
Gli accumuli al servizio del sistema elettrico: criticità e valutazione costi/benefici

Massimo Gallanti
RSE S.p.A.

**Accumulo elettrico e rinnovabili: i sistemi e le
tecnologie verso la smart grid**

a cura di ANIE-Energia in collaborazione con GIF

Key Energy

Rimini, 9 novembre 2012

Sommario

- L'accumulo nel sistema elettrico: vecchie e nuove esigenze
- Le FRNP: effetti sul sistema elettrico
 - *Come fronteggiare l'aleatorietà*
- I servizi resi dagli accumuli al sistema elettrico
 - *Per impieghi convenzionali*
 - *Per integrazione in rete delle FRNP*
- Energia vs. potenza e relazione con mercato elettrico
- Alcune considerazioni sui costi dei sistemi di accumulo

L'accumulo di energia nel sistema elettrico: vecchie e nuove esigenze

- Il sistema elettrico richiede l'equilibrio istantaneo di produzione e consumo
 - *Il mancato equilibrio pregiudica la qualità della fornitura e, in ultima analisi, la sicurezza del Sistema Elettrico*
- L'accumulo di energia elettrica, nelle sue diverse forme, è costoso e complesso da realizzare
 - *Solo gli impianti di pompaggio sono stati finora utilizzati su larga scala*
- L'equilibrio del sistema elettrico si ottiene tramite un complesso sistema di controllo della produzione dei generatori programmabili

L'accumulo di energia nel sistema elettrico: vecchie e nuove esigenze

- Nei sistemi elettrici verticalmente integrati i sistemi di accumulo (impianti di pompaggio) sono stati impiegati per ottimizzare il parco di produzione
 - *“aumentare” la domanda notturna per mantenere accesi gli impianti non flessibili (nucleare, carbone)*
 - *disporre di produzione per far fronte alla domanda di punta*
 - *disporre di produzione idonea per far fronte alle rampe mattutine del carico*
- Oggi, la rapida crescita delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) pone nuove sfide al sistema elettrico
 - *I sistemi di accumulo come possibile risposta*

Gli effetti sul sistema elettrico delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP)

- **La produzione da FRNP (specialmente l'eolico) avviene in zone distanti dal carico**
 - *Occorre potenziare la rete di trasmissione*
- **La produzione da FRNP (specialmente il FV) è spesso di piccola taglia e diffusa sul territorio**
 - *Si connette alla rete di distribuzione, cambiandone le funzionalità (la rete di distribuzione da passiva diventa attiva)*
- **Maggior variabilità/aleatorietà nel sistema elettrico**
 - *La generazione da FRNP segue le condizioni meteo e non le esigenze del sistema elettrico*
 - *Al sistema elettrico serve maggiore prevedibilità e flessibilità*
- **Gli impianti FRNP non forniscono servizi di regolazione**
 - *Si viene a creare una carenza di servizi di rete, in quanto la generazione convenzionale è sostituita dalla generazione FRNP*

Come fronteggiare la maggior aleatorietà dovuta alle FRNP?

– Migliorare la previsione delle immissioni

- *Responsabilizzazione dei soggetti del mercato (cfr. delibera 281/12)*

– Revisione del disegno del mercato elettrico

- *Maggior integrazioni con i mercati degli altri Paesi (Mercato del Giorno Prima, Mercati Intra-day, mercato dei servizi di dispacciamento)*

– Aumentare la flessibilità del sistema

- *Flessibilizzazione della generazione convenzionale*
- *Promuove la diffusione degli impianti di punta (centrali turbogas)*
- *Modulazione delle importazioni*
- *Promuovere la flessibilizzazione della domanda*
- *Un rinnovato impiego degli impianti di pompaggio*
- *Nuovi sistemi di accumulo (batterie, CAES), anche distribuiti*

Le tecnologie per l'accumulo per i sistema elettrico

– Accumulo di energia meccanica/potenziale

- *Impianti di pompaggio idroelettrico (energia potenziale gravitazionale)*
- *Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage): accumulo di aria compressa in un serbatoio (geologico o in superficie)*
- *Volani (energia cinetica rotazionale)*

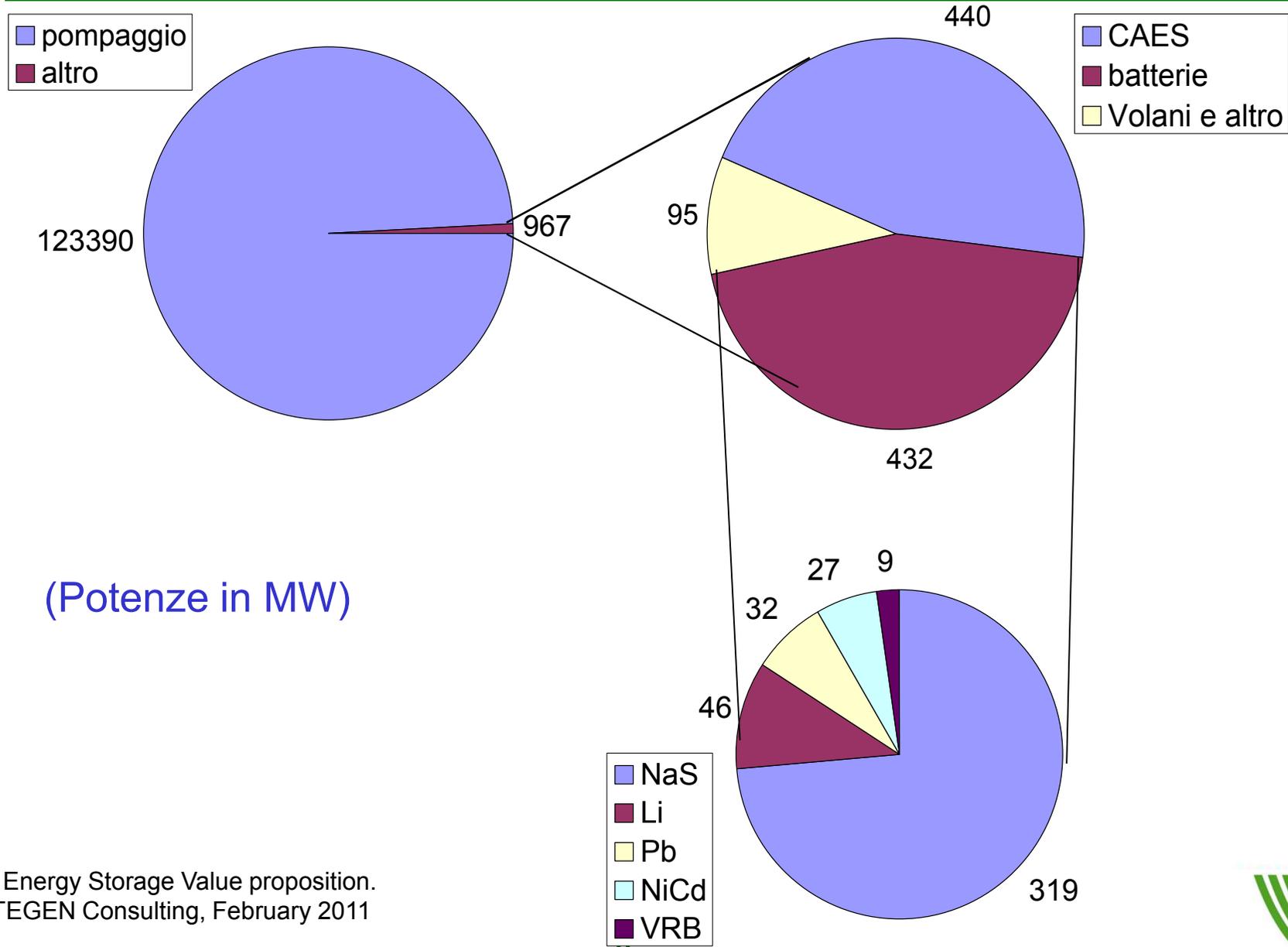
– Accumulo di energia elettrochimica

- *Batterie - Varie tecnologie: Piombo, Litio-ioni, ad alta temperatura (es. NaS), a flusso di elettrolita, ecc.*

