

*Tecnologie di accumulo energetico,
un viatico per le rinnovabili*

Sistemi di accumulo di energia mediante aria compressa (CAES)

Paolo Savoldelli

Roma, 24 aprile 2013 - Università «La Sapienza»

SOMMARIO

Lo sviluppo e l'introduzione delle tecnologie atte ad immagazzinare l'energia elettrica, affinché sia disponibile per soddisfare la domanda, stanno diventando una necessità per una gestione economica ed efficiente delle reti elettriche.

L'accumulo energetico consente:

- di sfruttare pienamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) anche nei momenti in cui non è presente una richiesta
- di rendere maggiormente fruibile l'energia da queste prodotta, la cui potenza di uscita non potendo essere pienamente controllata dai gestori di rete, può anche configurare un disturbo per la rete stessa.

La presentazione illustra la tecnologia e le potenzialità dell'accumulo di energia sotto forma di aria compressa (CAES) e le attività svolte sul tema da RSE nell'ambito della "Ricerca per il sistema elettrico".

L'accumulo di energia elettrica: vecchie esigenze

Da decenni sistemi di accumulo vengono utilizzati nelle reti elettriche per ottenere un disaccoppiamento fra produzione e utilizzo dell'energia.

VANTAGGI:

- Minore necessità di avviamento/fermata di centrali termoelettriche
- Sfruttamento di energia prodotta a basso costo (ad es. carbone o nucleare importato) nelle ore di scarsa domanda: è il cosiddetto «time-shift»

è l'applicazione a cui sono stati prevalentemente dedicati gli impianti **idroelettrici di pompaggio**, che attualmente sono l'unico sistema implementato di accumulo energetico di grande potenza e capacità.

L'accumulo di energia elettrica: nuove esigenze

L'incremento dell'energia prodotta da **Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP)**, principalmente eolico e fotovoltaico, rafforza le esigenze di impiego dei sistemi di accumulo:

- Meno impianti termoelettrici mediamente in servizio:
 - minore disponibilità di servizi alla rete (regolazione di frequenza, bilanciamento, riserva, riaccensione)
- Aumentano le incertezze sulla produzione:
 - maggior necessità di riserva
- Picchi di potenza concentrati in aree ristrette:
 - più congestioni sulle reti
 - necessità di limitare la produzione di FRNP comunque remunerate
- Già più di 24 GW (con circa 33 TWh/anno) di FRNP, in aumento:
 - probabilità crescente di non assorbire, in alcune ore, tutta la produzione da FRNP

Potenze e produzioni da fonti rinnovabili

Fonte GSE 2013

Potenza Efficiente Lorda (MW)	2008	2009	2010	2011	2012 ¹
Idraulica	17.623	17.721	17.876	18.092	18.200
Eolica	3.538	4.898	5.814	6.936	7.970
Solare	432	1.144	3.470	12.773	16.350
Geotermica	711	737	772	772	772
Bioenergie ²	1.555	2.019	2.352	2.825	3.800
Totale FER	23.859	26.519	30.284	41.399	47.092

Produzione Lorda (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012 ¹
Idraulica	41.623	49.137	51.117	45.823	41.940
Eolica	4.861	6.543	9.126	9.856	13.900
Solare	193	676	1.906	10.796	18.800
Geotermica	5.520	5.342	5.376	5.654	5.570
Bioenergie ²	5.966	7.557	9.440	10.832	12.250
Totale FER	58.164	69.255	76.964	82.961	92.460

Le possibili soluzioni

Le esigenze elencate si possono soddisfare in diversi modi, complementari

1. Maggior flessibilità del parco di produzione termoelettrico
2. Generazione di flessibilità della domanda (ove possibile)
3. Previsione sempre più accurata della produzione da FRNP
4. Realizzazione di sistemi di accumulo dislocati presso gli utenti, o nelle reti di distribuzione
- 5. Realizzazione di sistemi di accumulo dislocati nella rete di trasmissione o direttamente presso gli impianti a FRNP**

L'opzione 1 è già ampiamente sfruttata, la 2 e la 3 iniziano a essere utilizzate e possono esserlo maggiormente, la 4 e la 5 sono opzioni emergenti.

