

I sistemi di accumulo elettrochimico: I servizi ai produttori e agli utenti

L. Mazzocchi

Valutazioni tecnico economiche di sistemi di accumulo

Simulazione del comportamento del sistema di accumulo a partire da dati tecnico-economici realistici e sulla base dell'attuale assetto normativo/regolatorio (*)

Valutazione di servizi forniti a produttori e utenti

Integrazione in un impianto a carbone

Integrazione in un impianto eolico

Applicazione presso utenti per autoconsumo fotovoltaico

Applicazioni nel sistema elettrico delle isole minori

(*) con l'eccezione dell'eolico

Integrazione in un impianto a carbone

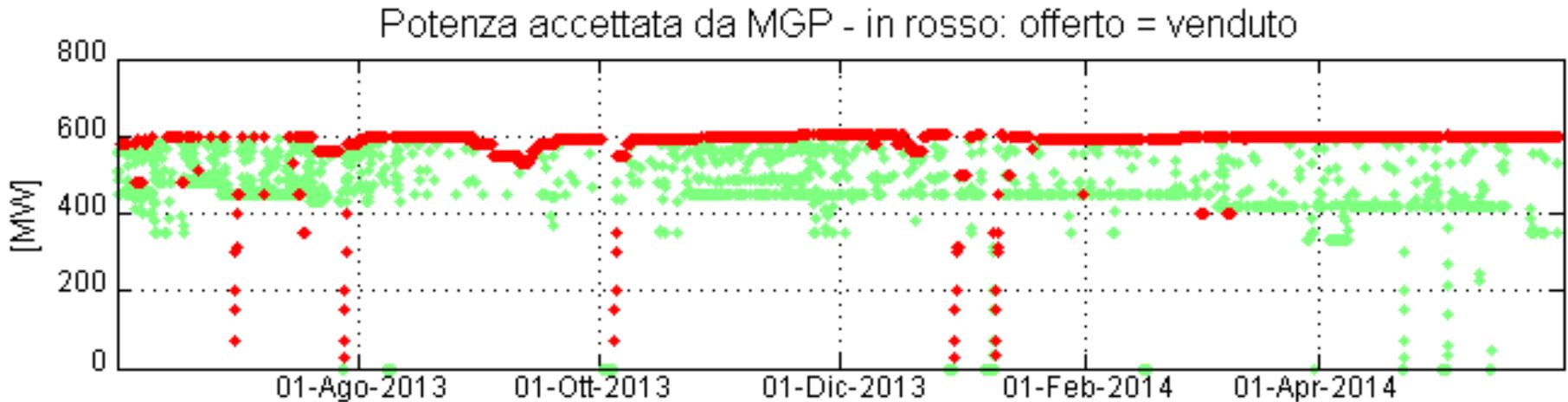
Funzione: riserva primaria (obbligatoria, 1.5 % Pnom)

Beneficio: evitare perdita di produzione (= perdita di profitto)

Caso di studio:

- Centrale Torrealvaldliga Nord, Unità 2
 - Potenza massima lorda 660 MW
 - Riserva primaria ≥ 9.4 MW
 - Rendimento netto 43%
 - Dati estratti da record MGP (periodo da 01/06/2013 a 31/05/2014)
 - Energia offerta su MGP
 - Energia venduta su MGP
 - Prezzo di vendita realizzato
 - Ipotesi di calcolo
 - Costo del carbone 11 €/GCal (9.46 €/MWh)
 - Costo variabile di O&M 2.3 €/MWh
- } → Costo variabile energia 24,3 €/MWh

Integrazione in un impianto a carbone (segue)



Ipotesi:

Ogni volta che la quantità offerta è stata integralmente venduta è possibile cedere anche la quota normalmente mantenuta come riserva primaria (in questo caso garantita dal SdA),



profitto supplementare di 1.7 M€/anno

Integrazione in un impianto a carbone (segue)

Ipotizzando per il sistema di accumulo un **costo di circa 1.25 M€/MW,**

si è stimato un costo di **investimento di circa 12.5 M€.**

Ne risulta un **tempo di rientro dell'investimento di circa 7 anni.**

La vita delle batterie dovrebbe risultare nettamente maggiore, grazie ad una oculata strategia di gestione dello stato di carica e ad un utilizzo non molto gravoso (scariche poco profonde e non molto frequenti)

