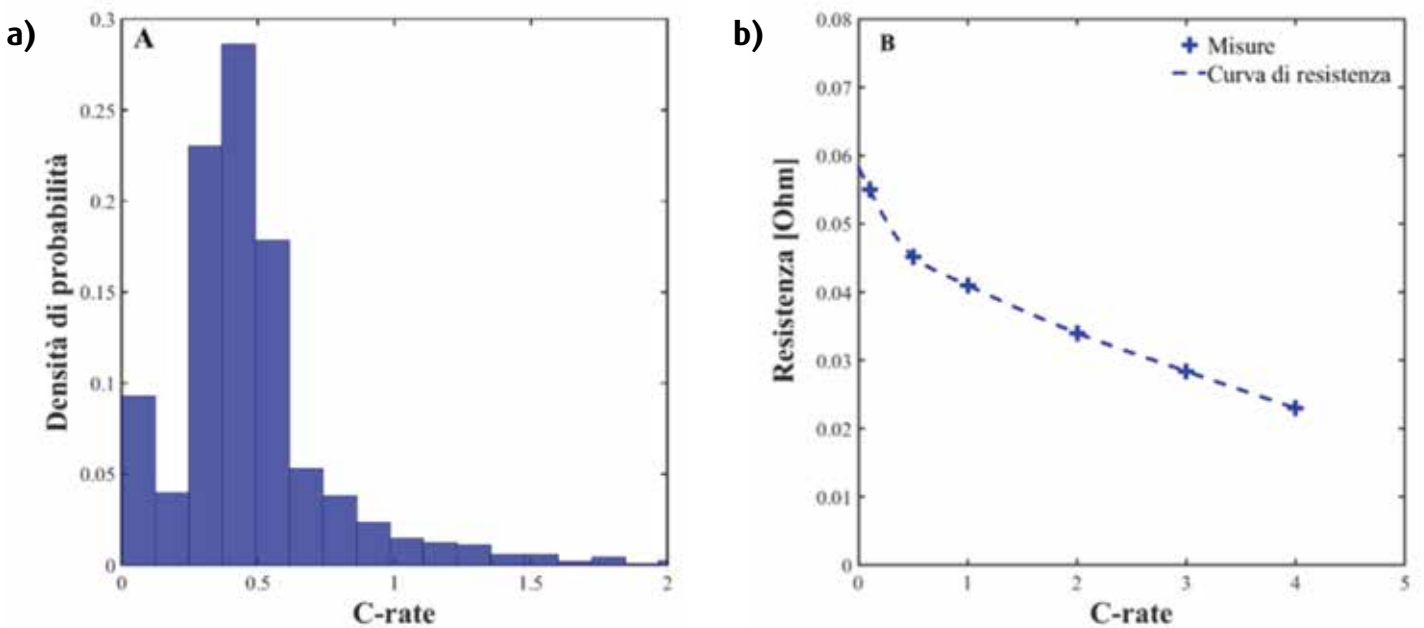


Figura 11.11: Misure di dettaglio su una cella NMC applicata al servizio di regolazione della frequenza (A) Distribuzione di corrente - (B) curve di resistenza interna al variare del C-rate

rispetto a quanto presentato nel Libro Bianco ANIE RSE 2015 sui sistemi di accumulo.

Obiettivo delle analisi è stato quello di evidenziare alcuni fattori rilevanti, con diretto impatto sul ritorno economico dell'applicazione, che non sempre trovano corretta modellazione.

Il ritorno dell'investimento, rispetto al servizio di regolazione primaria di frequenza, risulta ad oggi improbabile nel contesto regolatorio italiano. Viceversa, come da alcuni cenni introduttivi presentati, nel contesto europeo (in particolare tedesco e britannico) i sistemi di accumulo trovano già ora una qualche praticabilità economica. Rispetto a tali modi d'uso sono quindi state formulate alcune considerazioni con l'obiettivo di delineare, con spirito costruttivo, una proposta applicativa per il contesto nazionale.

È tuttavia doveroso sottolineare come, ad oggi, sviluppare uno studio di fattibilità di un Sistema di Accumulo presenti diverse criticità, quali la mancanza di un costruito normativo completo e la sistemica difficoltà di reperire informazioni di dettaglio (verosimili ed affidabili) circa le prestazioni delle celle elettrochimiche.