– Accumulo di energia elettrostatica

- *Supercondensatori*

Diffusione dei sistemi di accumulo elettrico nel 2010



Fonte: Energy Storage Value proposition.
STRATEGEN Consulting, February 2011

I servizi al sistema elettrico forniti resi dai sistemi di accumulo

Impieghi convenzionali

- *Time shift di energia*

Integrazione in rete delle FRNP

- *Risoluzione congestioni di rete*
 - *Specialmente locali, ma anche zonali*
- *Regolazione primaria*
- *Riserva secondaria e terziaria*
- *Regolazione di tensione*
- *Riaccensione*

Impieghi convenzionali: “Time-shift” di energia

- Acquistare energia per immagazzinarla nelle ore in cui i prezzi sono bassi (o c'è carenza di domanda), per poi ricollocarla nelle ore in cui i prezzi sono più elevati (o c'è necessità di energia).
- L'operazione è profittevole se:

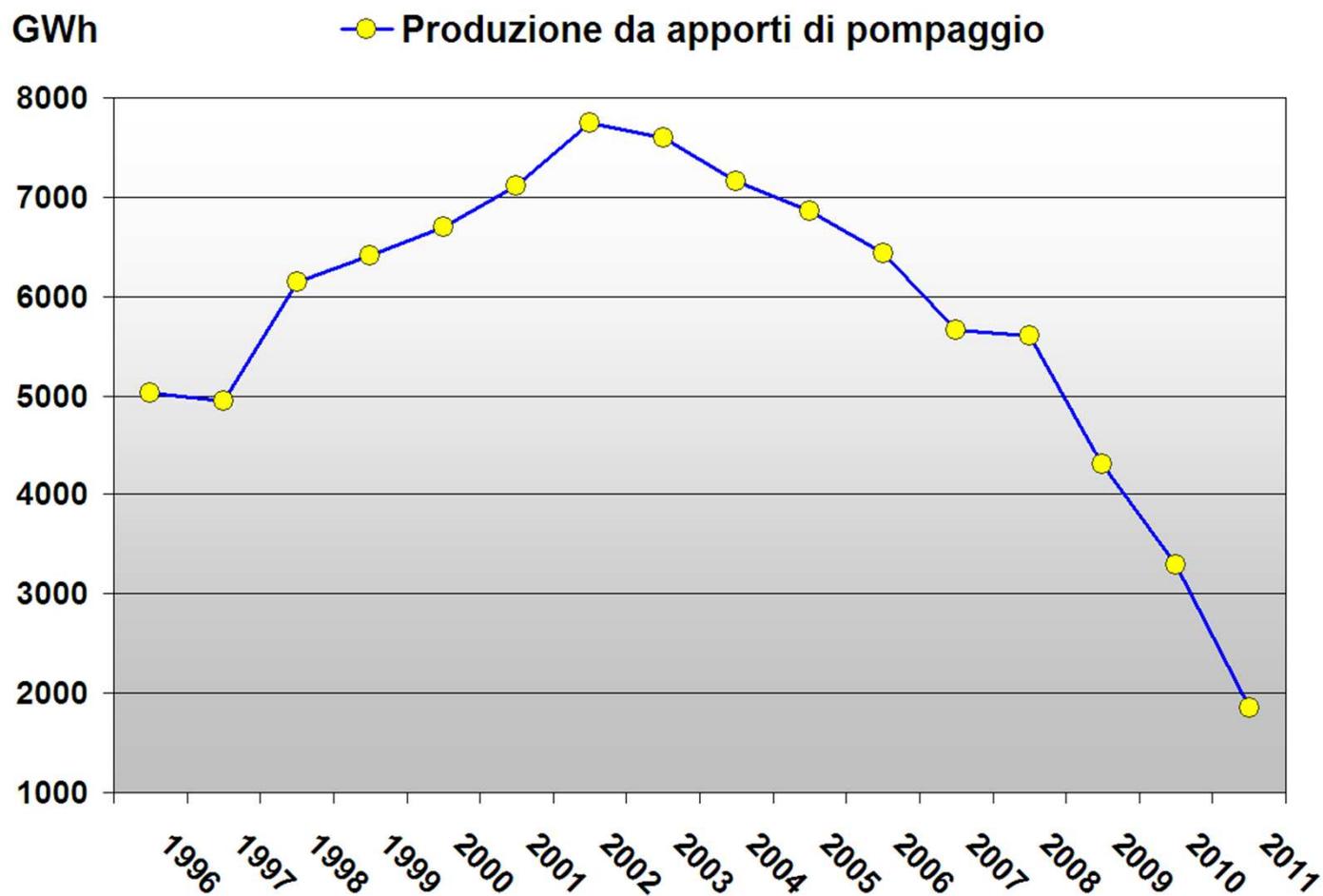


$$\frac{\text{Prezzo di acquisto dell'energia}}{\text{Prezzo di vendita dell'energia}} < \text{Rendimento del sistema di accumulo}$$

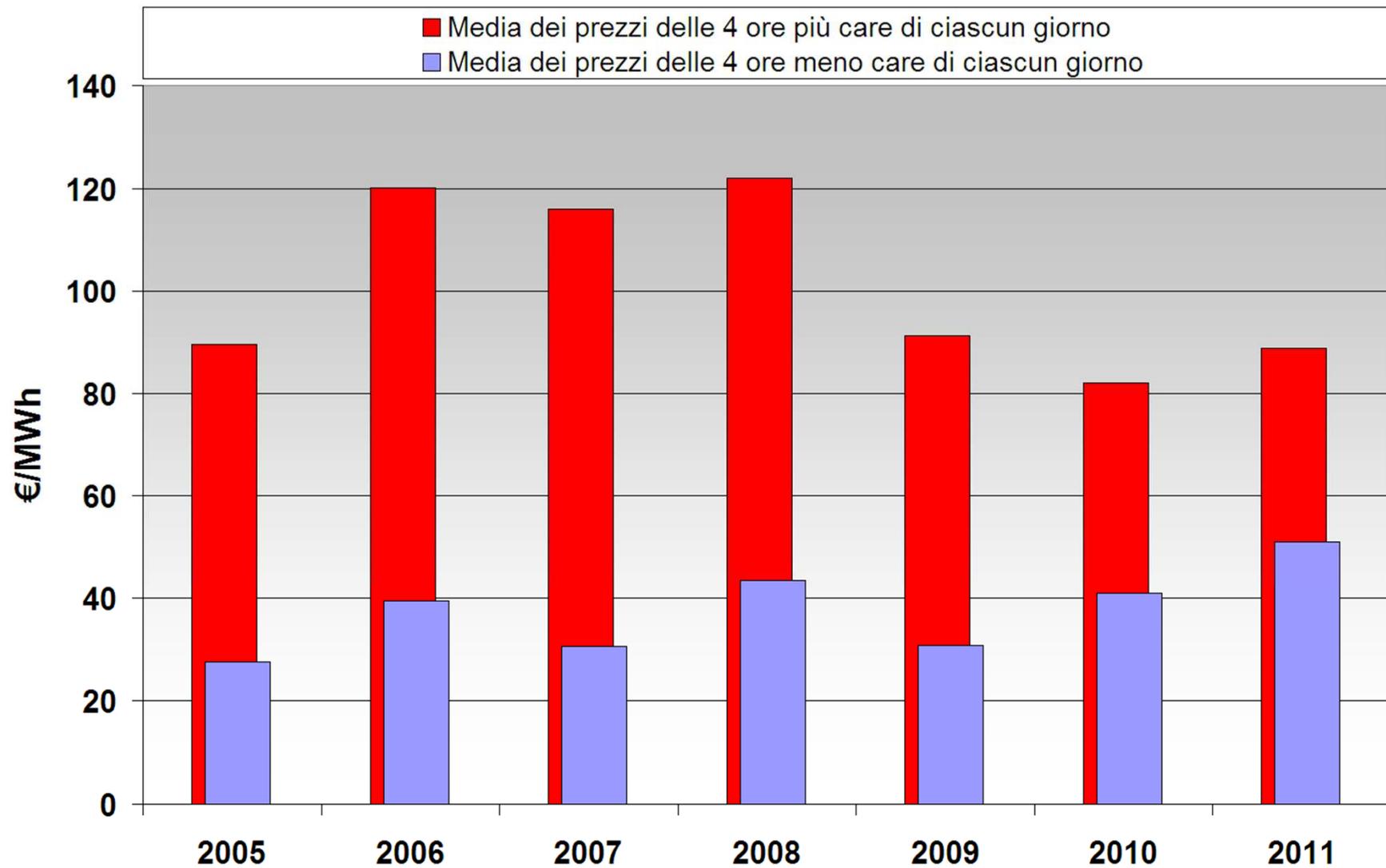
- È il tipo di applicazione a cui tradizionalmente sono stati dedicati gli impianti idroelettrici di pompaggio