Integrazione in un impianto eolico

Assunzione: obbligo di riserva primaria esteso agli impianti eolici, con due sottocasi:

F) banda fissa = 1.5% di P_N , quando $P_{ist} > 5\% P_N$

V) banda variabile = 1.5% di P_{ist}

Tariffa incentivante, due sottocasi

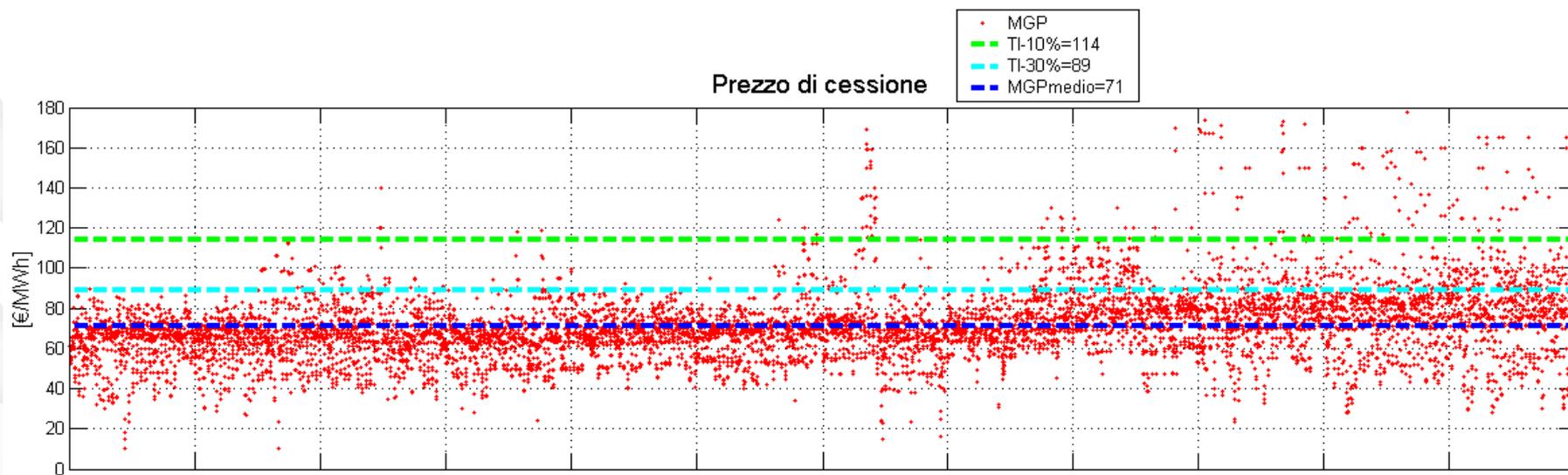
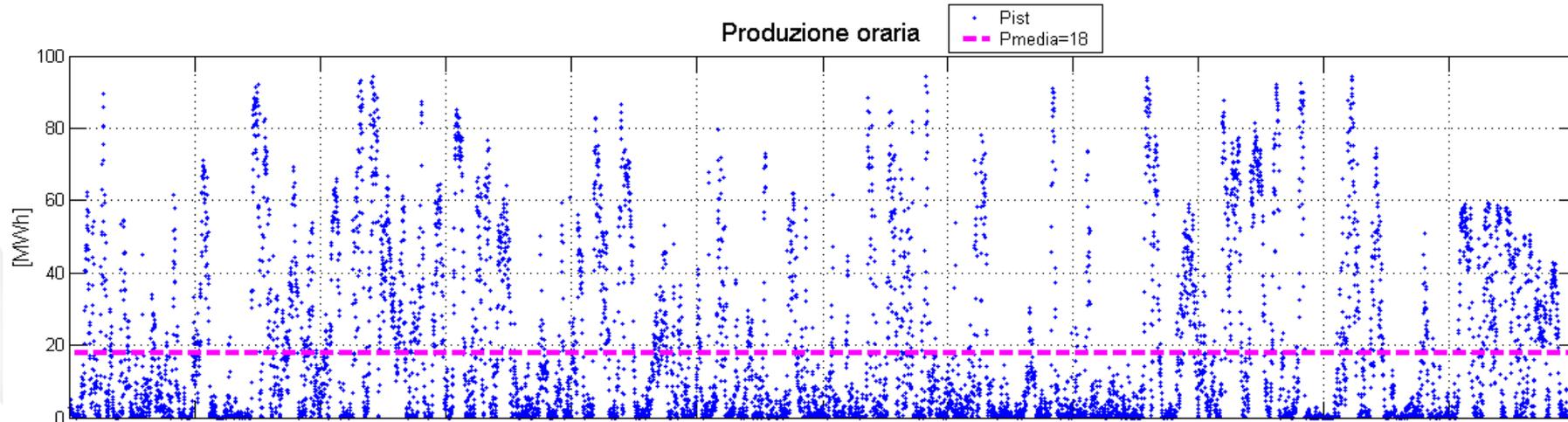
10) tariffa 2013 – ribasso d’asta 10% = 114.3 €/MWh

