

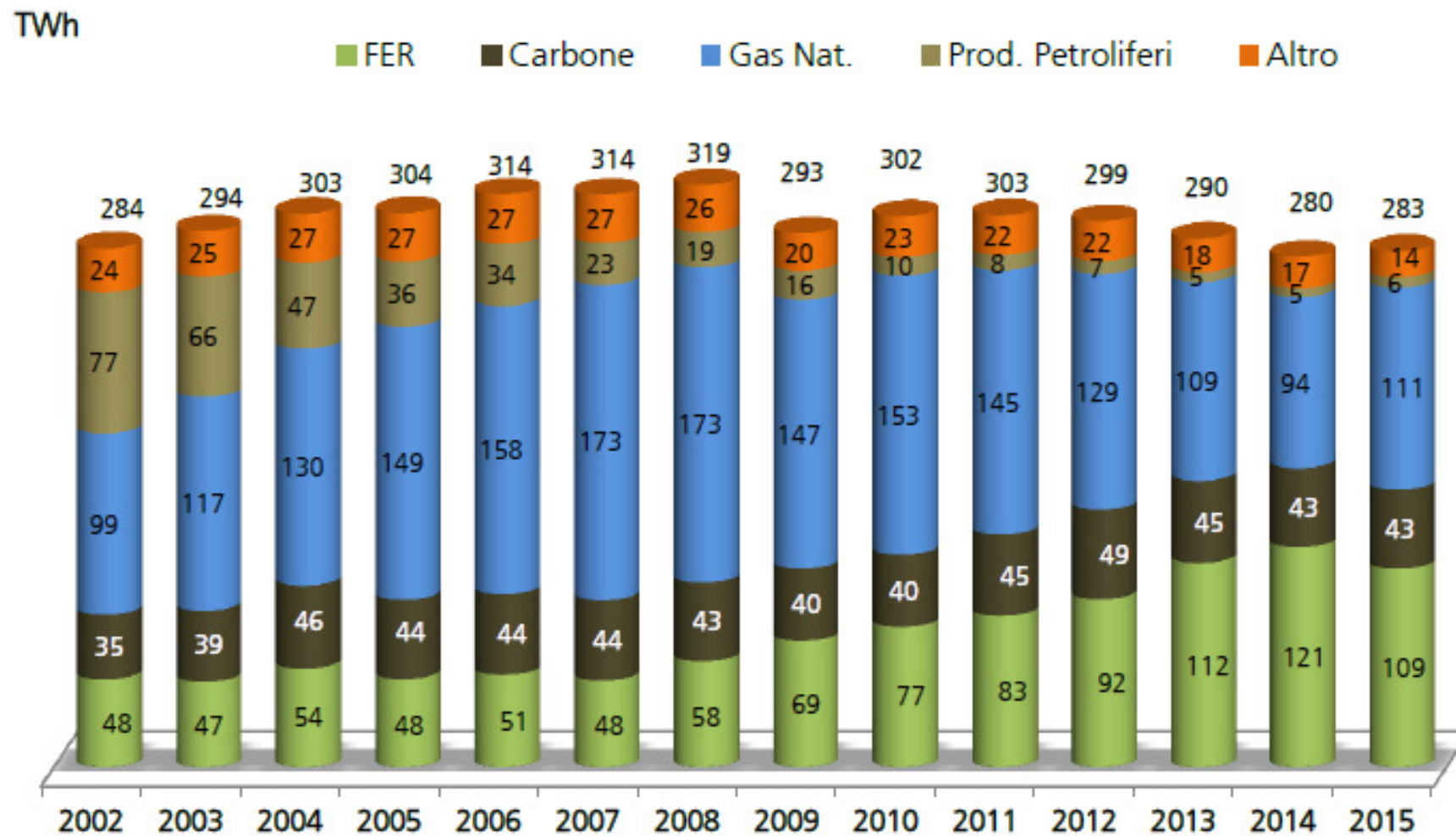
# I sistemi di accumulo elettrochimico: Applicazioni di potenziale successo, elementi di criticità

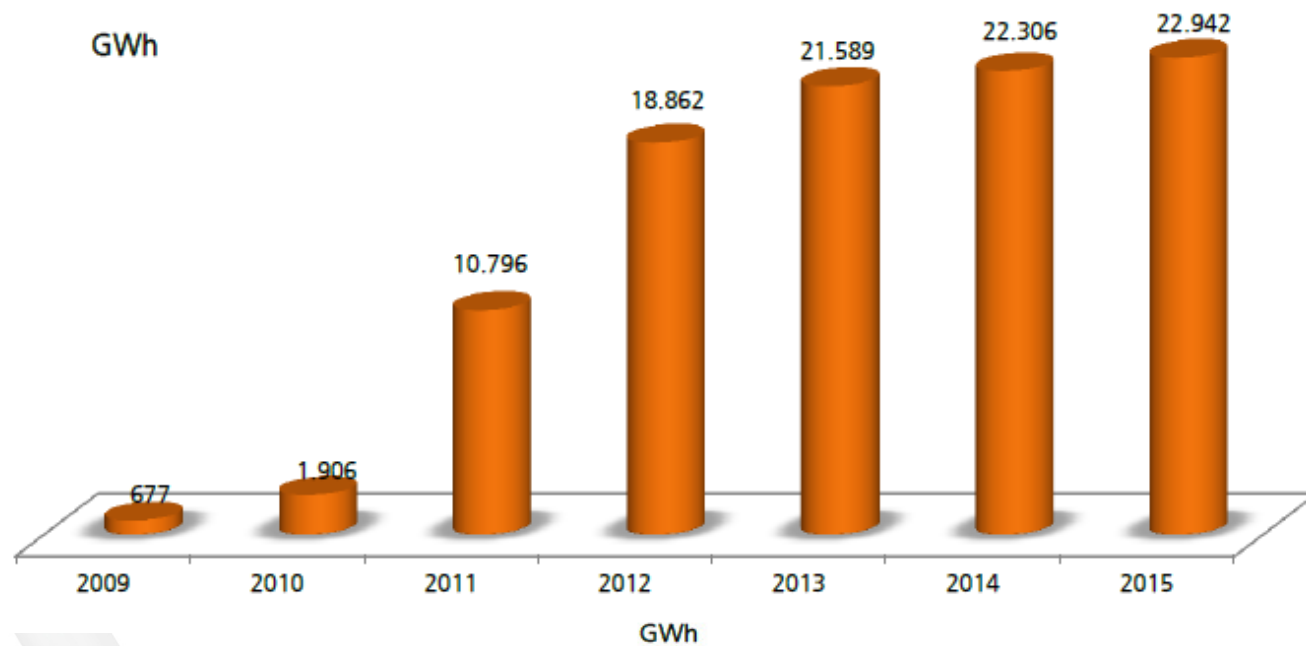
L. Mazzocchi

# Contesto

- Elevata e crescente **penetrazione di fonti rinnovabili**, in particolare **non programmabili**
- Progressiva **riduzione della quota di domanda coperta dalle unità dispacciabili** abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento
- **Crescente domanda di servizi di dispacciamento** per far fronte all'aleatorietà delle fonti rinnovabili
- Necessario un progressivo **coinvolgimento delle fonti rinnovabili** stesse **nella fornitura di servizi di dispacciamento** (es. DCO 557/2013/R/EEL, DCO 298/2016)
- Coinvolgimento della **domanda**