Utilizzo degli impianti di pompaggio in Italia

La riduzione dell'impiego del pompaggio mostra che il time shift giornaliero di energia non è più l'impiego prioritario

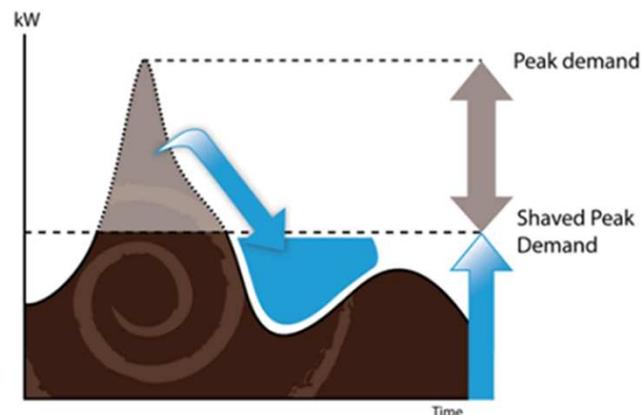


Spread dei prezzi picco-valle zona Nord



Le nuove esigenze di “*time-shift*” per il sistema

- In passato l’esigenza era il “peak-shaving” delle punte di domanda



- Oggi l’esigenza è il “*peak-shaving*” delle punte di produzione da FRNP
- Funzionamento in accumulo: incremento della domanda nelle ore di eccesso di produzione da rinnovabili
 - *nelle quali, nell’attuale situazione di overcapacity, molti impianti termoelettrici faticano a restare accesi*

I sistemi di accumulo per l'integrazione delle FRNP

Impieghi convenzionali

- *Time shift di energia*

Integrazione in rete delle FRNP

- *Risoluzione congestioni di rete*
 - *Specialmente locali, ma anche zonali*
- *Regolazione primaria*
- *Riserva secondaria e terziaria*
- *Regolazione di tensione*
- *Riaccensione*

I sistemi di accumulo per l'integrazione delle FRNP

– Risoluzione di congestioni di rete

- *Ovviare a carenze localizzate della rete elettrica. Sistemi di accumulo in attesa della disponibilità di nuove linee*
- *La “localizzazione” dell’accumulo nella rete è fondamentale*



– Fornire servizi al sistema elettrico

- *Regolazione primaria e secondaria*
- *Riserva terziaria, regolazione di tensione, ecc.*



servizi che oggi sono forniti dai soggetti del mercato (unità di produzione):

- *Servizi obbligatori (es. regolazione primaria)*
- *Servizi a mercato (regolazione secondaria e terziaria)*

Gli accumuli come soluzione a problemi locali di rete

- Nelle aree ad elevato sviluppo di FRNP la rete può non essere sufficientemente “robusta” da smaltire in sicurezza tutta la potenza generata dalle FRNP
- È questo il caso delle province di Foggia, Benevento ed Avellino, per cui TERNA ha dovuto tagliare produzione eolica per **480 GWh** nel 2010 e di **260 GWh** nel 2011
 - *Colli di bottiglia sulla rete di trasmissione a 150 kV*
- Tale mancata produzione deve essere sostituita da produzione di impianti convenzionali e deve comunque essere remunerata ai proprietari degli impianti eolici



Gli accumuli come soluzione a problemi locali di rete

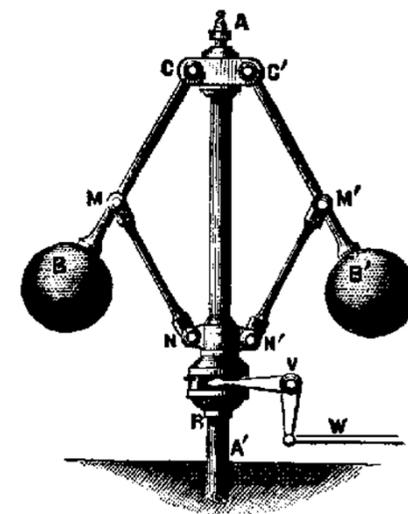
- Poiché la realizzazione dei necessari sviluppi della rete richiede tempi medio-lunghi, nel breve termine il problema può essere affrontato ricorrendo all'installazione di sistemi di accumulo
- Si tratta quindi di un utilizzo dei sistemi di accumulo per ovviare a ritardi negli investimenti di rete e gestire le congestioni
- Sistemi di accumulo con funzione di “*peak shaving*” di eccessi di produzione
 - *congestioni di durata limitata, che poi spariscono a causa di variazioni nei flussi di potenza*
- TERNA, nel PdS 2012, stima che **242 MW** di batterie possano evitare il taglio di produzione RES per **440 GWh/anno**