I sistemi di accumulo hanno ampie prospettive di utilizzo e possono fornire un importante contributo per il pieno sfruttamento delle FRNP.

Utilizzi tipici e possibili degli accumuli

Accumuli nelle reti di trasmissione:

- “time shift”
- soluzione di congestioni (derivanti soprattutto da FRNP)
- regolazione di frequenza
- riserva
- riaccensione

Accumuli sugli impianti di produzione a FRNP:

- controllo del profilo di immissione (esigenza che può nascere anche da incentivazioni o obblighi in capo ai produttori FRNP)

Tipologie di accumulo di energia

Accumulo di energia meccanica

- Impianti di pompaggio idroelettrico: (energia potenziale gravitazionale)
- **Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage): accumulo sotto forma di aria compressa**
- Volani: (energia cinetica rotazionale)

Accumulo di energia elettrochimica

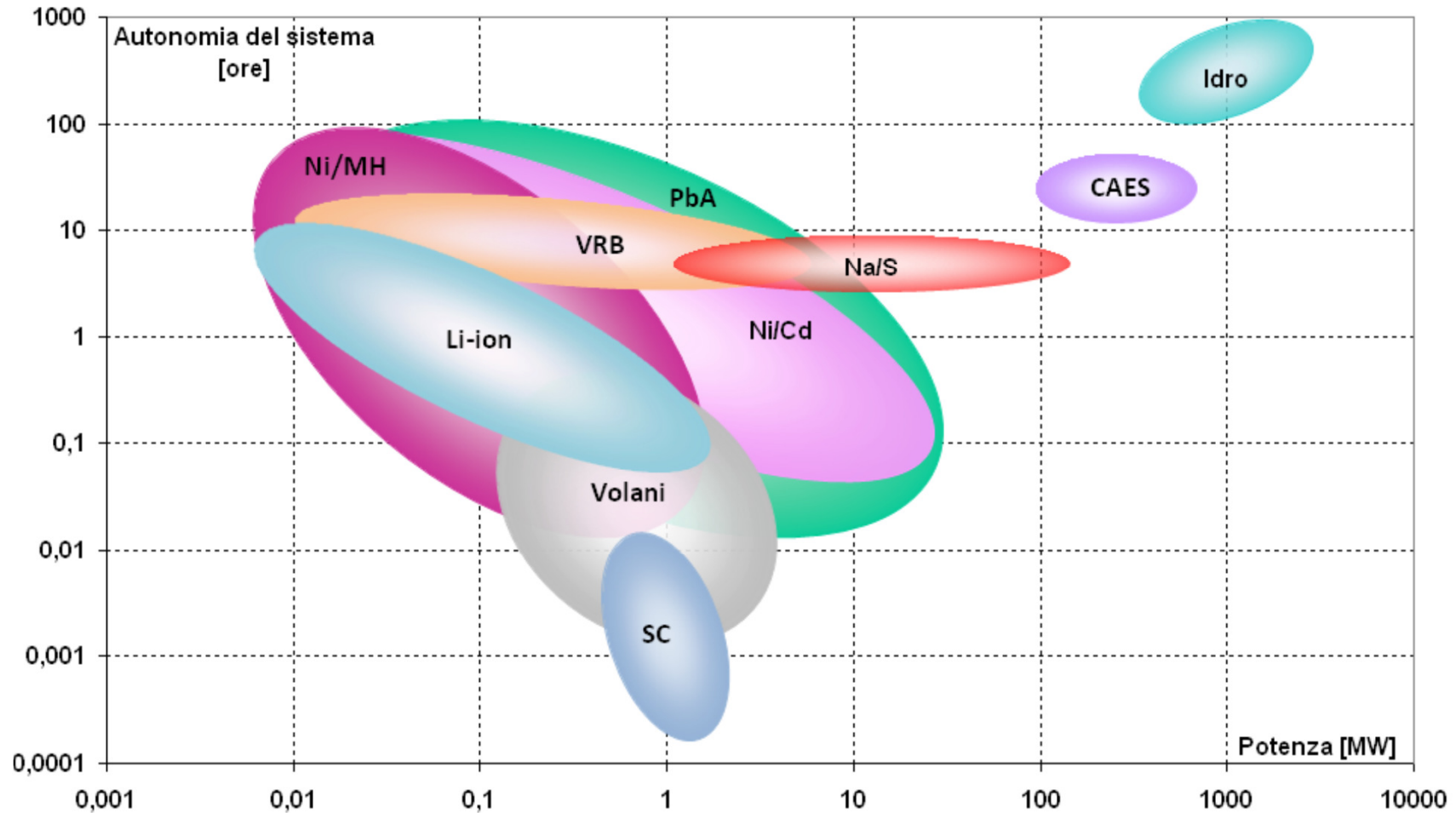
- Batterie

Accumulo di energia elettrostatica

- Supercondensatori

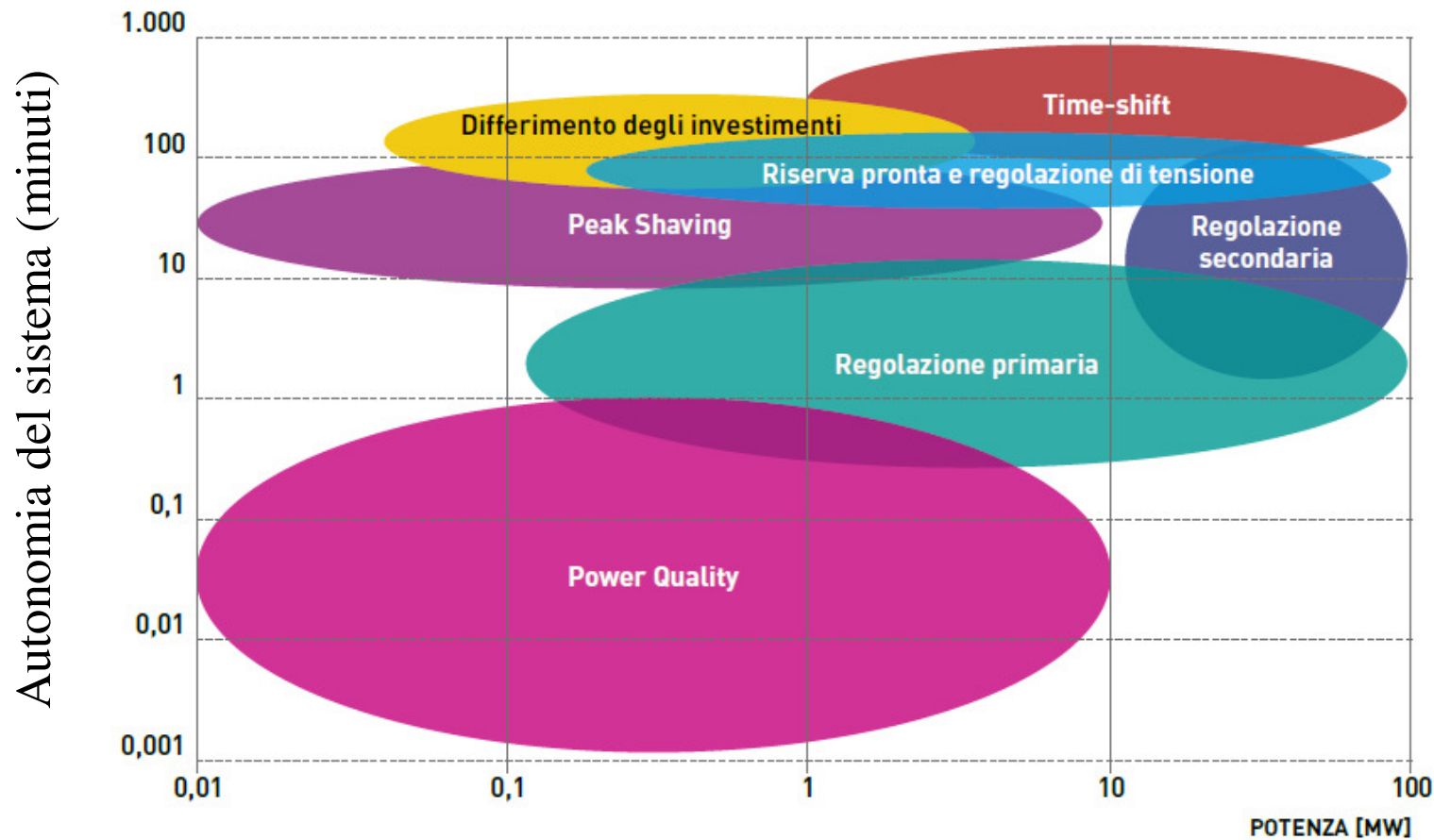
Confronto tipologie di accumulo

Confronto come potenza e autonomia per diverse tecnologie di accumulo



Confronto sistemi di accumulo

Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico
in funzione della potenza di scarica e dell'autonomia richiesta



Confronto sistemi di accumulo

Comparazione dei sistemi di accumulo per alcune applicazioni

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

Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

Nel CAES l'energia è accumulata sotto forma di aria compressa e viene restituita mediante un sistema tipicamente analogo ad un ciclo Brayton.

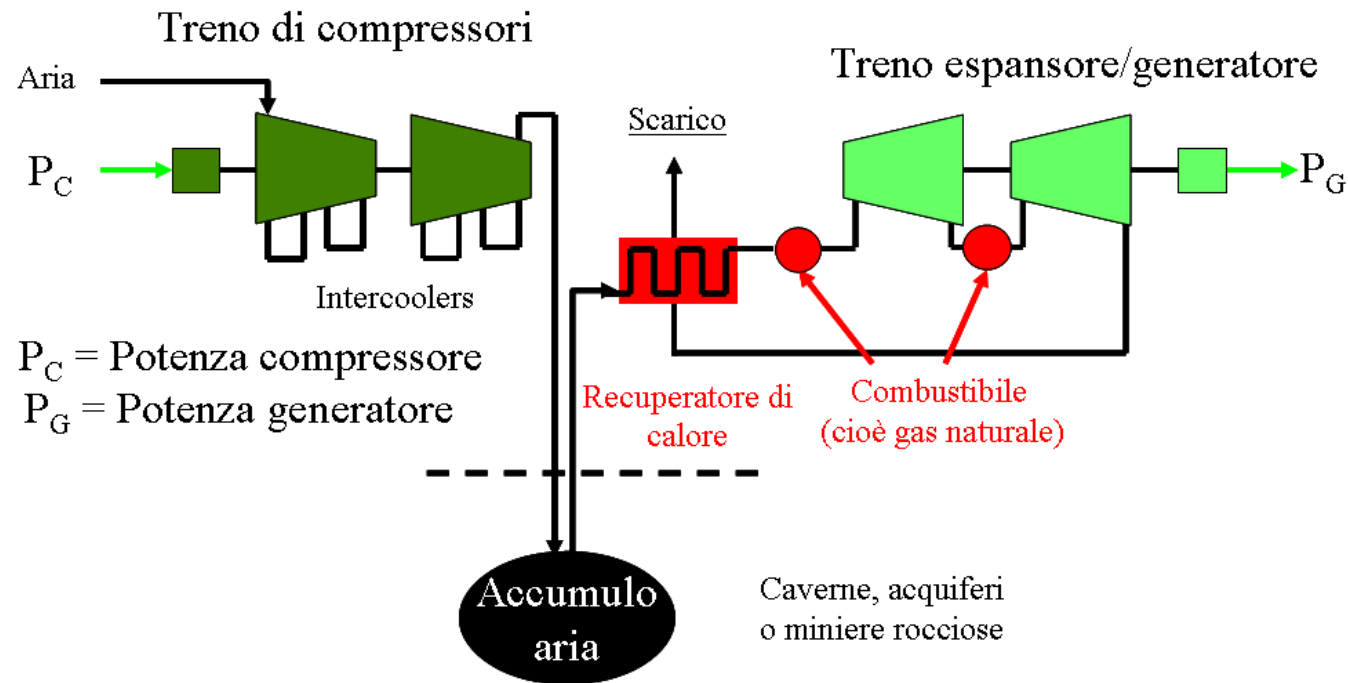
Un sistema CAES si compone di:

- **un compressore multistadio**, azionato da un motore elettrico durante i periodi di eccesso di produzione o bassa richiesta di energia elettrica;
- un sistema di **accumulo di aria compressa** (caverna salina caverna in roccia, acquifero profondo, serbatoi metallici);
- **una turbina a gas** che aziona un generatore, nella quale viene fatta espandere l'aria accumulata (opportunamente riscaldata.)