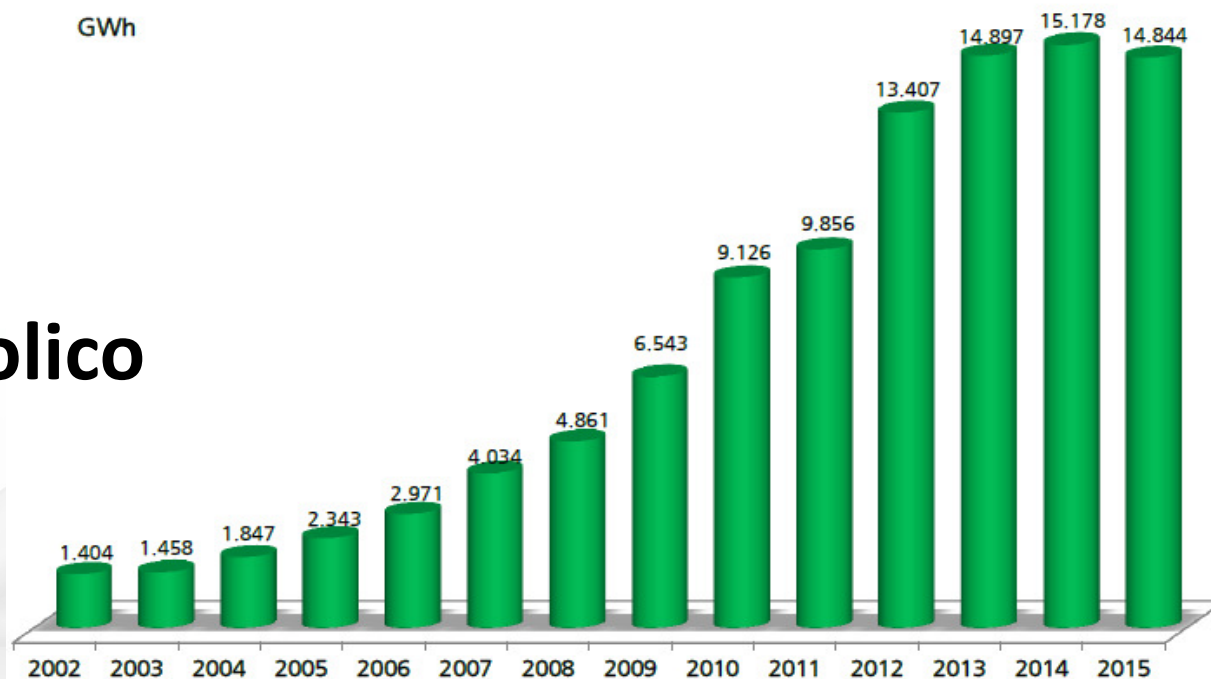
# Evoluzione del mix di produzione elettrica





## Fotovoltaico

## Eolico



# Obiettivo

- Approfondire ed estendere a nuove situazioni le analisi descritte nella prima edizione del «Libro Bianco» (marzo 2015)
- Valutare l'applicazione di sistemi di accumulo elettrochimici (SdA) alla fornitura di servizi nei vari ambiti (reti di T&D, generatori a fonte rinnovabile, utenti)
- Nell'ambito di uno specifico contesto regolatorio e di mercato, effettuare un'analisi costi-benefici di ciascuna applicazione, per valutare il ritorno dell'investimento, o la distanza residua dalla sostenibilità economica
- Diffondere gli esiti di alcune applicazioni reali (abbinamento a impianti FER e/o generatori con MCI in isole minori)

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)



## Valutazione su panel di clienti domestici

- **396 clienti domestici**
- **Curve di consumo quartorarie reali per il periodo di un anno**
- **Si è ipotizzato che ciascuno dei 396 clienti fosse dotato di impianto FV con potenza di picco di 3 kWp**
- **È stato calcolato il profilo quartorario di produzione FV di ciascun cliente, tenendo conto della sua posizione geografica e della curva aggregata di produzione FV dell'area geografica dove l'utente è collocato**
- **È stato calcolato:**
  - **l'autoconsumo contestuale,**
  - **Il contributo economico dello scambio sul posto e delle eccedenze immesse in rete.**