Gli accumuli per la fornitura di servizi alla rete

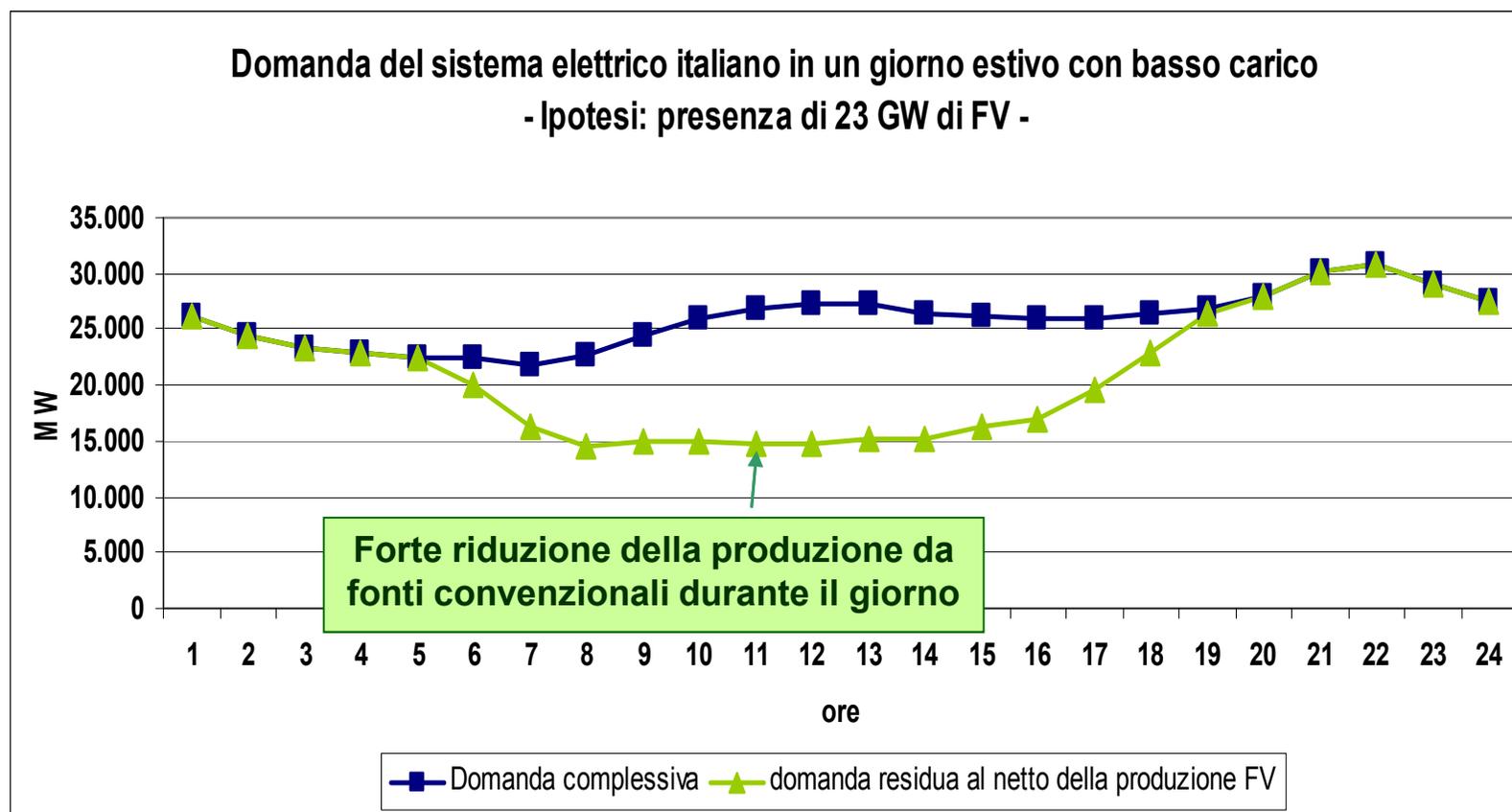
– Regolazione primaria

- *richiede tempi di risposta rapidi (dell'ordine dei secondi), per cui i sistemi di accumulo risultano perfettamente adeguati*
- *è un servizio obbligatorio e non remunerato per le unità di produzione programmabili di potenza non inferiore a 10 MW*
- *un rilevante sviluppo delle FRNP implica una riduzione del numero di unità termoelettriche in servizio e quindi del margine di regolazione primaria: l'introduzione di sistemi di accumulo per aumentare tale margine potrebbe quindi essere un ulteriore elemento a favore dell'integrazione delle FRNP*

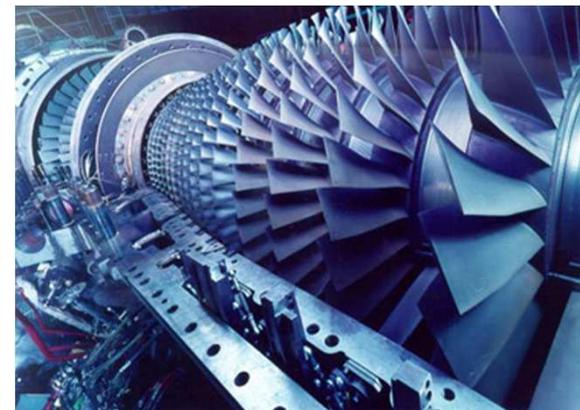


Gli accumuli per la fornitura di servizi alla rete

- La carenza di riserva primaria a causa delle FRNP
 - *La sindrome della Summer Sunny Sunday*



Gli accumuli per la fornitura di servizi alla rete

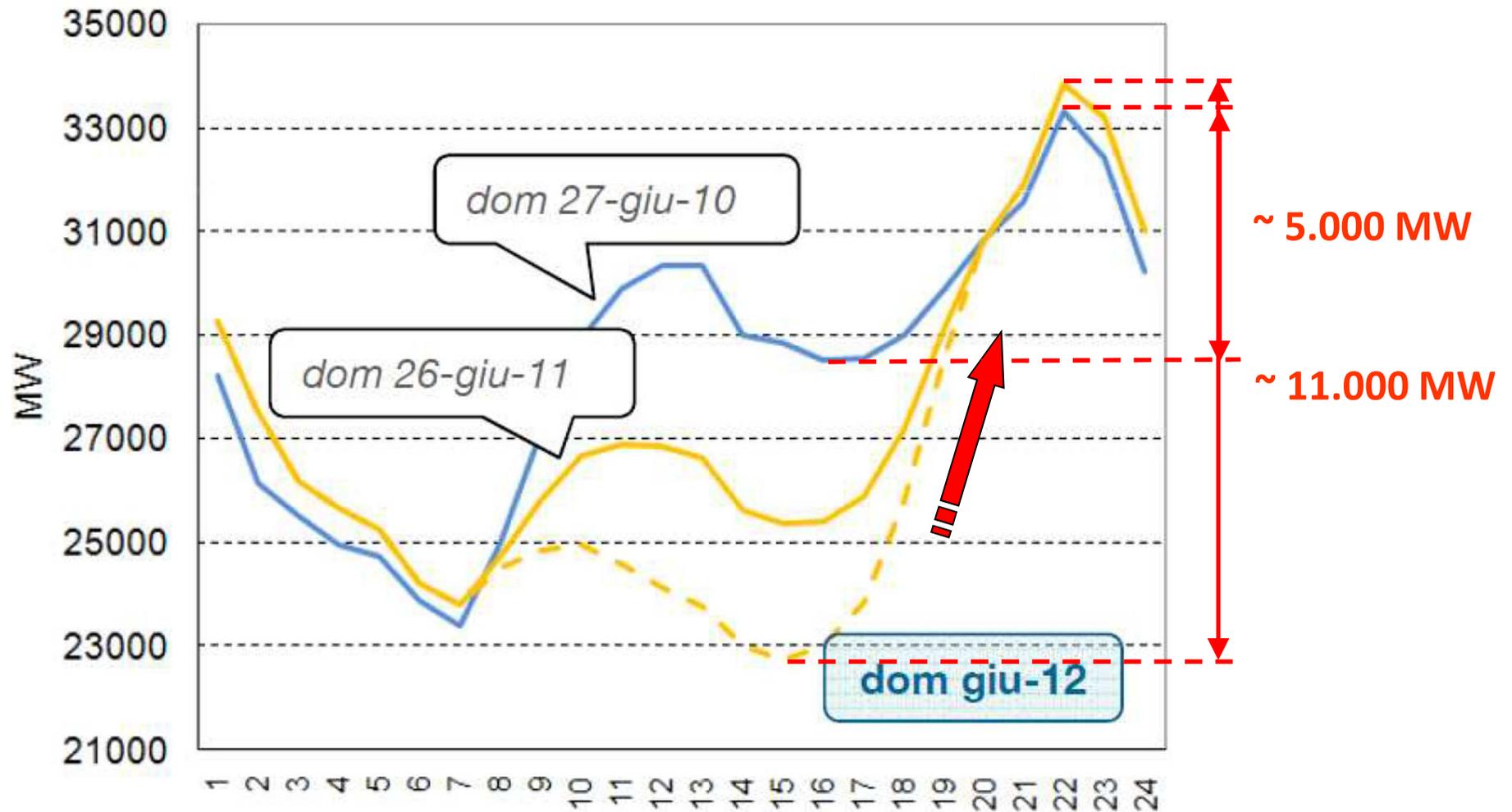


– Regolazione secondaria e terziaria

- *i sistemi di accumulo possono adeguatamente fornire servizi di regolazione secondaria e terziaria, riducendo le necessità di modulazione e di funzionamento a carico parziale delle unità termoelettriche*
- *tali servizi sono oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per cui il produttore oggi ne trae profitto*