30) tariffa 2013 – ribasso d’asta 30% = 88.9 €/MWh

Caso di studio:

- Parco eolico in Abruzzo, ipotizzato nuovo nel 2015, Potenza complessiva 106 MW
- Disponibili per un sito analogo dati di produzione oraria con cadenza oraria per il 2011
- Batterie Li-ioni (1,59 MW):
 - Costo di acquisto: 1.2 M€/MW
 - Perdite in fase di carica e scarica: equivalenti a una carica completa al giorno

Integrazione in un impianto eolico (segue)



Integrazione in un impianto eolico (segue)

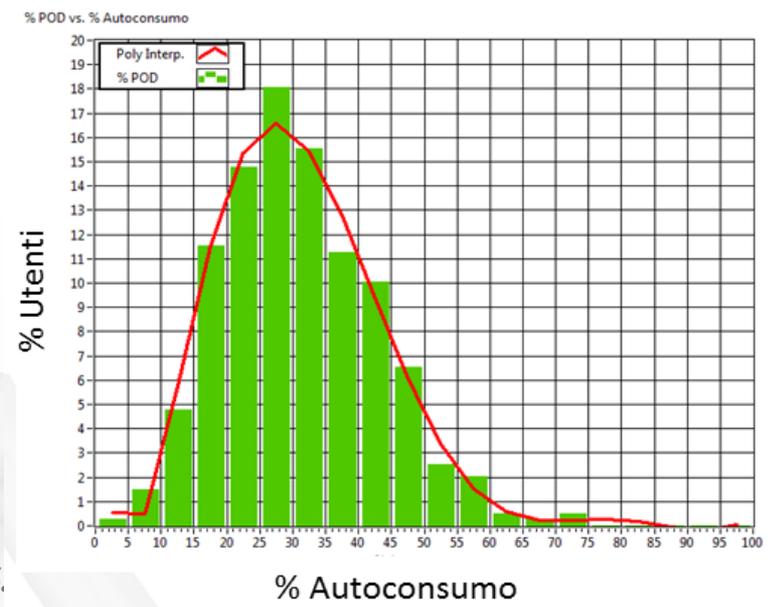
Investimento iniziale: 1.91 M€.

CASO	MANCATO RICAVO [€]	PAY-BACK PERIOD [anni]
F-10	817090	2.5
F-30	635514	3.3
V-10	267734	9.5
V-30	208238	12.2

La vita delle batterie dovrebbe risultare nettamente maggiore del tempo di ritorno, almeno nell'ipotesi di una banda fissa di riserva primaria, grazie ad una oculata strategia di gestione dello stato di carica e ad un utilizzo non molto gravoso (scariche poco profonde e non molto frequenti)