Diversamente dai gruppi TG **la turbina è fisicamente separata dal compressore**

L'indipendenza dei due componenti permette di disaccoppiare temporalmente la fase di assorbimento di energia (**compressione dell'aria**) da quella di produzione (**espansione dell'aria riscaldata**).

Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)



Sono possibili diverse tipologie di impianto CAES, differenziate principalmente in funzione dell'impiego o meno di combustibili aggiuntivi e delle modalità di compressione dell'aria: interrefrigerata, adiabatica o isoterma.

Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

Attualmente sono operativi solo due impianti **CAES**, definibili come **convenzionali**, entrambi basati su compressori interrefrigerati e riscaldamento dell'aria mediante combustori di gas o olio:

- Huntorf (Germania) da 290 MW (1978)
- McIntosh (Alabama, US) da 110 MW (1991)

Sono inoltre in fase realizzativa o di progetto alcuni **CAES adiabatici** nei quali oltre all'accumulo dell'aria compressa è previsto anche l'accumulo dell'energia termica resa disponibile dalla compressione:

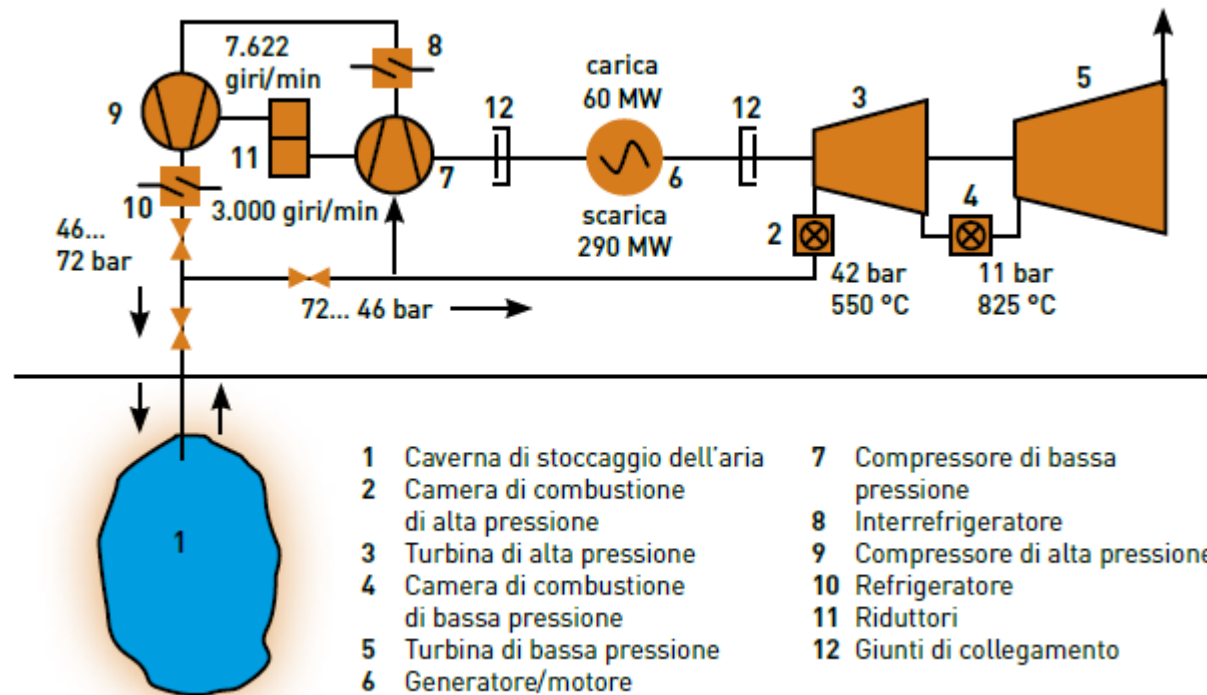
- ADELE (Germania) da 300 MW e 1 GWh (previsto 2016)
- Airlight Energy e ALSTOM taglia da definire 100 ÷ 500 MW e 0.5 ÷ 2 GWh

Completano la casistica alcuni progetti americani di **CAES** di piccola taglia, **denominati isotermi**, prevalentemente dedicabili ad accumulo di energia da fonte eolica.

Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

Schema e principali parametri operativi dell'impianto di Huntorf

(Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant, Energy Supply, Publication N° D GK 90 202 E, BBC)



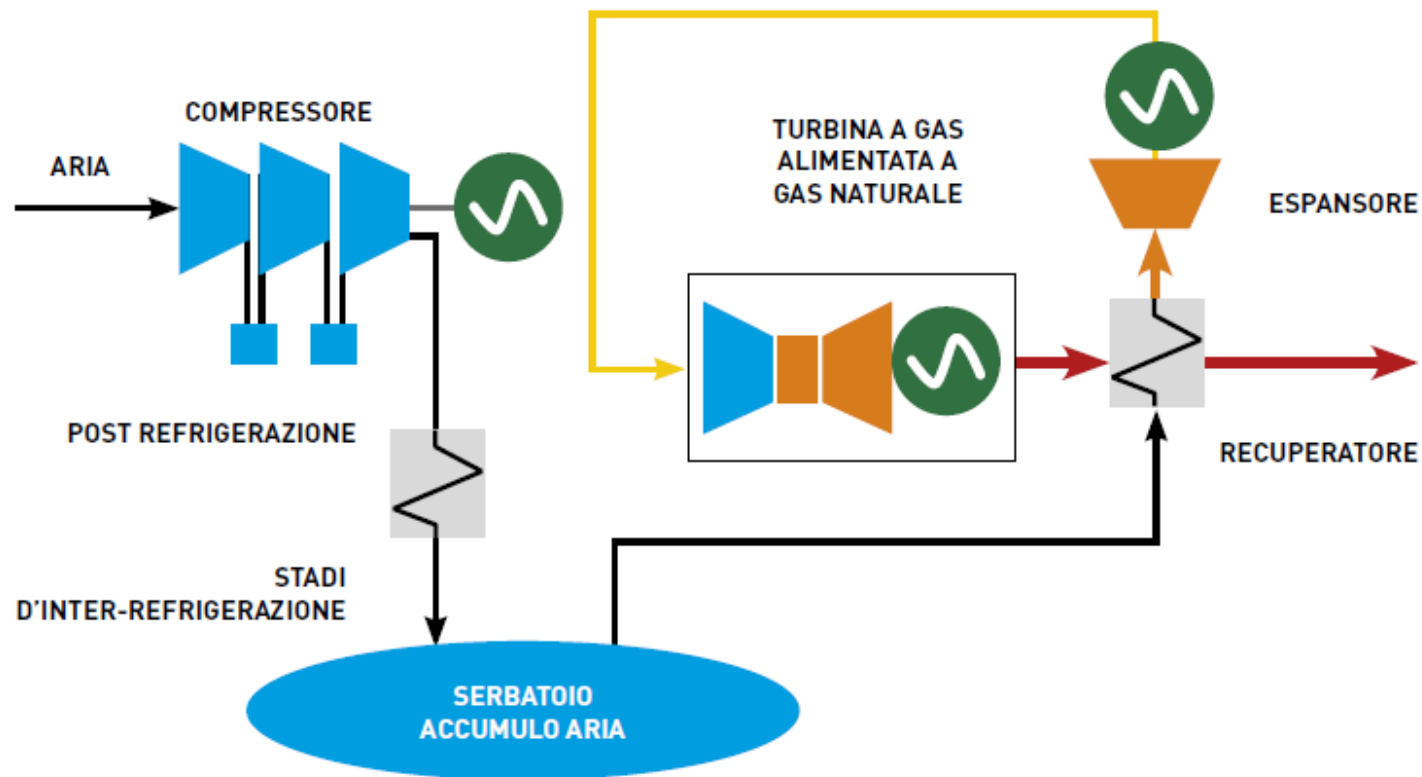
Variazioni della pressione