Il gruppo di ricerca del Politecnico di Milano ha quindi avviato una serie di attività di ricerca in tale direzione al fine di, a titolo esemplificativo, definire delle modalità di prova utili a misurare in modo univoco e riproducibile (cfr. normare) le singole funzioni

di regolazione, quali il servizio di regolazione primaria della frequenza. Ci si è dunque avvalsi delle infrastrutture di laboratorio del CSEM - PV Center, con l'obiettivo di misurare le prestazioni specifiche di alcune celle elettrochimiche ad oggi commerciali. Tale progetto mira a costruire un database di riferimento delle diverse soluzioni elettrochimiche ad oggi presenti, al fine di estrapolare parametri verosimili utili ai vari studi di fattibilità e, soprattutto, utili a costruire dei modelli matematici delle celle elettrochimiche per stimarne numericamente le prestazioni.

Nel testo è stato quindi riportato un esempio applicativo in cui tali modelli sono adottati al fine del dimensionamento ottimo di un Sistema di Accumulo asservito alla regolazione primaria di frequenza, evidenziando, caso per caso, le criticità e non linearità che motivano l'approccio (il modello) proposto.

Da ultimo, si sottolinea come i risultati riportati, ovvero le prestazioni misurate sulle celle oggetto di prova e, di conseguenza, le prestazioni dei SdA nel contribuire i servizi di rete (cfr. regolazione primaria di frequenza), sono specifici per le celle elettrochimiche commerciali analizzate in laboratorio e non possono essere generalizzate rispetto a soluzioni proprietarie (cfr. particolarmente performanti) che eventuali aziende del settore potrebbero ad oggi proporre commercialmente. Tali soluzioni, per essere comparate in termini prestazionali, dovrebbero appunto essere parimenti valutate (cfr. analizzate in laboratorio) secondo le metodologie proposte.

Parametri di regolazione				Risultati sperimentali			
N°	Banda di regolazione (% Pnom)	C-rate (medio)	SoC MIN	SoC MAX	Efficienza Misurata	Efficienza Stimata	Errore percentuale
1	50%	0.13	0%	100%	97.92%	97.71%	0.21%
2	100%	0.26	0%	100%	96.15%	96.00%	0.15%
3	100%	0.23	20%	80%	96.16%	96.38%	0.22%
4	200%	0.47	0%	100%	91.24%	92.98%	1.74%
5	200%	0.36	20%	80%	94.86%	94.40%	0.46%
6	300%	0.62	0%	100%	88.00%	90.86%	2.86%
7	300%	0.46	20%	80%	93.38%	92.69%	0.69%

Tabella 11.6: Risultati della procedura numerica proposta per la stima della efficienza della cella NMC applicata rispetto al servizio di regolazione della frequenza; confronto con i dati sperimentali

BIBLIOGRAFIA

CAPITOLO 2

L'ACCUMULO E I "PROSUMERS": AUTOCONSUMO E RIDUZIONE DEI PICCHI DI PRELIEVO

- [1] AEEGSI: delibera 582/2015/R/eel "Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Contestuale aggiornamento delle compensazioni di spesa per i clienti domestici in disagio economico", 2 Dicembre 2015, <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/582-15.htm>
- [2] ANIE ENERGIA, Ricerca sul Sistema Energetico (RSE SpA): "I sistemi di accumulo nel settore elettrico - cap. 8", Marzo 2015
- [3] http://www.asmb.it/export/sites/asmb/_downloads/it/energia-elettrica/Informazioni/Il-nuovo-contatore-elettronico.pdf

CAPITOLO 3

GRID DEFLECTION

- [1] Peter Bronski et al. "The Economics of Grid Defection" - Rocky Mountain Institute (2014)
- [2] Peter Bronski et al. "The Economics of Load Defection" - Rocky Mountain Institute (2015)
- [3] "Roles and Incentives for Microgrids and Stand Alone Power Systems" - Energeia (2016)
- [4] AEEGSI - Deliberazione 582/2015/R/EEL "Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica"
- [5] AEEGSI - Documento per la consultazione 293/2015/R/EEL
- [6] <http://www.statista.com/statistics/263492/electricity-prices-in-selected-countries>
- [7] S.Maggiore - Rapporto RdS PAR 2012 "Analisi di impatto dell'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria" - Prot. 13000580
- [8] <http://www.homerenergy.com/>