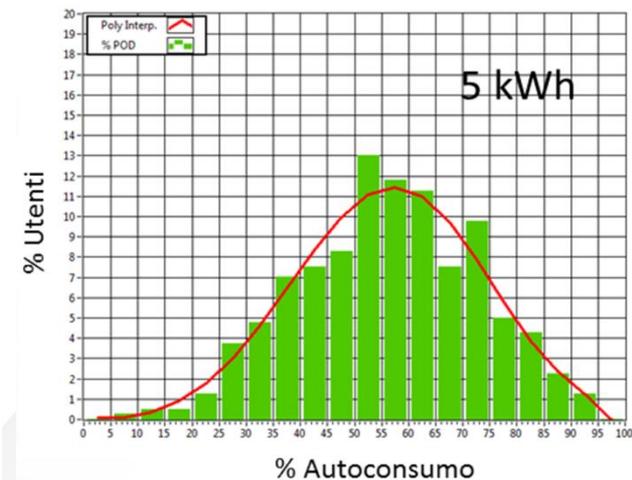
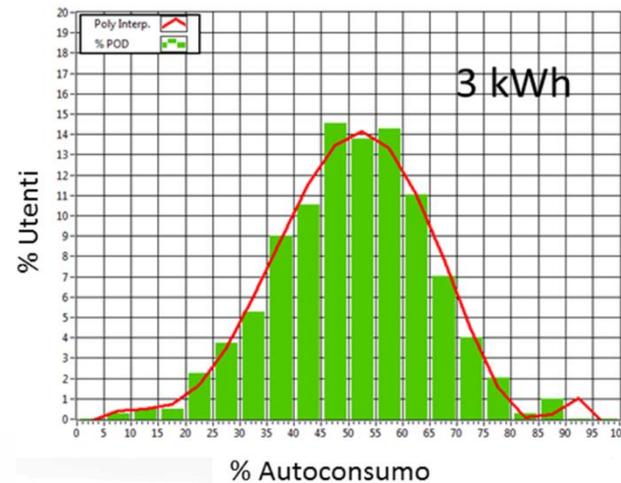
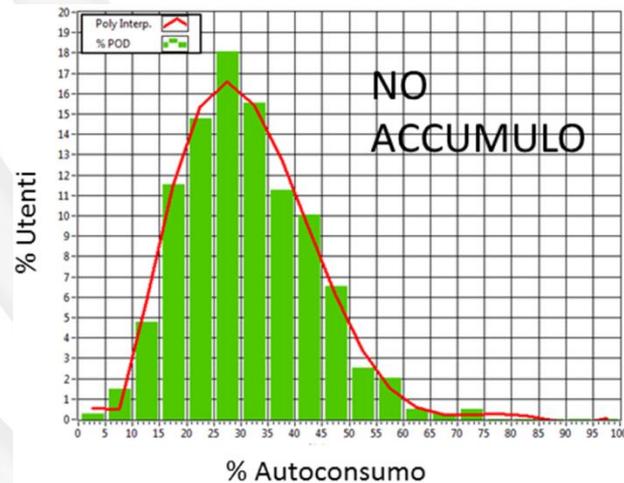
Incremento autoconsumo FV per piccoli utenti

- Si è preso a riferimento un utente domestico, **connesso alla rete elettrica**, dotato di **impianto FV residenziale da 3 kWp**, ipotizzando che **non valga lo scambio sul posto** (renderebbe inutile l'installazione di un SdA)
- Disponendo delle **curve di prelievo** orarie di un campione di circa **400 clienti domestici**, si è valutata per ciascuno di essi la quota di autoconsumo ottenibile senza SdA



Incremento autoconsumo FV (segue)