- Nel Piano di Sviluppo 2011, TERNA stima che **132 MW** di batterie possano evitare l'approvvigionamento di riserva per **410 GWh/anno**

Bilanciamento: incremento rampa serale per FV



Fonte: TERNA

Gli accumuli per la fornitura di servizi alla rete

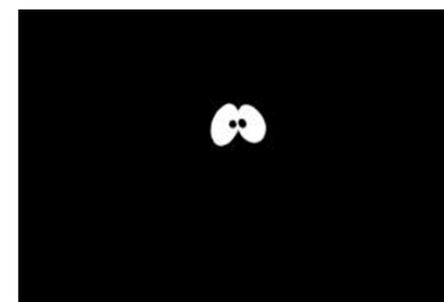
– Supporto di tensione

- *servizio obbligatorio e non remunerato*
- *data l'impossibilità di trasmettere potenza reattiva su lunghe distanze, sistemi di accumulo distribuiti in prossimità dei centri di carico potrebbero risultare particolarmente efficaci*



– Riaccensione del Sistema Elettrico

- *i sistemi di accumulo di grossa taglia possono essere utilizzati efficacemente come “centrali di ripartenza autonoma”, per mettere in tensione le “direttrici di riaccensione”*



Due diversi funzionamenti: energia vs. potenza

– Servizio “in energia”

- *Il sistema di accumulo deve trattare rilevanti quantità di energia*
 - *Time shift*
 - *Peak shaving (risoluzione di congestioni locali di rete)*
 - *Riserva terziaria*
 - *Riaccensione*

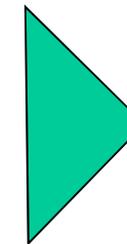
Tecnologie più adatte al servizio



- Pompaggi
- CAES
- Batterie (NaS, a flusso)

– Servizio in “potenza”

- *L'accumulo immette/preleva significative quantità di potenza per tempi limitati*
 - *Regolazione primaria/secondaria*
 - *Supporto di tensione*
 - *Qualità del servizio*



- Pompaggi
- CAES
- Batterie
- Volani
- Supercondensatori

I sistemi di accumulo e il mercato elettrico

– Impatto su mercato dell'energia

- *I sistemi di accumulo modificano la curva di domanda (quando funzionano in prelievo) e soprattutto la curva di offerta (quando funzionano in immissione), con effetto sul prezzo dell'energia*

– Impatto sul mercato dei servizi del dispacciamento

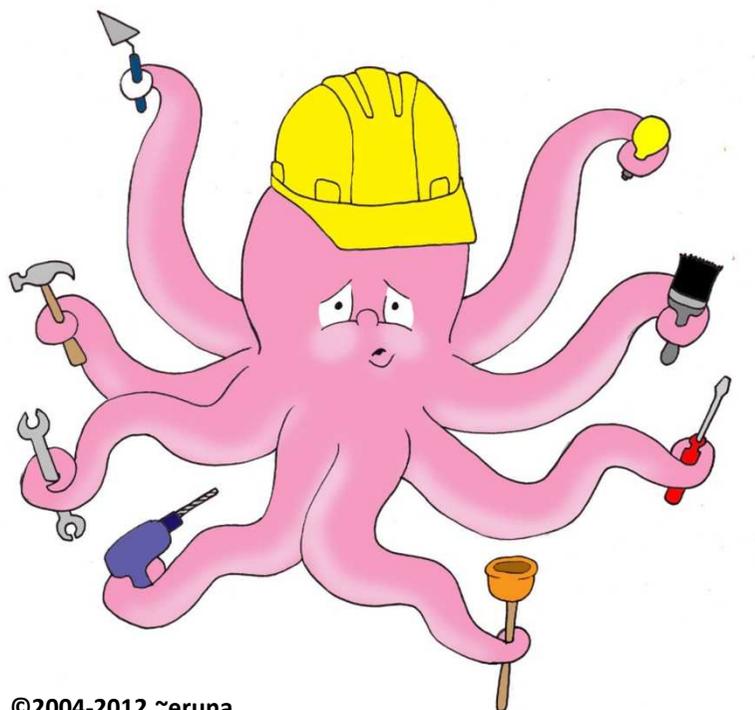
- *I sistemi di accumulo forniscono servizi “in concorrenza” con le unità di produzione, che offrono su MSD.*
 - *Regolazione secondaria*
 - *Riserva terziaria*

Servizi dei sistemi di accumulo: sintesi

- I sistemi di accumulo sono in grado di fornire molteplici servizi a supporto del sistema elettrico
- Alcuni servizi richiedono prestazioni “in energia” (elevate autonomie), mentre altri richiedono prestazioni “in potenza” (elevate potenze per tempi brevi): occorre selezionare la tecnologia più adatta
- **Criticità** - Un medesimo sistema di accumulo può non essere in grado di svolgere più servizi contemporaneamente, perché:
 - *in un certo istante, un servizio può richiedere l'assorbimento di energia ed un altro la generazione di energia*
 - *in un certo istante, diversi servizi possono richiedere diversi livelli dello stato di “carica” del sistema di accumulo*