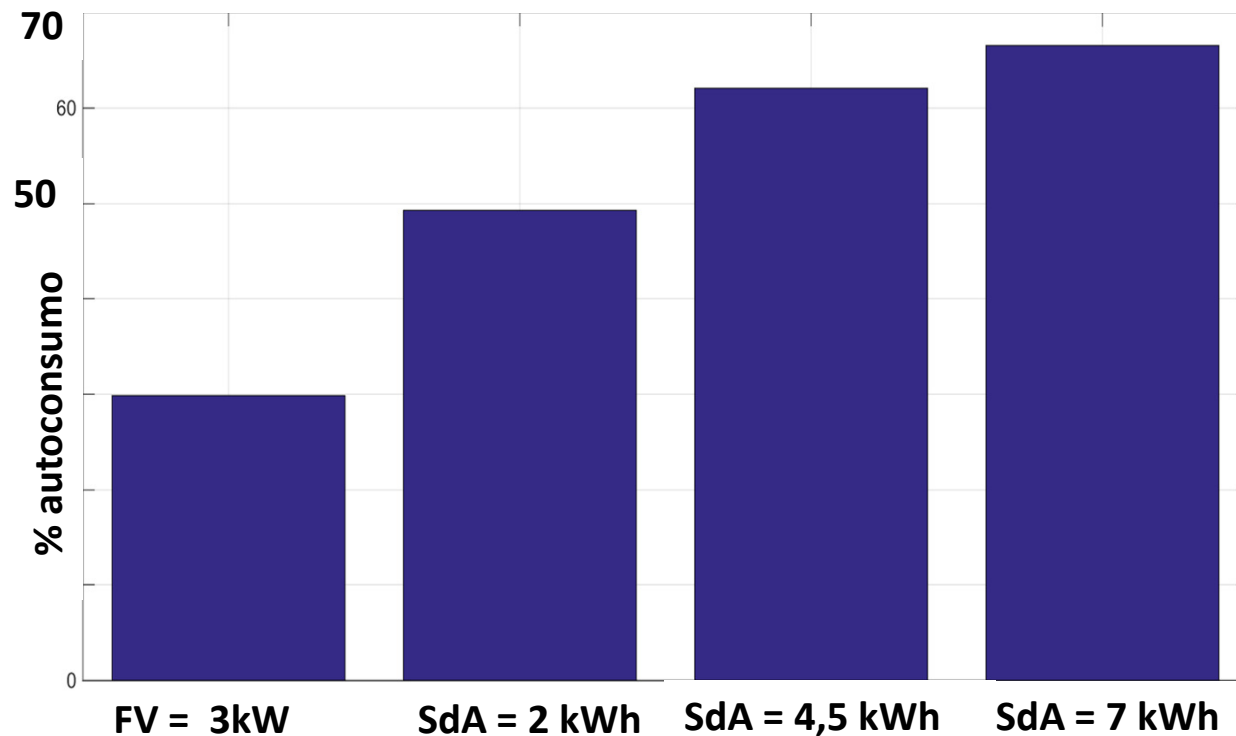


# Incremento della percentuale di autoconsumo per effetto del SdA

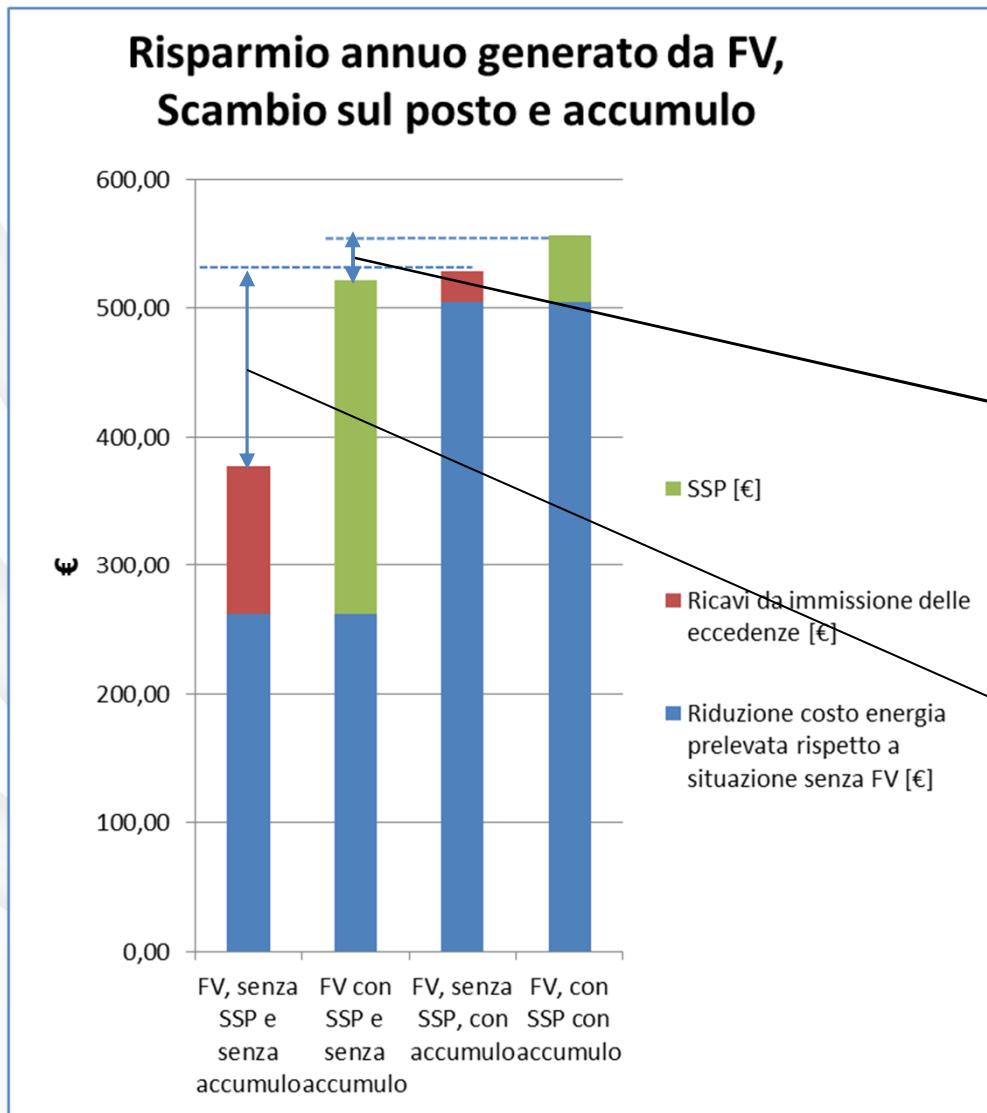
Logica di gestione del sistema di accumulo: **massimizzazione dell'autoconsumo:**

- Immissione nel SdA della produzione FV che eccede il fabbisogno
- Prelievo dal SdA della parte di energia non fornita dal FV e necessaria a coprire il fabbisogno

Incremento percentuale autoconsumo (su produzione FV) in funzione della capacità del SdA installato



# Caso di studio: usi elettrici obbligati + raffrescamento



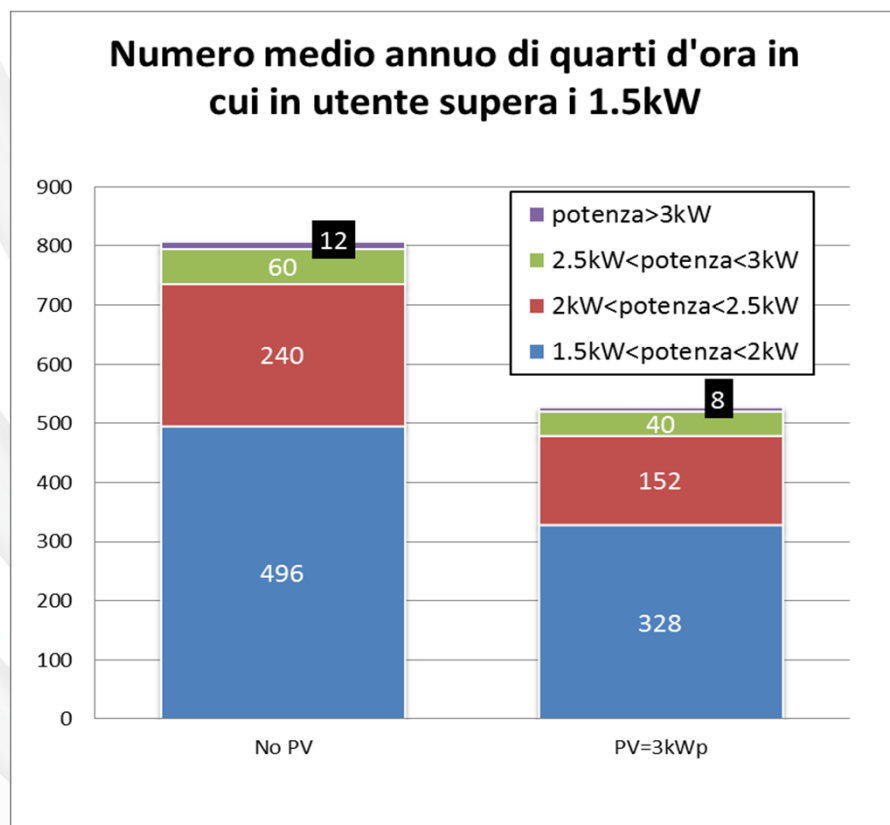
Benefici FV + Sistema di accumulo da 4.5 kWh

Risparmio annuo da Sistema di accumulo in **presenza** di Scambio sul Posto: **36 €**

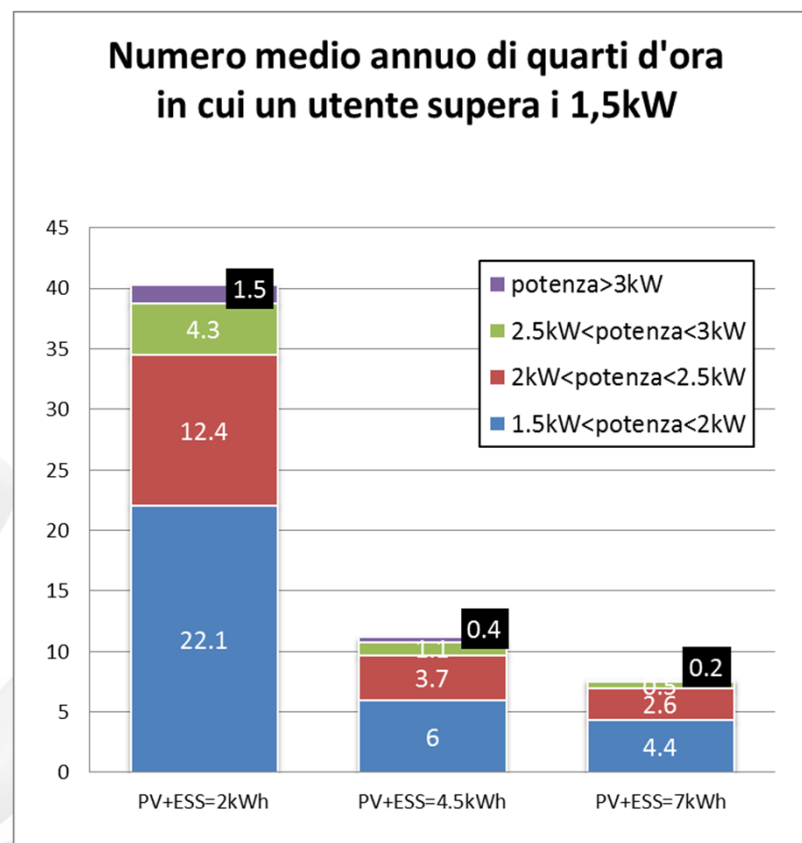
Risparmio annuo da sistema di accumulo in **assenza** di Scambio sul Posto: **150 €**

# Panel clienti domestici: Analisi superamento soglie di potenza impegnata

## solo FV



## FV + sistema di accumulo con logica di «peak curtailment»



Grazie ad un SdA, un utente può abbassare la potenza contrattuale da 3 a 1.5 kW → risparmio **33 €/anno**

# Agevolazioni e valutazioni economiche

- Sistema di accumulo in abbinamento con un impianto fotovoltaico, → detrazione fiscale del 50 %. Un risparmio di circa 180 €/anno (senza SSP !), ottenibile con un sistema di accumulo da 4.5 kWh, ai prezzi attuali e pur tenendo conto della detrazione, porta ad un **tempo di ritorno oltre i 10 anni, confrontabile con la vita utile** delle batterie
- Le **criticità** sono quindi il **costo di investimento** dei SdA e in qualche misura la **vita utile**
- Provvedimenti di agevolazione ad hoc, esempio: contributi in conto capitale della Regione Lombardia, possono aumentare sensibilmente l'attrattiva economica dei SdA