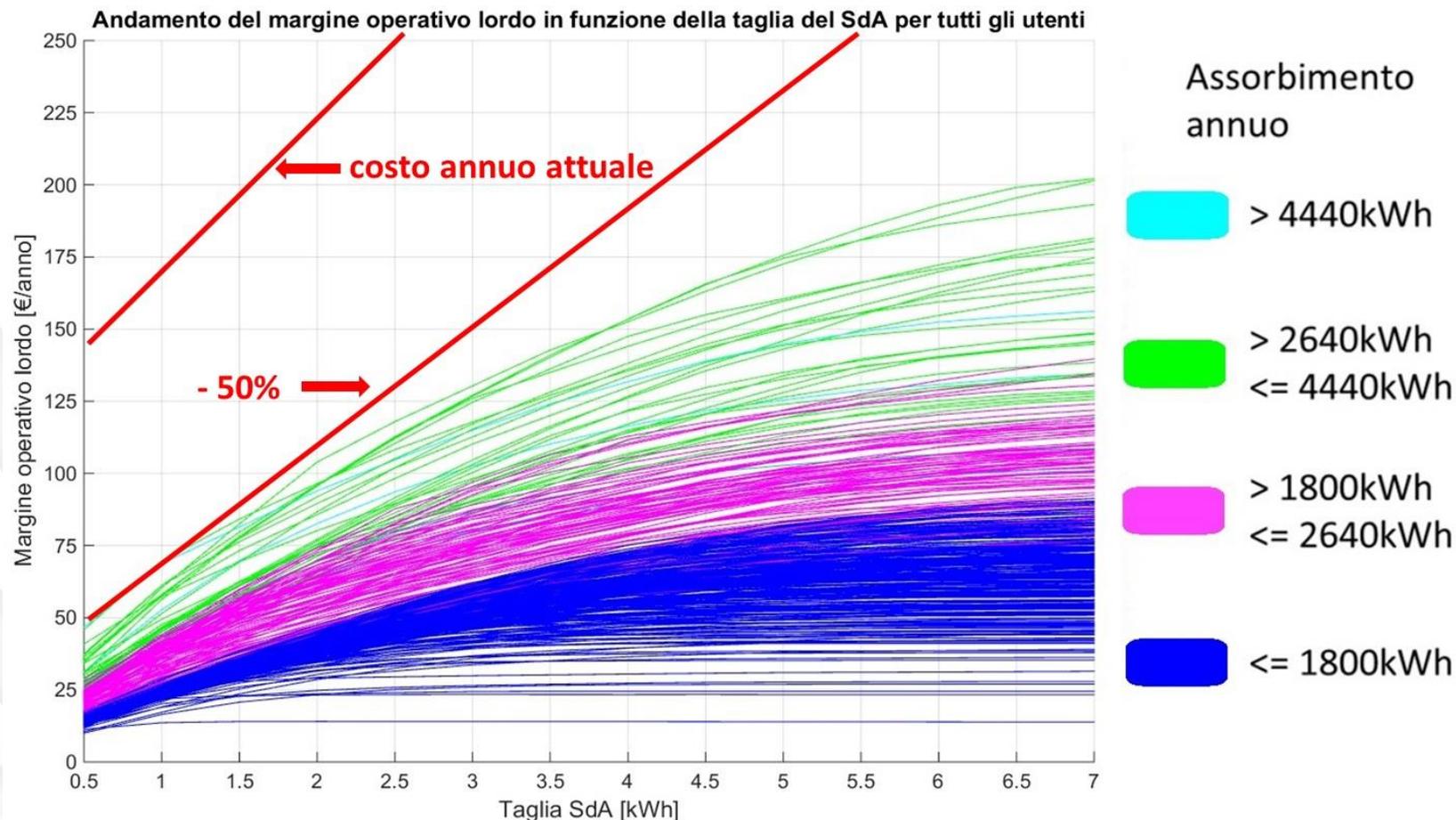
- Si sono quindi valutate le quote di autoconsumo ottenibili **accoppiando l'impianto FV con un SdA di 3 kW** di potenza e di **diverse capacità** (da 1 kWh a 5 kWh)



Incremento autoconsumo FV (segue)

- Si è quindi ipotizzato:
 - che la produzione fotovoltaica **non abbia diritto ad incentivi diretti**, dopo la chiusura del Quinto Conto Energia
 - che la produzione fotovoltaica non autoconsumata sia venduta al prezzo minimo garantito, in modalità **«ritiro dedicato»**
 - che l'energia prelevata dalla rete sia valorizzata alle **tariffe di maggior tutela** del secondo trimestre 2014
 - che il costo attuale del SdA da 3 kW sia pari a **1000 €** (costo potenza/inverter) + **700 €/kWh** (costo capacità)
 - che la vita utile del SdA sia di **10 anni**
- Si è quindi calcolato, per ciascuno dei 400 clienti campione per diverse capacità del SdA, il bilancio tra costo del SdA e risparmio lungo la vita utile dovuto al maggiore autoconsumo.

Confronto tra **costi** e **benefici** di un SdA impiegato per incremento autoconsumo FV