Servizi dei sistemi di accumulo: sintesi

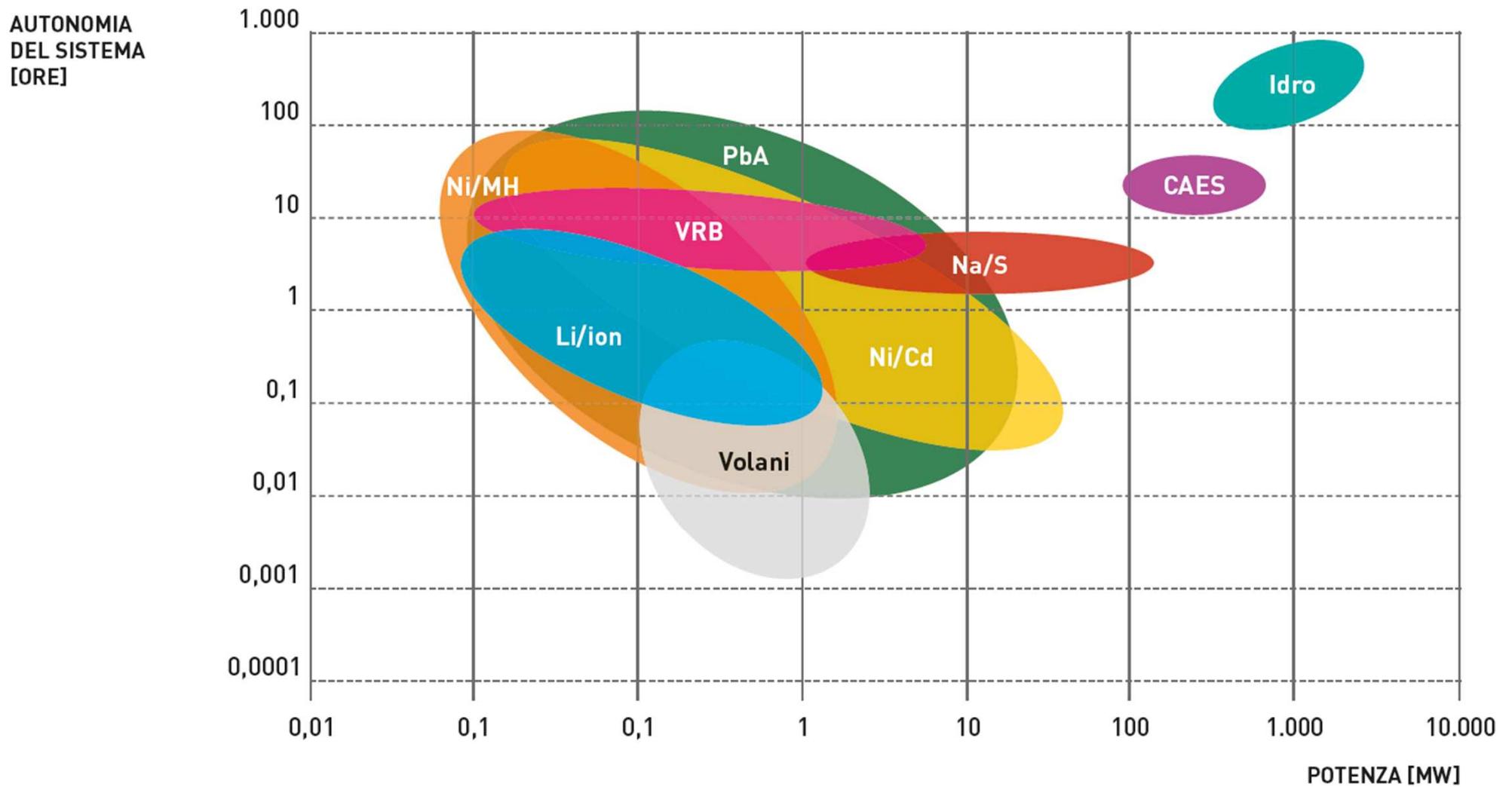
- **Conseguenza** - Nella valutazione costi/benefici dei sistemi di accumulo occorre molta cautela nel sommare i benefici attesi dallo svolgimento contemporaneo di servizi diversi ...