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

# Tecnologie selezionate

Tecnologie più mature, performanti ed economiche disponibili sul mercato:

- CHP: micro-cogeneratore alimentato a gas naturale (MCI)  
1,5 kWel + 3,5 kWth → 7'500 €  
(+ bruciatore integrativo)



- Sistema d'accumulo elettrochimico: batterie agli ioni di Litio  
2kW – 7 kWh → 3'500 €

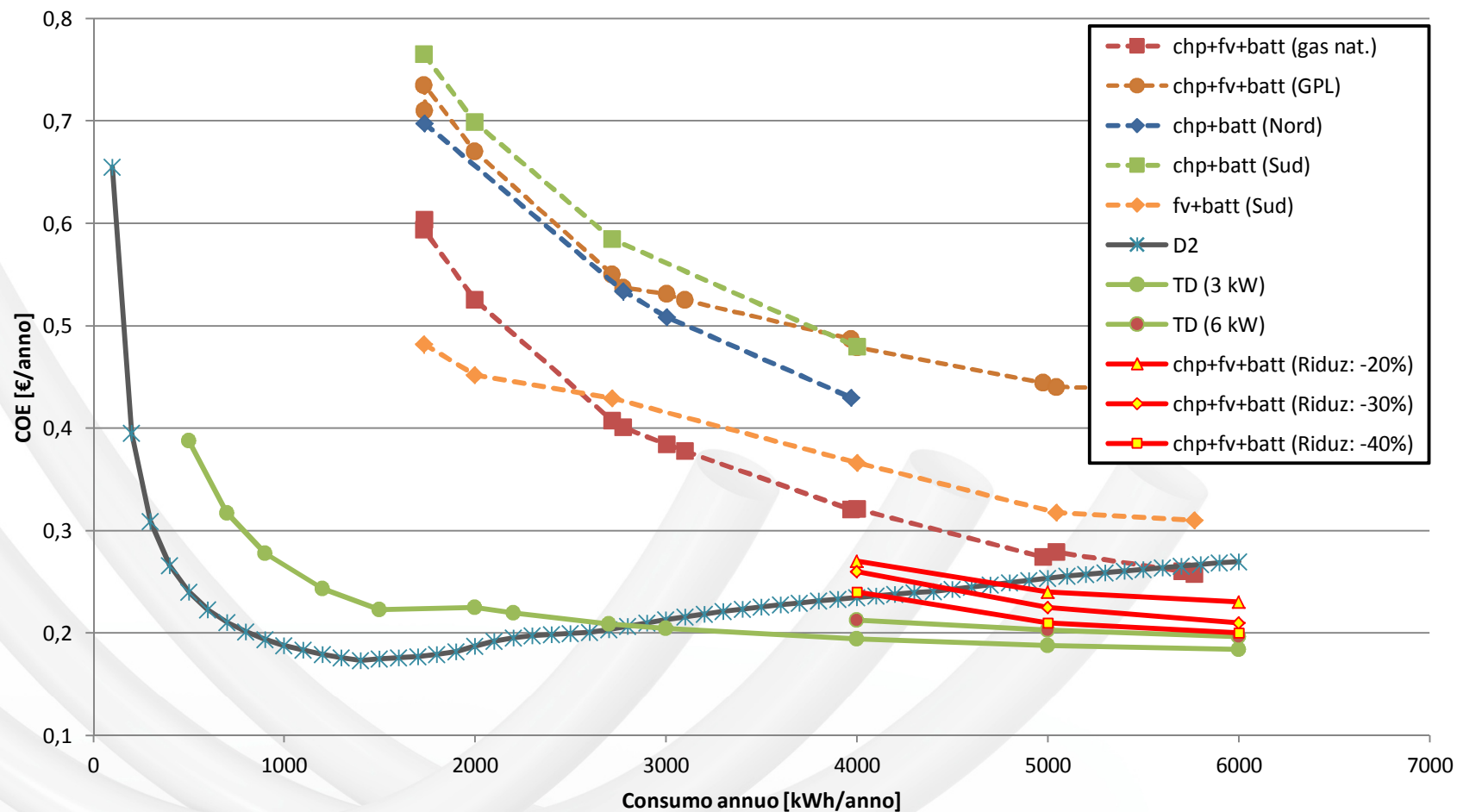


- Generatore fotovoltaico (FV): moduli in silicio policristallino  
P nominale da 3 a 9 kW → 1'500 €/kW



# Risultati - Prime case (residenti)

## COE [€/kWh] (residenti)



Ipotizzando riduzione costo di CHP e batterie:

-20% >>> COE: 0,24 €/kWh

-30% >>> COE: 0,23 €/kWh

-40% >>> COE: 0,22 €/kWh



## Il distacco dalla rete conviene ? quando converrà ?

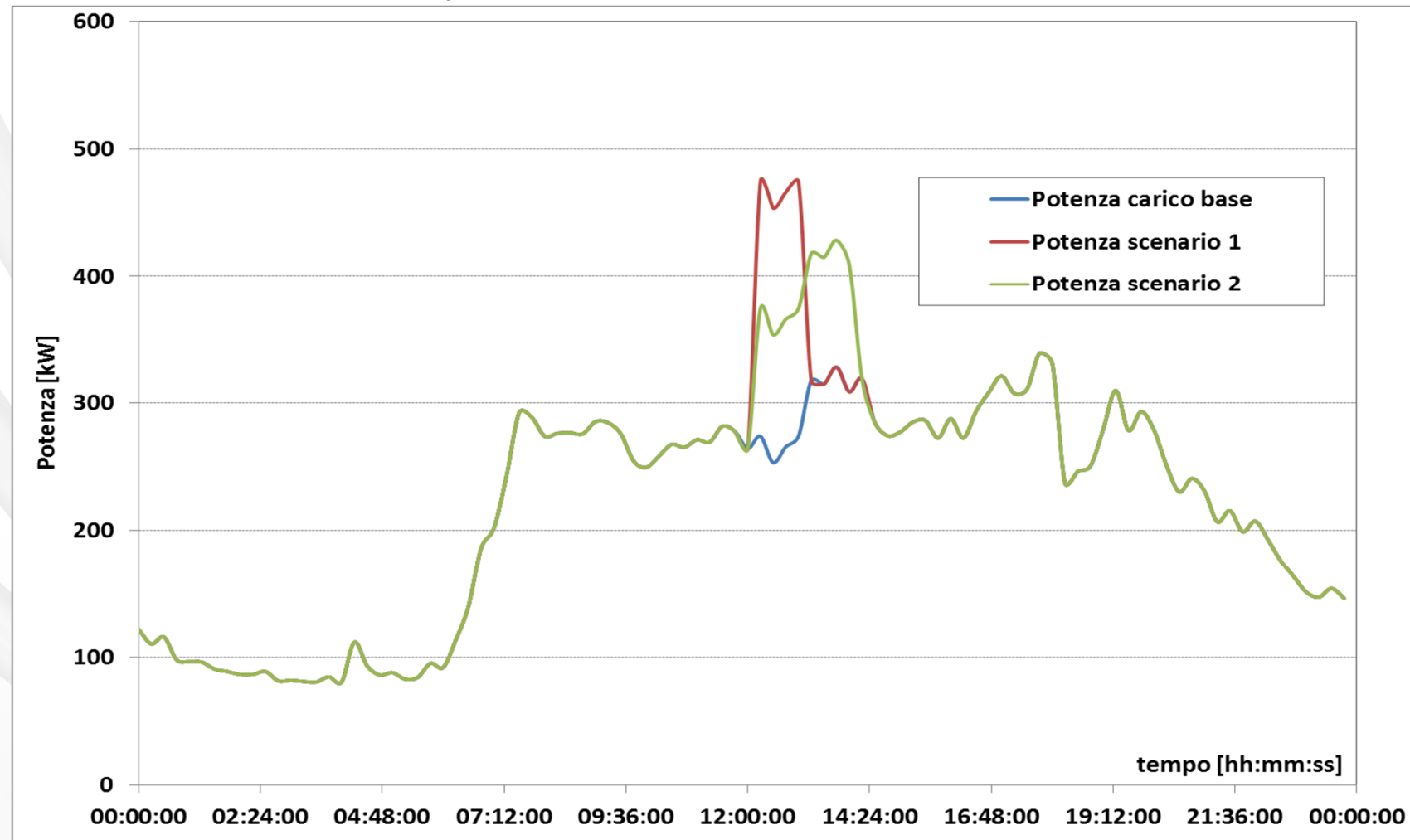
- Ai costi attuali e non considerando le detrazioni, **nessuna delle configurazioni giustifica economicamente la “grid defection”**; il gap economico è modesto per i più energivori.
  - Una riduzione del costo di batterie e micro-CHP del -40% porta alla **competitività economica**. Ipotizzabile entro 10/15 anni
  - Includendo le **detrazioni fiscali** per FV + batterie(\*), risultato simile ad abbassare i costi di CHP e accumulo del 40 %: **la soluzione diventa competitiva, per i più energivori**
  - La **criticità è la continuità del servizio**
- (\*) detrazioni per i microcogeneratori non considerate, allo stato non risultano possibili