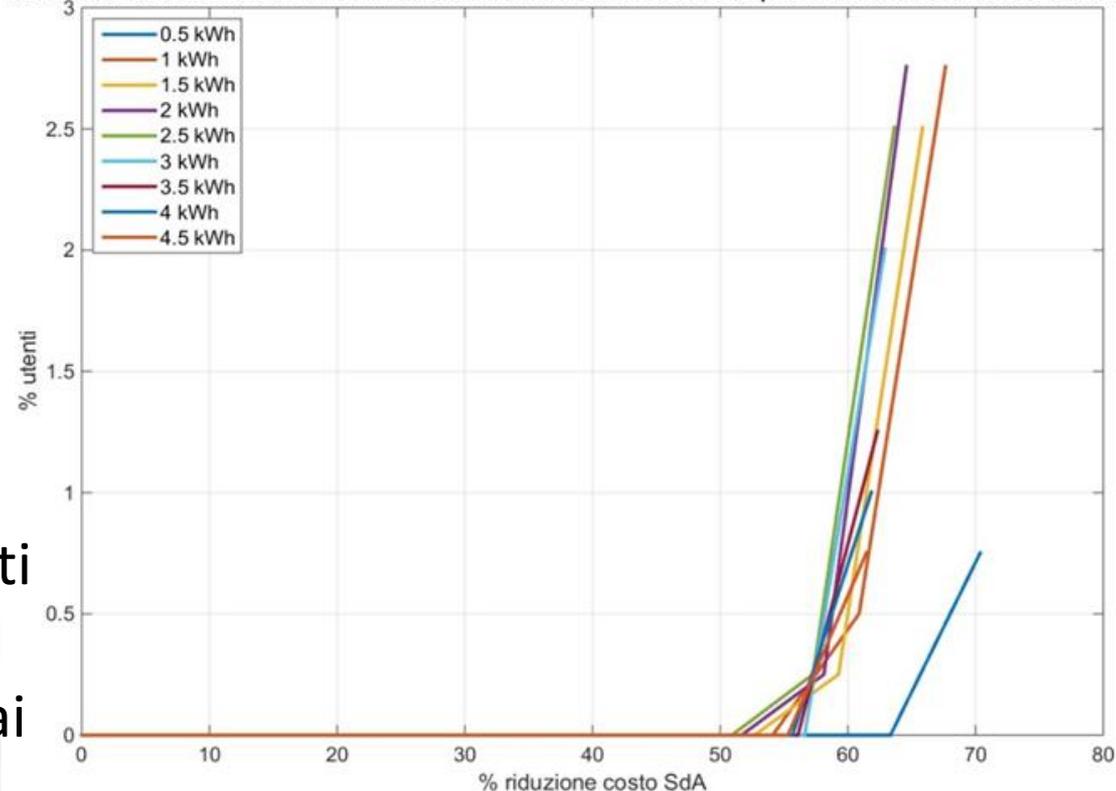
Anche in assenza di scambio sul posto, ai valori odierni del costo del SdA e delle tariffe domestiche il SdA non sarebbe economicamente conveniente

Risultati – incremento autoconsumi FV

- Si è infine determinata la **% di clienti che avrebbero convenienza a dotarsi di SdA** in funzione della **% di riduzione di costo del SdA**

- Solo il 2% dei clienti del campione avrebbe un beneficio economico dal SdA qualora i costi si riducessero del 60-70% rispetto ai costi di riferimento

Percentuale di utenti con convenienza ad installare un SdA in funzione della percentuale di riduzione del costo del SdA

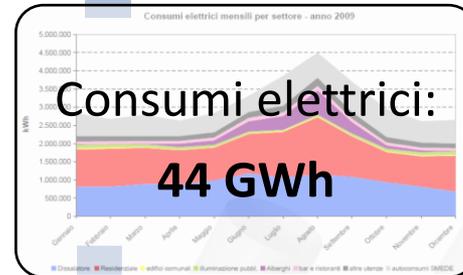


Costi di riferimento: 1000 € per 3kW; 700 €/kWh

Composizione di servizi – è possibile?

- Per massimizzare i benefici a parità di costo, sarebbe opportuno **dedicare lo stesso SdA allo svolgimento di più servizi**
- Nel caso degli utenti domestici, ciò potrebbe ad esempio riguardare, oltre all'autoconsumo del FV, **il «peak shaving»** (con riduzione della potenza contrattualmente impegnata)
- Non è però semplice determinare il beneficio complessivo:
 - in un certo istante, un servizio può richiedere l'**assorbimento** di energia ed un altro l'**erogazione** di energia
 - in un certo istante, diversi servizi possono richiedere **diversi livelli dello stato di “carica”** del sistema di accumulo
- Non è quindi corretto considerare come beneficio la somma dei singoli effetti

L'accumulo in reti isolate: il caso di Pantelleria



Il caso di Pantelleria (segue)

Lo scenario futuro (2020)