©2004-2012 ~eruna

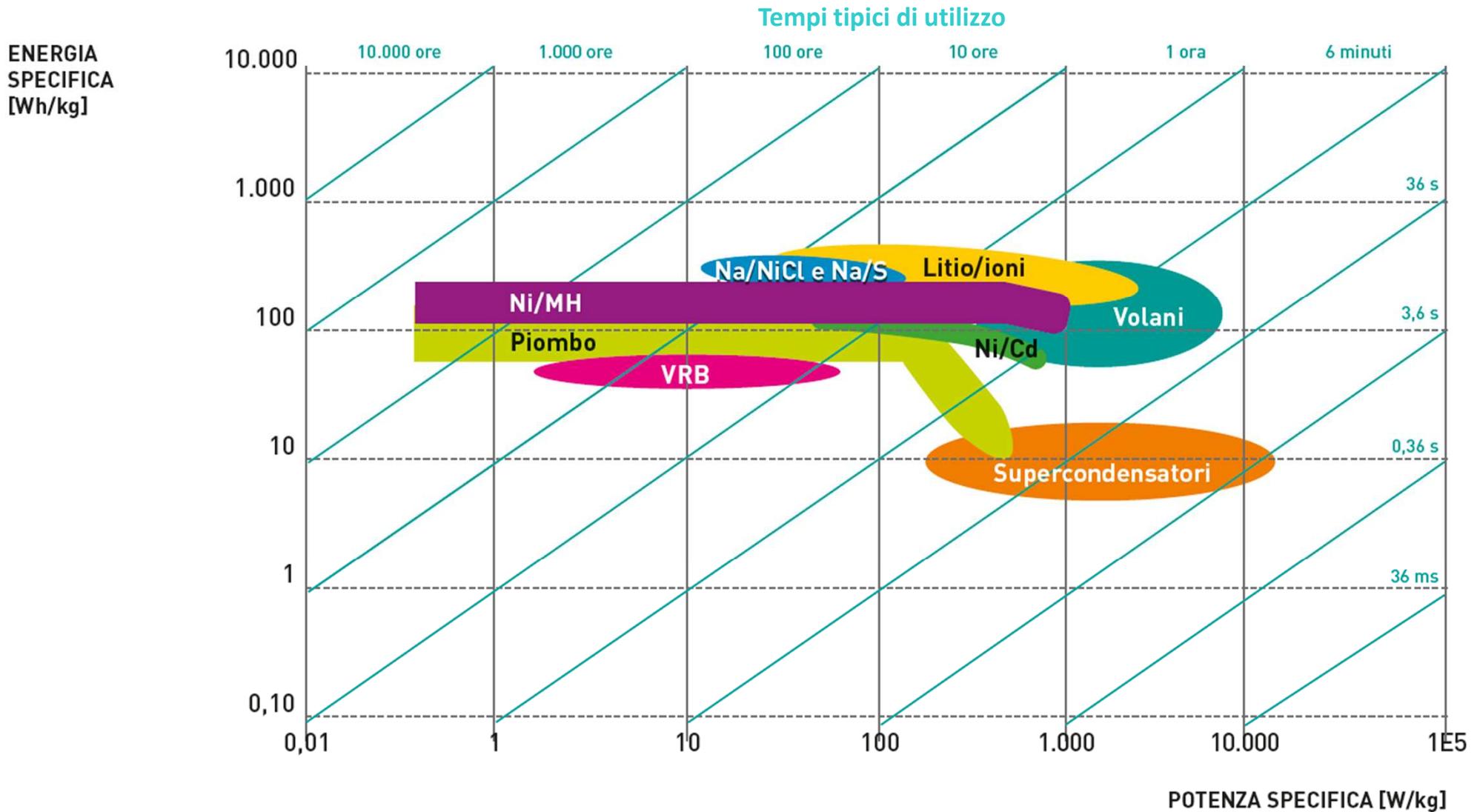
Le tecnologie dei sistemi di accumulo

Caratteristiche potenza / autonomia delle diverse tecnologie



Fonte: ESA – Electricity Storage association

Diagramma di Ragone

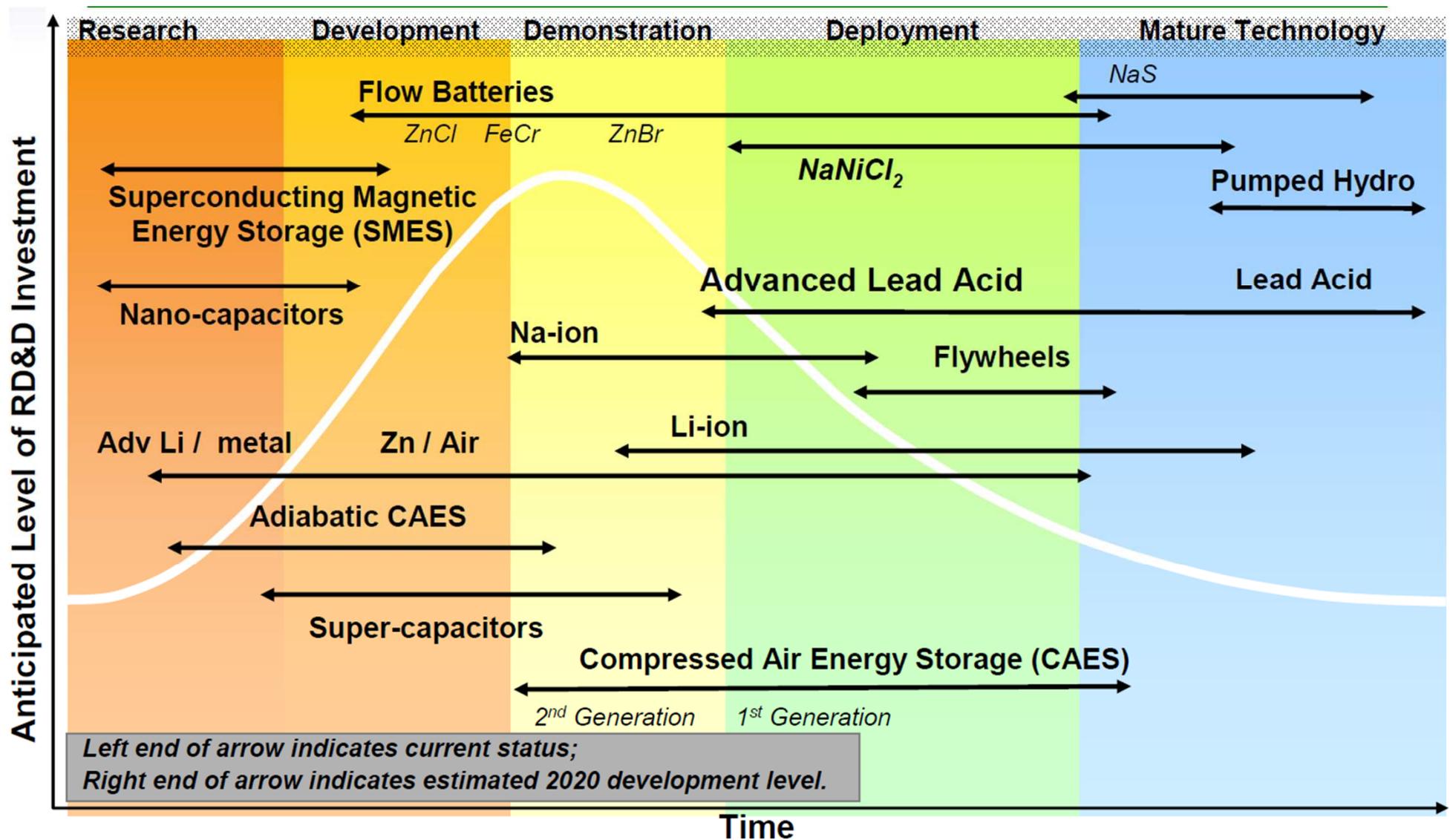


Adeguatezza per i diversi servizi

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
 ● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione
 ● Sistema non adatto all'applicazione

Livello di maturità tecnologica



Fonte: D. Rastler, *Energy Storage Technology Status*, EPRI, 2011

Livello di maturità tecnologica

- **Criticità** – Con l'eccezione dei tradizionali impianti idroelettrici di pompaggio, l'unica tecnologia di accumulo considerata (quasi) matura per la fornitura di servizi al sistema elettrico sono le batterie NaS
- **Conseguenza** – Prima di un *deployment* massivo di tecnologie di accumulo, in particolare di tipo elettrochimico, è necessaria un'approfondita fase di sperimentazione, come ad es. previsto dai progetti pilota incentivati dall'AEEG in base alle delibere ARG/elt 199/11 e 288/2012/R/EEL

I costi dei sistemi di accumulo

I costi dei sistemi di accumulo

- Studio comparativo sui costi di diversi sistemi di accumulo in termini di **LUEC – Levelized Unit Electricity Cost**
- Il LUEC è il prezzo a cui occorre vendere l'energia immessa in rete da un sistema di accumulo per coprire tutti i costi relativi alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto (oneri finanziari e tasse inclusi) ed ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito



Parametri finanziari per il calcolo del LUEC

Quota di capitale proprio	20%
Tasso di ritorno sul capitale proprio	12%
Quota a debito	80%
Durata del debito	10 anni o vita tecnica (se < 10 anni)
Tasso passivo sul debito	7%
Aliquota IRES	27,5%
Aliquota IRAP	3,9%
Coefficiente di ammortamento fiscale	<ul style="list-style-type: none">• 9% se vita tecnica \geq 12 anni• incrementato per ammortare completamente nell'arco della vita tecnica, se quest'ultima è < 12 anni
Tasso di inflazione	2%

I costi dei sistemi di accumulo per “*time-shift*”

- Al fine di rendere confrontabili i costi dei diversi sistemi di accumulo, essi sono stati valutati per un’applicazione convenzionale di ***time-shift***
- Si è assunto un funzionamento in generazione per **4 ore equivalenti a potenza massima al giorno**
- I sistemi sono stati dimensionati per un funzionamento massimo di **6 ore eq. / giorno**, al fine di meglio cogliere le opportunità di profitto in funzione del profilo dei prezzi
- Si è infine assunto un prezzo medio dell’energia elettrica acquistata pari a **45 €/MWh**



I costi dei sistemi di accumulo per “time-shift”

Le ipotesi sui costi

	Pompaggio puro	CAES cavità salina	CAES serbatoio esterno	Na/S	VRB	Na/NiCl	Li-ion	Pb/Acido
Rendimento [%]	80	65	65	85	70	90	95	80
Costi di investimento [M€/MW]	0,715	0,625	0,880	2,950	4,000	4,000	6,000	1,700
Costi di O&M [M€/MW/anno]	0,0054	0,0096	0,0096	0,06	0,1	0,06	0,05	0,06
Periodo di costruzione [anni]	5	3	3	1	1	1	1	1
Vita [no. cicli 80% DoD]	-	-	-	4.500	10.000	3.000	4.000	800
Vita [anni]	50	30	30	12	27	8	11	2

per l'impianto di pompaggio si è considerata la realizzazione di un solo serbatoio, a monte od a valle di uno già esistente