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

# La ricarica di una flotta di veicoli elettrici

Contesto: azienda da 400 dipendenti, con flotta di 100 auto che vengono parzialmente sostituite da veicoli elettrici, la cui ricarica è si somma ai carichi preesistenti



Numero auto	Acquisto SdA [€]	Perdite SdA [€/anno]	Aumento potenza contratt. [€/anno]	Perdite a vuoto trafo [€/anno]	Acquisto trafo [€]	VAN a 20 anni [€]	PBT [anni]
0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0
16	37479	28	3705	393	13000	30312	5
24	82479	203	6769	393	13000	24205	13
32	127479	448	9833	471	15000	20209	16
48	217479	940	15960	696	17000	11093	19
56	262479	1186	19024	696	17000	4030	20
64	307479	1432	22088	1032	20000	4489	20
80	397479	1925	28215	1481	27000	3380	20

L'acquisto del SdA è particolarmente vantaggioso per 16 veicoli elettrici  
 Per un minor numero di veicoli non occorre potenziare la connessione alla rete  
 Per numeri superiori di veicoli i costi evitati crescono meno di quello del SdA  
 (economie di scala)

### **Caso di successo in situazioni specifiche**

*Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.*

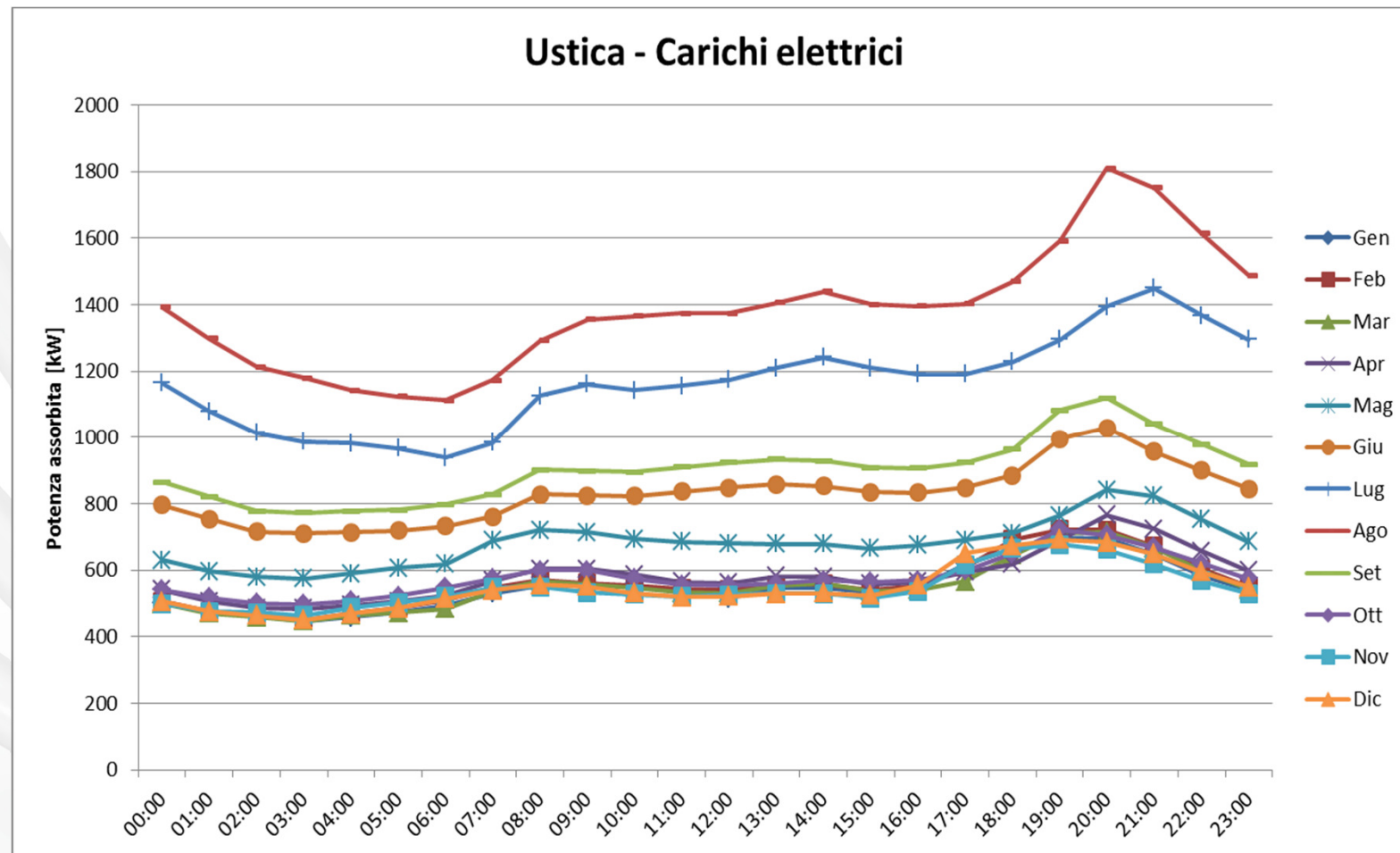
# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- **Isole minori italiane non connesse alla RTN**
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