CAPITOLO 5

I SISTEMI DI ACCUMULO E LE ISOLE MINORI ITALIANE NON INTERCONNESSE

- [1] <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/02/21/14A01372/sg>
- [2] Parere 10 Novembre 2016 - 652/2016/I/EFR - Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)
- [3] <http://www.homerenergy.com/>
- [4] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [5] Documento per la consultazione 598/2014/R/EEL "Orientamenti per la riforma delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori non interconnesse" - AEEGSI
- [6] "EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050 - Main results" - European Commission

CAPITOLO 8

SISTEMI DI ACCUMULO A SUPPORTO DELLA GESTIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

- [1] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico - Delibera 39/10 - "Procedura e Criteri di Selezione dei Progetti Pilota Ammessi al Trattamento Incentivante", 2010;
- [2] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico - Progetti Pilota Smart Grid - <http://www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm>, 2015;
- [3] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico - Documento di Consultazione 255/15 - "Smart Distribution System: Promozione Selettiva degli Investimenti nei Sistemi Innovativi di Distribuzione di Energia Elettrica", 2015;
- [4] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico - Delibera 646/15 - "Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica, per il Periodo di Regolazione 2016-2023" (TIQE), 2015;
- [5] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico - Delibera 198/11 - "Testo Integrato della Qualità dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica", 2011;

- [6] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico – Documento di Consultazione 415/15 – “Regolazione della Qualità dei Servizi di Trasmissione, Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica nel Quinto Periodo di Regolazione”, 2015;
- [7] AA.VV. “Efficienza e Rinnovabili”, <http://www.energiaerinnovabili.it/2015/03/20/come-scegliere-accumulo-fotovoltaico/>;
- [8] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico – Delibera 39/10 – “Procedura e Criteri di Selezione degli Investimenti Ammessi al Trattamento Incentivante”, 2011;
- [9] AA.VV. “A Smart Grid for the city of Rome: a Cost Benefit Analysis”, JRC Science & Policy Report, 2015;
- [10] Corti S. et al., “Pianificazione di una Rete MT in Presenza di Generazione Eolica e a Biomassa con Valutazioni sull'Uso di Sistemi di Accumulo”, RSE - 14000794, 2014;
- [11] Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico – Delibera 99/08 – “Testo Integrato delle Condizioni Tecniche ed Economiche per la Connessione alle Reti Elettriche con Obbligo di Connessione di Terzi degli Impianti di Produzione di Energia Elettrica (Testo Integrato delle Connessioni Attive - TICA)”, 2008;
- [12] Moneta D. et al., “Il Controllo delle Reti Attive di Distribuzione: l'Esperienza della “Demo” Italiana del Progetto Europeo Grid4EU”, Energia Elettrica, vol. lug/ago 2016;
- [13] Botti S., “Set documentale relativo all'approvvigionamento e montaggio del trasformatore e ausiliari”, ENEA, 2011.

CAPITOLO 9 PARTECIPAZIONE AL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO CON STORAGE VIRTUALE

- [1] Libro bianco ANIE-RSE “Prospettive dei sistemi di accumulo elettrochimico nel settore elettrico”, marzo 2015.
- [2] Fitzgerald, Garrett, James Mandel, Jesse Morris and Hervé Touati. The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid. Rocky Mountain Institute, September 2015. www.rmi.org/electricity_battery_value
- [3] RSEview (2011). L'accumulo di energia elettrica. IL MELOGRANO.
- [4] Cheng M. et al. Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response. Applied Energy (2016). <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.113>
- [5] Xiaolong Jin, Yunfei Mu, Hongjie Jia, Tao Jiang, Houhe Chen, Rufeng Zhang, An Optimal Scheduling Model for a Hybrid Energy Microgrid Considering Building Based Virtual Energy Storage System. Energy Procedia 88 (2016) 375-381.
- [6] Strategie e metodi per la riforma del mercato elettrico italiano, ANEV Position paper, 2015.
- [7] <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-new-power-market-design>
- [8] Caroline Kuzemko, Governing for Demand Management Innovations in Germany: Politics, Policy and Practice. EPG Working Paper: 1601, 2015.
- [9] Documento per la consultazione 298/2016/R/EEL
- [10] <http://www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/smart-grids-and-energy-storage-caterva.html>
- [11] <http://www.city.yokohama.lg.jp/ondan/english/yscp/initiatives.html>