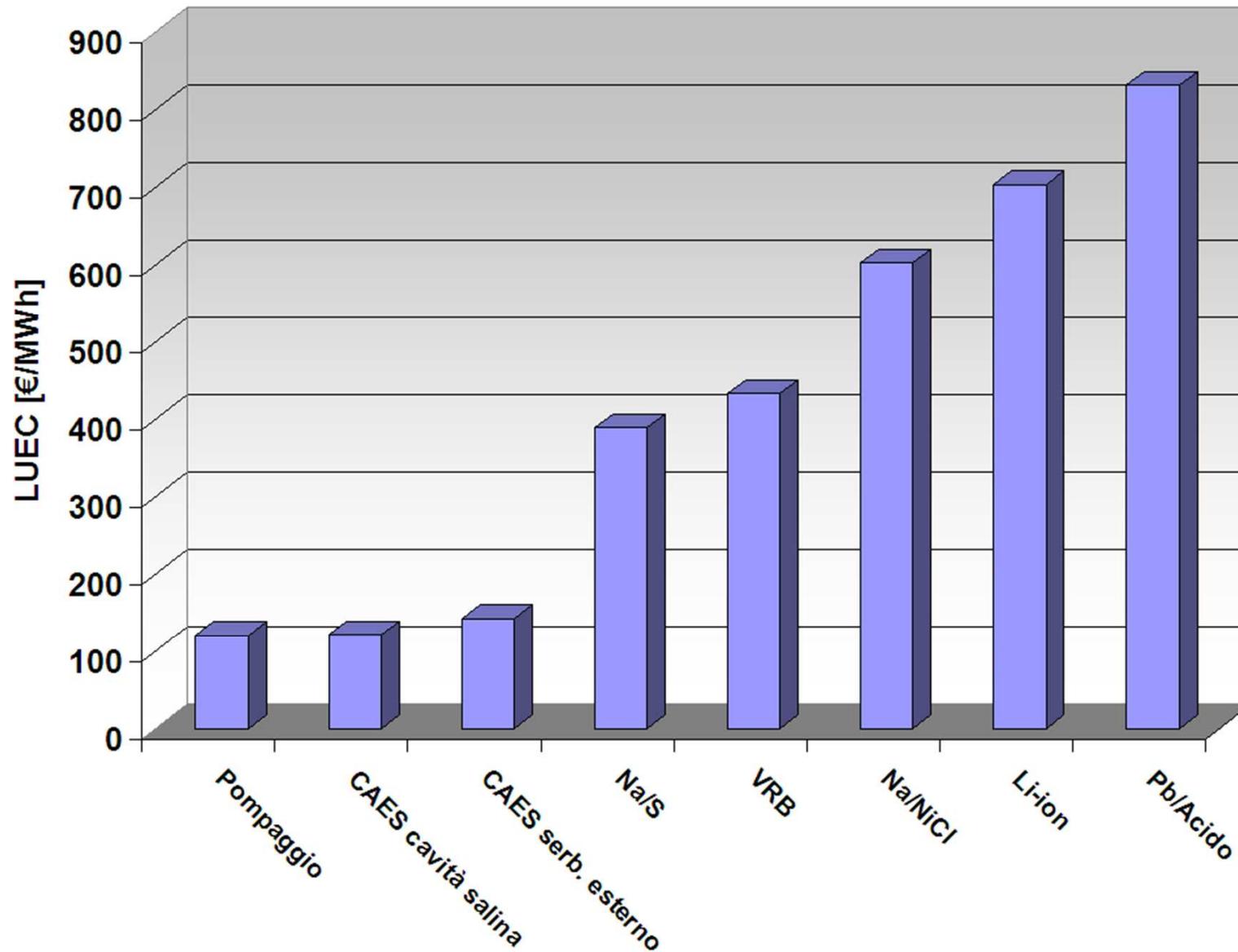
per gli impianti CAES, si è considerato un costo del gas naturale consumato pari a 40 €/MWh

II LUEC dei sistemi di accumulo per “time-shift”

II LUEC risultante

	Pompaggio puro	CAES cavità salina	CAES serbatoio esterno	Na/S	VRB	Na/NiCl	Li-ion	Pb/Acido
Rendimento [%]	80	65	65	85	70	90	95	80
Costi di investimento [M€/MW]	0,715	0,625	0,880	2,950	4,000	4,000	6,000	1,700
Costi di O&M [M€/MW/anno]	0,0054	0,0096	0,0096	0,06	0,1	0,06	0,05	0,06
Periodo di costruzione [anni]	5	3	3	1	1	1	1	1
Vita [no. cicli 80% DoD]	-	-	-	4.500	10.000	3.000	4.000	800
Vita [anni]	50	30	30	12	27	8	11	2
LUEC [€/MWh]	120	121	142	389	433	603	703	832

I costi dei sistemi di accumulo: risultato dell'analisi



Due conti sul piano batterie di TERNA ...

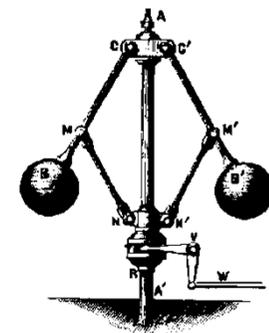
- 242 MW di batterie, per un costo complessivo di circa 1 miliardo €, ridurranno la MPE di 440 GWh
- Considerando batterie NaS da 7,2 MWh/MW ed assumendo una profondità di scarica massima fino all'80% della capacità ("80% DoD"), 440 GWh/anno implicano l'effettuazione di 316 cicli equivalenti di carica/scarica all'anno
- Poiché la vita delle NaS a 80% DoD è pari a 4500 cicli, la conseguente durata di vita sarà pari a 14 anni
- Se valorizziamo la MPE ad un ragionevole prezzo medio MGP di 80 €/MWh, con un rendimento delle batterie dell'85%, nei 14 anni otteniamo un valore dell'energia accumulata e reimpressa in rete di circa 420 M€
- **Quindi ad un costo di 1 G€ si recupera un valore di 0,42 G€ ...**

Due conti sul piano batterie di TERNA ...



– TERNA però:

- *considera anche il “valore aggiunto” di tale energia in quanto di origine rinnovabile, valutandolo pari al valor medio del prezzo dei Certificati Verdi degli ultimi 8 anni (90 €/MWh)*
- *assume di poter utilizzare le batterie anche per altri servizi (regolazione primaria e secondaria, riserva terziaria), che a loro volta aggiungono valore*



Tuttavia ...

- Il valore dei CV è più “parente” degli extra-costi delle tecnologie rinnovabili che delle esternalità ambientali positive che esse generano
- Se dal punto di vista dell’intera collettività ha senso valorizzare tali esternalità, il punto di vista economico del consumatore elettrico, che pagherà in bolletta le batterie, la questione è differente
- Infatti, sia in presenza che in assenza delle batterie, i CV saranno comunque erogati ai produttori eolici, seppur più in là nel tempo nel secondo caso, in seguito all’allungamento del periodo per il quale se ne ha diritto (cfr. art. 11, comma 8, decreto ministeriale 18 dicembre 2008)
- Infine, come detto in precedenza, occorre molta cautela nel sommare i benefici attesi dallo svolgimento contemporaneo di servizi diversi

Costi / benefici dei sistemi di accumulo

- I costi odierni dei sistemi di accumulo elettrochimici sono ben lontani dalla soglia di convenienza per un'applicazione di *time-shift* quale quella analizzata
- Riguardo l'applicazione per la riduzione della Mancata Produzione Eolica, la convenienza economica è quantomeno discutibile e l'efficacia degli accumuli per tale servizio va prima dimostrata sul campo
- Relativamente alla fornitura di servizi ancillari, la valutazione dei benefici è relativamente "semplice" per quei servizi che trovano valorizzazione sul mercato (es. regolazione secondaria e riserva terziaria)

Costi / benefici dei sistemi di accumulo

- Più difficile invece valorizzare adeguatamente i servizi obbligatori e non remunerati (es. regolazione primaria, supporto di tensione), che tuttavia hanno una valenza fondamentale per la sicurezza del sistema
- In ogni caso, non si possono semplicemente sommare i benefici relativi ai vari servizi, poiché il loro svolgimento è in buona parte alternativo
- Se c'è un'alternativa ai sistemi di accumulo (es. aumentare la banda di regolazione primaria richiesta agli impianti convenzionali, magari remunerando tale incremento), i costi evitati dell'alternativa diventano il termine di confronto
- Si può “non badare a spese” solo se non c'è un'alternativa e la sicurezza del sistema è a rischio ...

Conclusione

- In sintesi, i sistemi di accumulo elettrochimici, per livello di maturità tecnologica e per gli elevati costi, attualmente difficilmente possono costituire un'alternativa praticabile nella generalità dei casi per la fornitura di servizi a supporto del sistema elettrico
- Occorre quindi concentrare gli sforzi sia nelle attività di R&S, per migliorare le tecnologie e ridurre i costi, sia nella sperimentazione su piccola scala, per verificarne sul campo le prestazioni



*Grazie per
l'attenzione!*

massimo.gallanti@rse-web.it