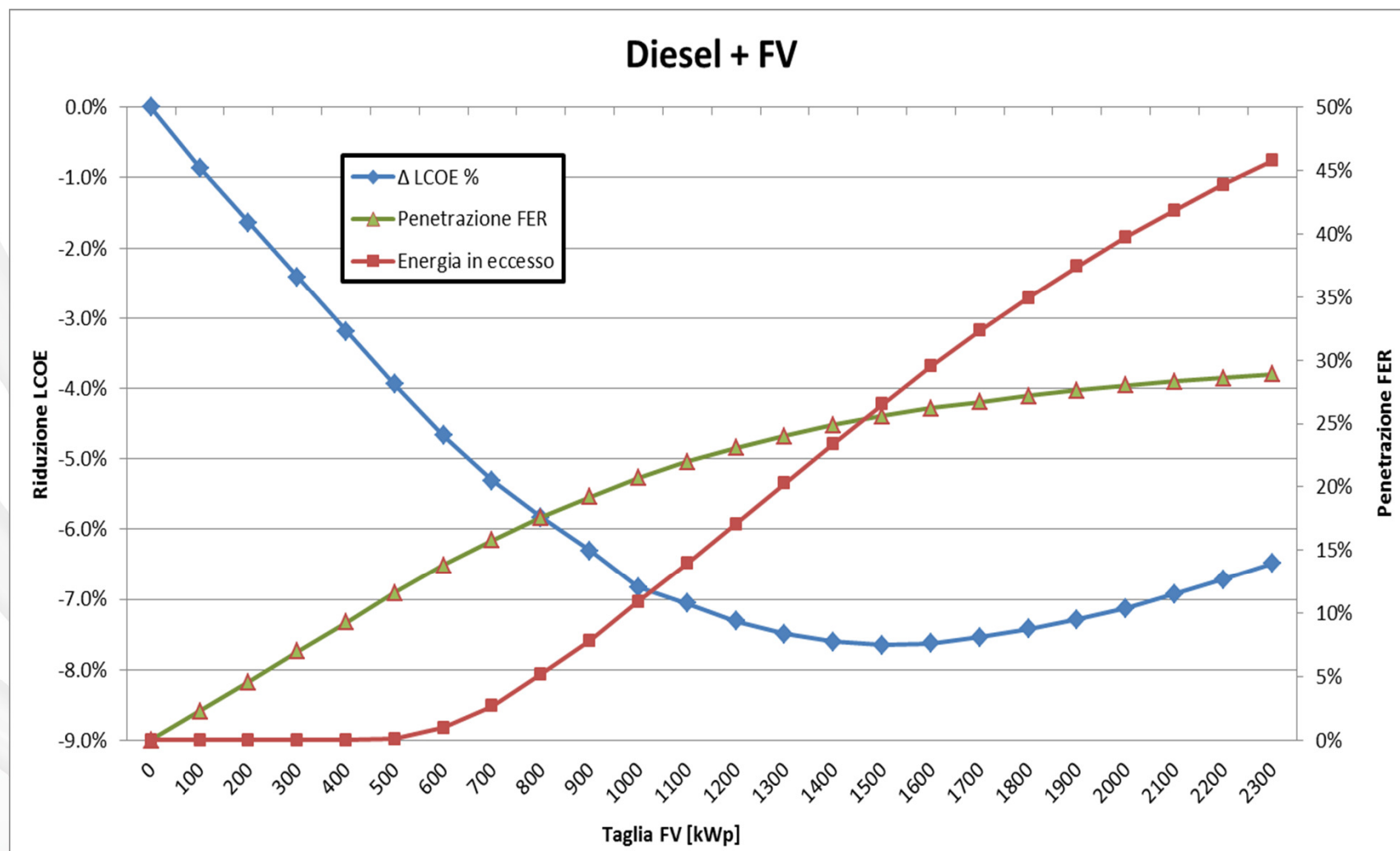
# Isole minori non connesse alla RTN

Contesto: isola alimentata da motori diesel (4.6 MW) + piccola quota di FV (80 kW)

Forte variabilità giornaliera e stagionale del carico

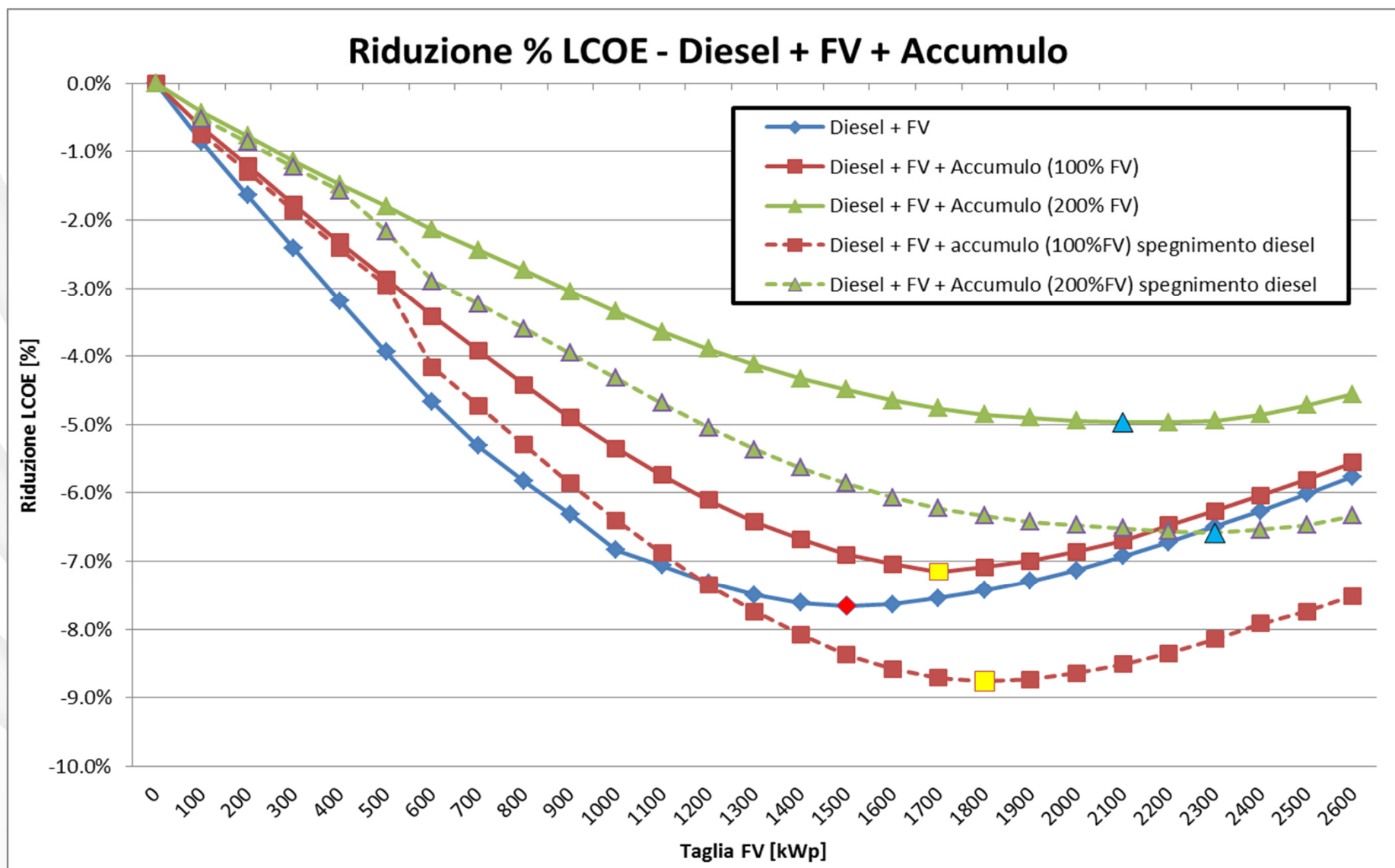


# Quota di FER ottimale, senza accumulo





# Quota di FER ottimale, con accumulo



# Isole minori = caso di successo

Potenziamenti benefici:

- Time shift, con spostamento di energia rinnovabile dalle ore centrali della giornata a quelle serali e migliore sfruttamento delle FER → risparmio di combustibile
- Contributo alla riserva operativa, da cui
  - Più elevato carico massimo dei Diesel → più alta efficienza;
  - Evitare l'accensione di un ulteriore gruppo Diesel, che dovrebbe operare al minimo tecnico al solo scopo di rendere disponibile un margine "a salire" → risparmio di combustibile
  - Incremento della hosting capacity di FER nella rete, con maggiore potenza FER senza rischi di instabilità

Come si è visto, questi vantaggi energetici ed ambientali si rivelano, con opportuno dimensionamento di FV e accumulo, anche risparmi economici

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

# Contesto e potenziali benefici per SdA nelle reti di distribuzione

Il quadro regolatorio non agevola l'installazione, se non giustificata su base CBA

Potenziali benefici:

- riduzione delle interruzioni del servizio;
- differimento di investimenti associati a nuove connessioni di generatori e/o carichi
- aumento della “hosting capacity”
- partecipazione alla regolazione di tensione.