Domanda Elettrica 45 GWh

Sviluppo rinnovabili:
Geotermico, Termoutilizzo RSU,
Eolico, Fotovoltaico

Accumuli

Sviluppo FER in accordo con:

- D. Legge 23 Dicembre 2013
- DCO 598/2014

Il caso di Pantelleria (segue)

Scenari di penetrazione FER ipotizzati

Nome scenario	Consumi elettrici annui	Prezzo Gasolio	Potenziale produzione rinnovabile	Geotermico + Termoutilizz. RSU	Fotovoltaico	Eolico	Eccessi di produzione (taglio di RES)	% taglio RES rispetto a produzione eolica e FV
	GWh	€/Gj	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	
FERTer	45,3	21	37,4	19,6	6,9	10,8	3,72	21%
13GWhFV	45,3	21	23,9	-	13,0	10,8	2,24	9%
25GWhFV	45,3	21	35,7	-	24,9	10,8	12,27	34%
FERTer_G	45,3	26,8	37,4	19,6	6,9	10,8	3,72	21%
13GWhFV_G	45,3	26,8	23,9	-	13,0	10,8	2,24	9%
25GWhFV_G	45,3	26,8	35,7	-	24,9	10,8	12,27	34%

Il caso di Pantelleria (segue)

Configurazioni di SdA ipotizzate

Nome scenario	Capacità di accumulo complessiva	Potenza complessiva degli accumulatori	Rendimento ciclo	Costo Investimento SdA
	MWh	MW	%	M€
no SdA				-
SdA_1	2,8	1	80	2,3
SdA_2	5,5	2	80	4,7
SdA_4	6,0	6	90	9,0
SdA_5	11,0	4	80	9,3
SdA_6	13,8	5	80	11,7

Per ogni scenario di penetrazione FER/prezzo del gasolio, è stato simulato il funzionamento dei diversi SdA

È stato scelto il SdA che forniva il Pay Back Time più breve

Il caso di Pantelleria (segue)

Risultati ottenuti dalle simulazioni

Nome scenario	Costo gasolio consumato e permessi di emissione CO ₂	Minori costi annui di esercizio dei generatori a gasolio (combustibile, permessi CO ₂ , O&M) rispetto allo scenario Base	Costi di esercizio dei SdA	PBT semplice (investimento SdA)
	k€/anno	k€/anno	k€/anno	Anni
FERTer /no SdA	2.374	-	-	-
FERTer / SdA_2	1944	429	30	11,7
13GWhFV/ no SdA	4497			
13GWhFV / SdA_1	4245	252	15	10,6
25GWhFV/ no SdA	4165	-	-	-
25GWhFV / SdA_1	3820	345	15	7,1

Prezzo gasolio {
 basso (21 €/GJ) →
 alto (26.8 €/GJ) →

FERTer_G / no SdA	3.003	n.a.		
FERTer_G / SdA 2	2.462	542	30	9,1
13GWhFV_G / no SdA	5.690			
13GWhFV_G / SdA_1	5.371	319	15	7,7
25GWhFV_G /no SdA	5.270			
25GWhFV_G / SdA_1	4.833	435	15	5,6

Il caso di Pantelleria: conclusioni

Ipotesi: forte sviluppo delle fonti rinnovabili (fino al 70-80% della domanda elettrica)

Effetto dei SdA: minori «tagli» di energia rinnovabile non programmabile → minori consumi di gasolio

Pay Back Time < 10 anni, inferiore alla vita tecnica dei SdA

Altri vantaggi (non conteggiati economicamente):

- maggior sicurezza del sistema elettrico dell'isola
- regolazione di frequenza con minori costi

Conclusioni

Grande varietà di applicazioni di SdA elettrochimici per il sistema elettrico

SdA convenienti, alle attuali condizioni regolatorie e di prezzo, solo in alcune situazioni:

- impianti alimentati a carbone, (SdA soddisfa la riserva primaria senza limitare la producibilità della centrale)
- piccole isole non connesse alla rete (rinnovabili concorrenziali rispetto al gasolio, SdA riduce “tagli” di energia rinnovabile)

In altri casi (ad es. bilanciamento) convenienza non lontana

Potrebbe essere raggiunta tra qualche anno grazie al miglioramento delle tecnologie e alla produzione di più vasta scala, con importanti riduzioni dei prezzi.



*Grazie per
l'attenzione!*

Luigi.mazzocchi@rse-web.it