CAPITOLO 10 COMBINAZIONE DI SERVIZI A SUPPORTO DELLA SICUREZZA DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

- [1] Libro Bianco 1.0 ANIE, “I SISTEMI DI ACCUMULO NEL SETTORE ELETTRICO”, Marzo 2015
- [2] M. Benini, S. Canevese, D. Cirio, A. Gatti, “Battery energy storage systems for the provision of primary and secondary frequency regulation in Italy”, Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016 IEEE 16th International Conference on, 7-10 June 2016, pp. 1-6
- [3] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control”, IEEE Transactions on Power System, vol. 22 no. 3, pp. 1259-1266, August 2007
- [4] E.M.G. Rodrigues, G.J. Osório, R. Godina, A.W. Bizuayehu, J.M. Lujano-Rojas, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão, “Modelling and sizing of NaS (sodium sulfur) battery energy storage system for extending wind power performance in Crete Island”, Energy, Volume 90, Part 2, October 2015, Pages 1606-1617
- [5] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, D. S. Kirschen, “Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. PP, no.99, pp.1-1, June 2016
- [6] R. Benato, N. Cosciani, S. Dambone Sessa, G. Lodi, C. Parmeggiani, M. Todeschini, “La tecnologia sodio-cloruro di nichel (Na-NiCl₂) per l'accumulo elettrochimico stazionario sulla rete di trasmissione”, L'Energia Elettrica, 91 (4), 2014

- [7] AEEGSI, DCO 420/16 (“Regolazione tariffaria dell’energia reattiva per le reti in alta e altissima tensione e per le reti di distribuzione”), Allegato 5 (“Analisi e valutazioni inerenti i flussi di energia reattiva nelle reti di alta ed altissima tensione”), 21 luglio 2016, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/dc/420-16.pdf>
- [8] CEI, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”, Norma CEI 0-16:2014-09, Variante 1, 18 Dicembre 2014

CAPITOLO 11 APPROFONDIMENTO SULL’USO DEGLI ACCUMULI PER LA RISERVA PRIMARIA

- [1] Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), “231/2013/R/EEL: Trattamento economico dell’energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza (Remuneration of power units for primary frequency regulation),” 2013.
- [2] Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), “66/2014/R/EEL: Regime transitorio per il trattamento economico dell’energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza,” 2014.
- [3] TERNA S.p.A., “Codice di rete: A-15 - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza,” 2012.
- [4] Sandia National Laboratories, “Protocol for Uniformly Measuring and Expressing the Performance of Energy Storage Systems.” 2016.
- [5] 50hertz, Amprion, Tennet, and T. BW, “Internet platform for tendering control reserve.”
- [6] Nationalgrid, “Enhanced Frequency Response | National Grid.” [Online]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/Enhanced-Frequency-Response.aspx>. [Accessed: 14-Mar-2017].
- [7] IEC-62660-1, “Secondary lithium-ion cells for the propulsion of electric road vehicles – Part 1: Performance testing,” 2010.
- [8] Cadex Electronics Inc., “Battery University.”
- [9] G. Pistoia, “Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications.” 2014.
- [10] J. M. Tarascon and M. Armand, “Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries,,” *Nature*, vol. 414, no. 6861, pp. 359–67, 2001.
- [11] D. Anderson, “An evaluation of current and future costs for lithium-ion batteries for use in electrified vehicle powertrains,” *Chem. ...*, no. May, p. 48, 2009.
- [12] N. Omar, P. Van den Bossche, G. Mulder, M. Daowd, J. M. Timmermans, J. Van Mierlo, and S. Pauwels, “Assessment of performance of lithium iron phosphate oxide, nickel manganese cobalt oxide and nickel cobalt aluminum oxide based cells for using in plug-in battery electric vehicle applications,” 2011 IEEE Veh. Power Propuls. Conf., pp. 1–7, 2011.

Lo studio è stato realizzato da:



Via R. Rubattino, 54
20134 Milano
Tel +39 023992.1
Fax +39 023992.5128
PEC rse@legalmail.it



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

Con la collaborazione di



Viale Regina Margherita, 125
00198 Roma
www.enel.com



Viale Regina Margherita, 125
00198 Roma
www.enel.com



POLITECNICO
MILANO 1863

Dipartimento di Energia
Via Lambruschini, 4
20156 Milano
Tel. +39 022399.3762
Fax. +39 022399.8566
Mail: pecenergia@cert.polimi.it