Esistono però soluzioni alternative meno costose

La **criticità** è quindi il **costo elevato** che rende i SdA non competitivi

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

# Contesto e quadro regolatorio

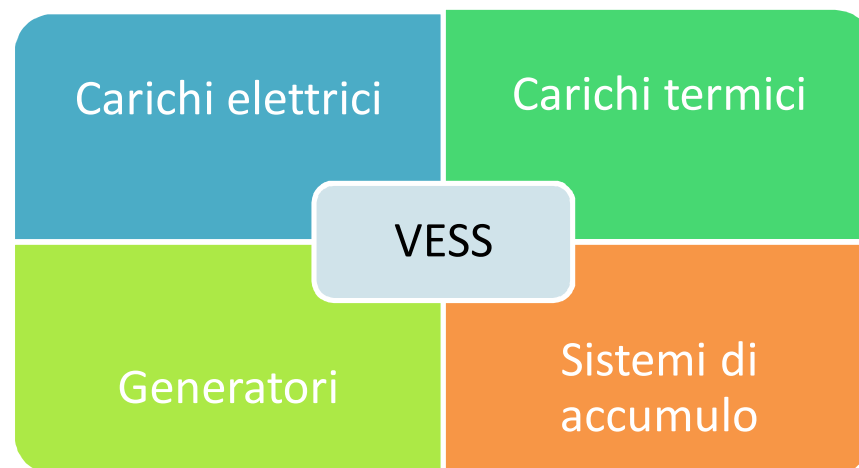
Si considera la presenza, in un'area ristretta, di molti piccoli impianti FV dotati di accumulo per motivi di autoconsumo

Il DCO 298/2016 indica l'orientamento ad aprire MSD a generatori, carichi, accumuli:

- **Partecipazione volontaria**
- **Consentita aggregazione** (separata ) di unità di produzione e di consumo in **unità virtuali**,
- **Taglia minima** dell'unità virtuale: 1 MW
- Ammessa la fornitura di **servizi asimmetrici** (solo a salire, solo a scendere) con **durata minima** tale da non scoraggiare la partecipazione dei nuovi utenti
- Le unità virtuali di consumo che partecipano a MSD potrebbero **essere esentate dal pagamento dell'uplift**

# I «sistemi di accumulo virtuali»

**Virtual Energy Storage System (VESS)** = assieme di risorse distribuite (carichi, generatori, accumuli) che può essere gestito per fornire vari servizi di rete. **L'accumulo serve sia gli utenti che il sistema**

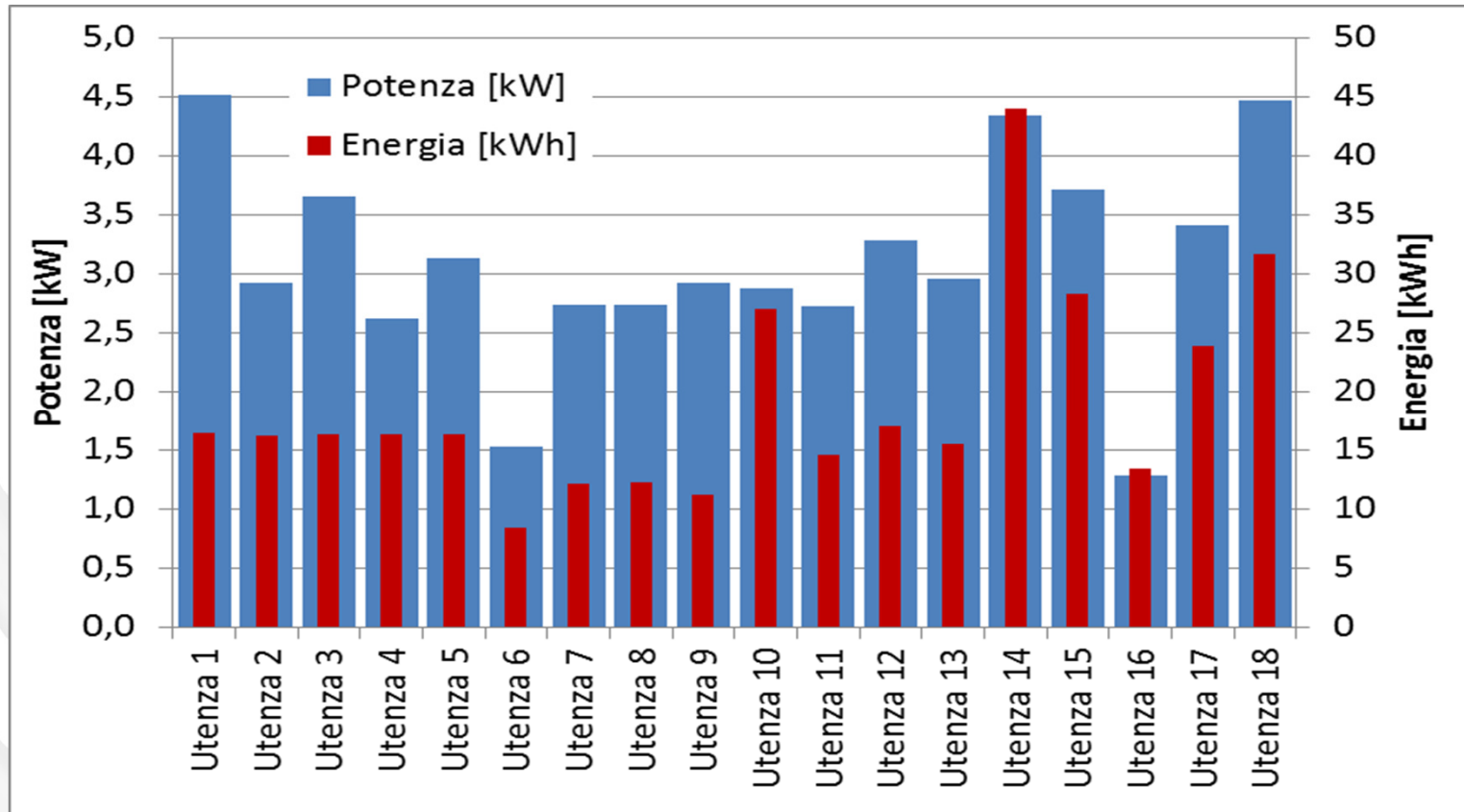


Considerati 18 profili domestici reali che possono essere aggregati  
Simulate due modalità operative:

- Gestione indipendente dei sistemi
- Gestione come aggregato (scambio virtuale di energia fra gli utenti, tramite un trader/aggregatore)



# Esempio



Tipologia di controllo	Potenza [kW]	Energia [kWh]
Ctr indipendente	<b>55.8</b>	<b>340.6</b>
Ctr aggregato	<b>27.1</b>	<b>284.3</b>

# Benefici dell'aggregazione dei SdA

- Dimensionando i SdA per soddisfare globalmente, e non singolarmente, le esigenze dei vari utenti, si potrebbe ridurre la potenza dei SdA del 50 % e la capacità del 17 % (riduzione dell'investimento, a pari effetto utile)
- Viceversa, la somma dei SdA dimensionati sui singoli utenti, se gestita come aggregato, rende disponibile **in modo continuo** una certa capacità di fornire servizi ancillari, remunerati
- Il valore cumulato di tali servizi sulla vita dei SdA coprirebbe dal **20 al 60 % dell'investimento** iniziale, contribuendo in modo determinante a **rendere attraente l'investimento** in SdA

# Applicazioni considerate

- Utenti domestici (autoconsumo FV e Peak Shaving)
- Totale autosufficienza di un utente («Grid Defection»)
- Colonnine di ricarica di una flotta di veicoli elettrici
- Isole minori italiane non connesse alla RTN
- Reti di distribuzione (riduzione ore di interruzione, dilazione di investimenti, maggiore «hosting capacity», regolazione di tensione)
- Servizi alla rete mediante «accumuli virtuali» (aggregati di piccoli accumuli)
- Combinazione di servizi alla rete (regolazione primaria e secondaria)

# Contesto e scenari di utilizzo di SdA per la regolazione di frequenza

Si sono considerate varie situazioni:

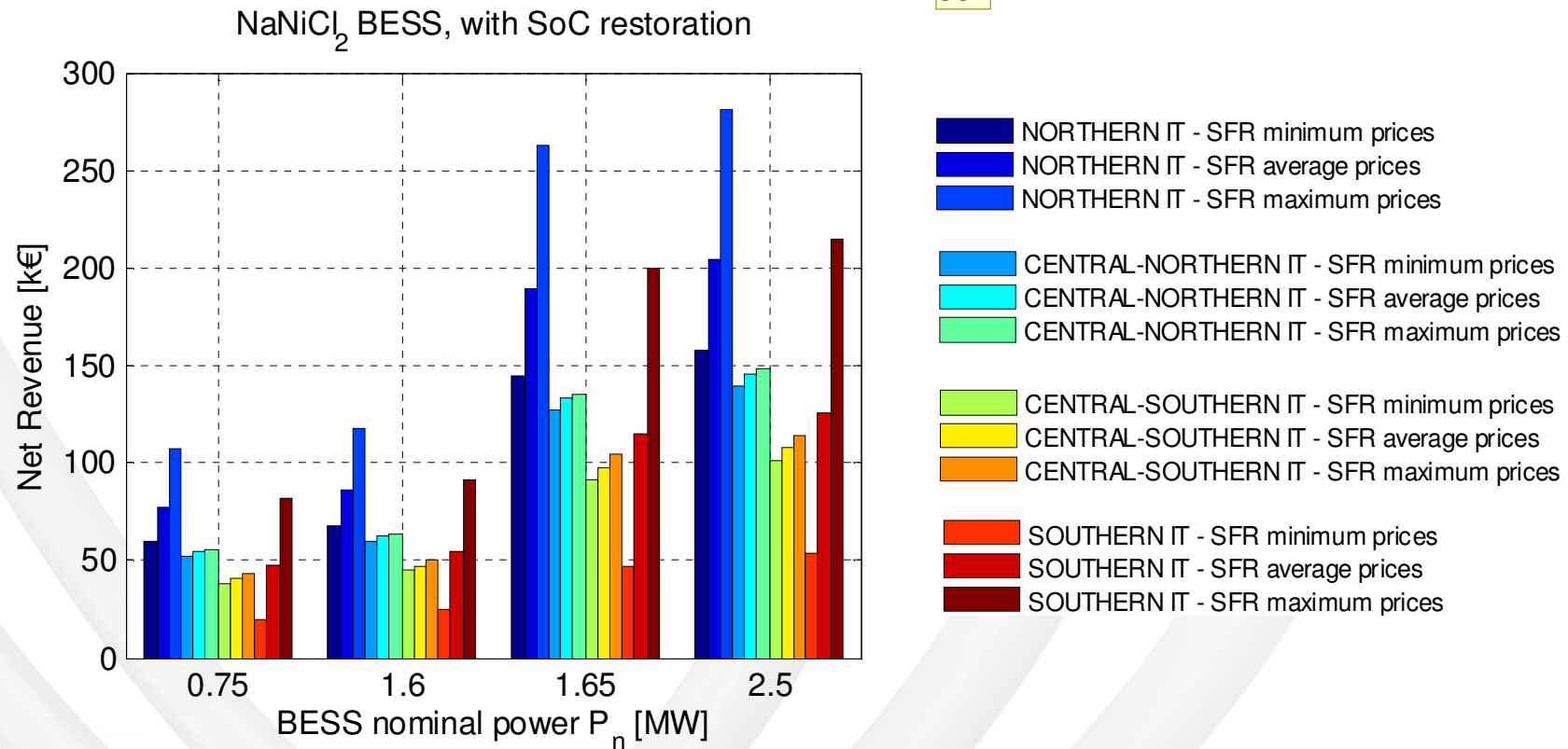
- SdA «stand alone» o in combinazione con un impianto eolico o fotovoltaico (quando abbinato ad un impianto FER, si considera che l'SdA fornisca servizi alla rete solo se potenza da FER > di una soglia minima)
- Solo regolazione secondaria, o combinazione di primaria e secondaria
- Tre diverse tecnologie di batteria (ioni litio, sodio zolfo, sodio-cloruro di nichel)

I ricavi derivanti dai servizi alla rete sono calcolati in base alle regole attuali (per gli impianti convenzionali) e agli esiti di MSD osservati nel 2015.

I costi di esercizio associati al ripristino dello stato di carica sono stati quantificati come sbilanciamenti

# Profitto netto, SdA «stand alone», combinazione primaria/secondaria

sc4



- 29 weeks, June-December 2015
- Price scheme for SFR: minimum accepted upward prices and minimum accepted downward prices. The same for average and maximum prices

## Diapositiva 34

---

sc4

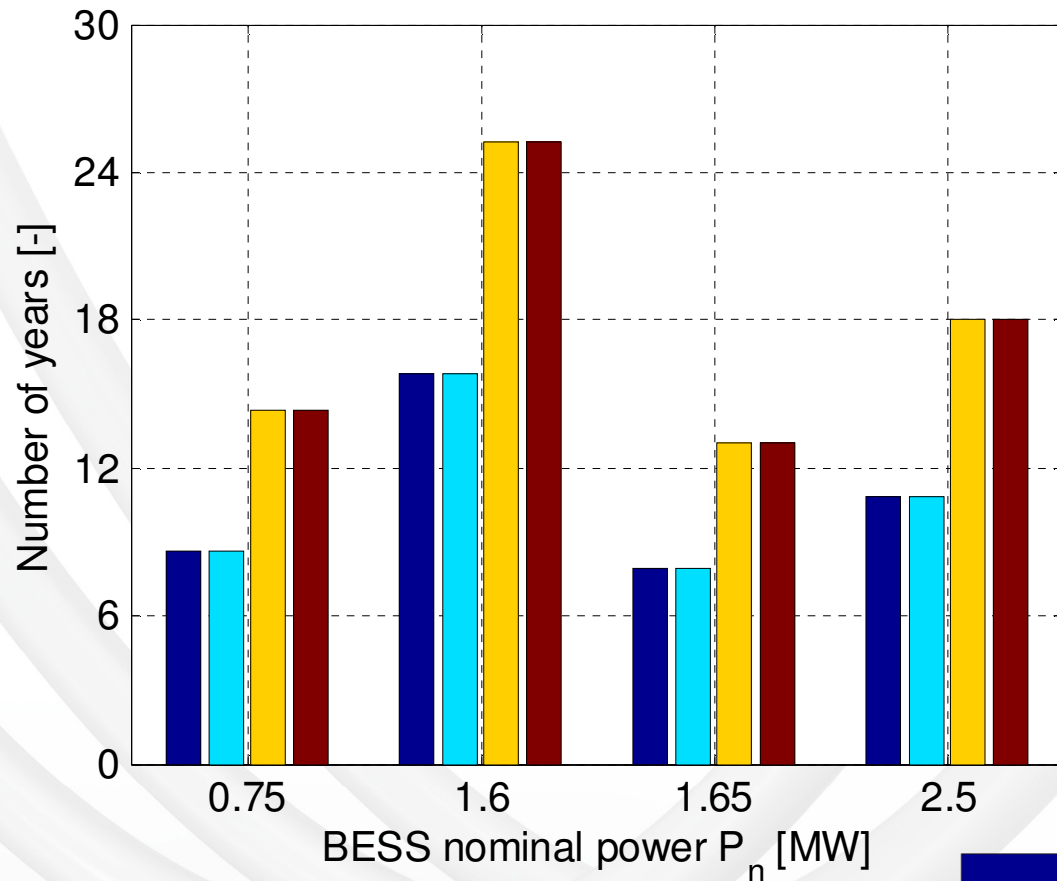
aggiunte

silvia canevese; 03/04/2017

# Confronto tempo di ritorno-vita utile

sc5

Li BESS - NORD



È uno dei casi più favorevoli

- PBP, without SoC rest.
- PBP, with SoC rest.
- Years to EOL from avg DoD, without SoC rest.
- Years to EOL from avg DoD, with SoC rest.



## Diapositiva 35

---

sc5

figura con maggior risoluzione

silvia canevese; 03/04/2017

# Conclusioni

Grande varietà di applicazioni di SdA per il sistema elettrico

SdA economicamente giustificati, alle attuali condizioni regolatorie e di prezzo, in alcuni casi:

- Colonnine di ricarica EV, in presenza di vincoli stringenti sugli orari di ricarica
- Isole minori non connesse alla rete
- Regolazione secondaria di frequenza (ma con incertezze sulla vita delle batterie)

L'autoconsumo per piccoli impianti FV può avvicinarsi alla convenienza solo grazie alle detrazioni fiscali. La sinergia con uno schema di «accumulo virtuale», al servizio della rete, può rivelarsi decisivo, in positivo

La «grid defection» grazie alle detrazioni fiscali può risultare marginalmente conveniente, il limite è l'affidabilità

Grazie per  
l'attenzione!

[Luigi.mazzocchi@rse-web.it](mailto:Luigi.mazzocchi@rse-web.it)

[www.rse-web.it](http://www.rse-web.it)