Fase di carica: 8 h con 2.5 bar/h - 46 → 60 bar, (max 72 bar) - 108 kg/s

Fase di scarica: 2 h con 10.0 bar/h - 66 → 46 bar, (min 22 bar) - 417 kg/s

Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

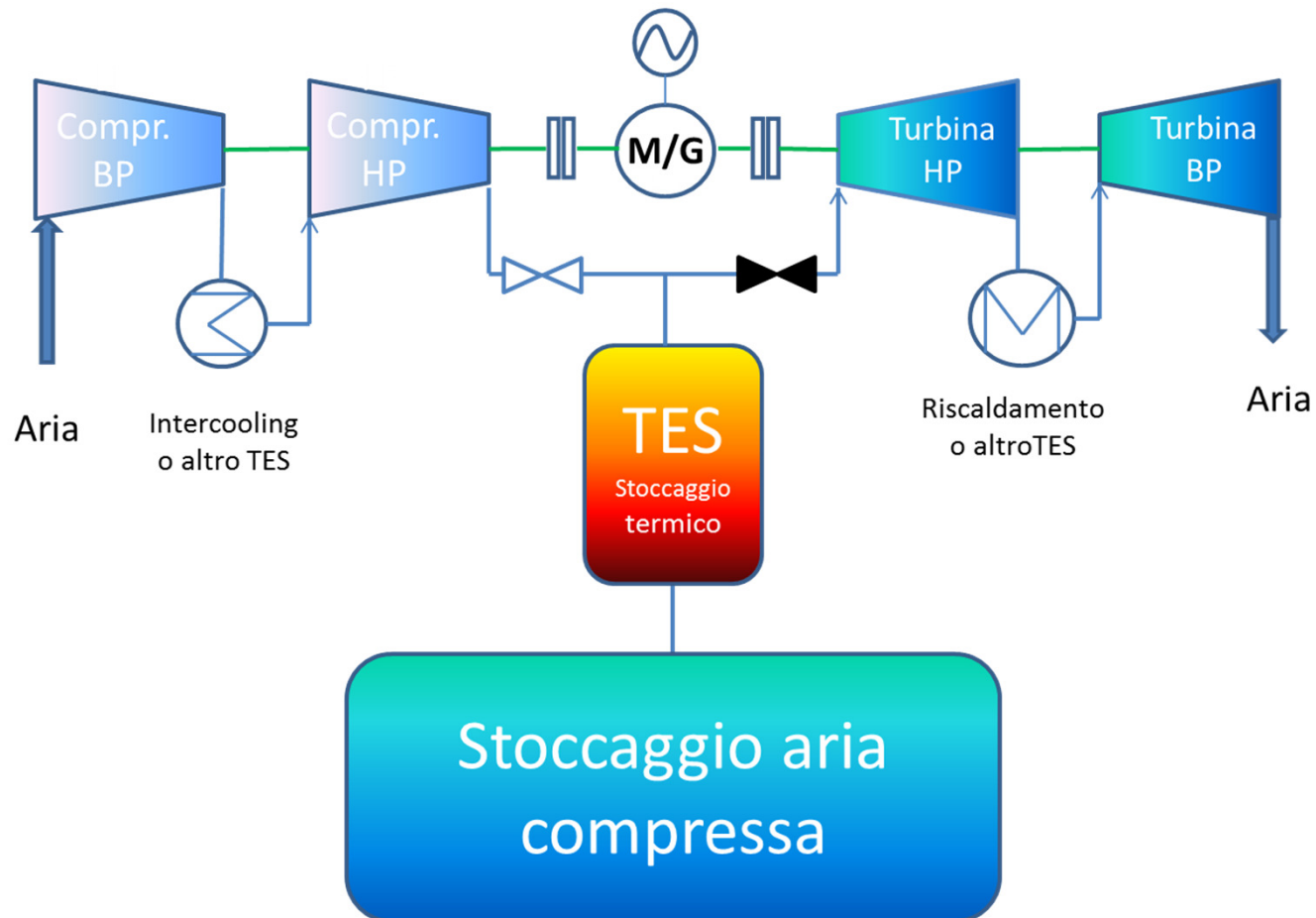
Ciclo ibrido CAES + turbina a gas (progetto EPRI)



CAES Adiabatico

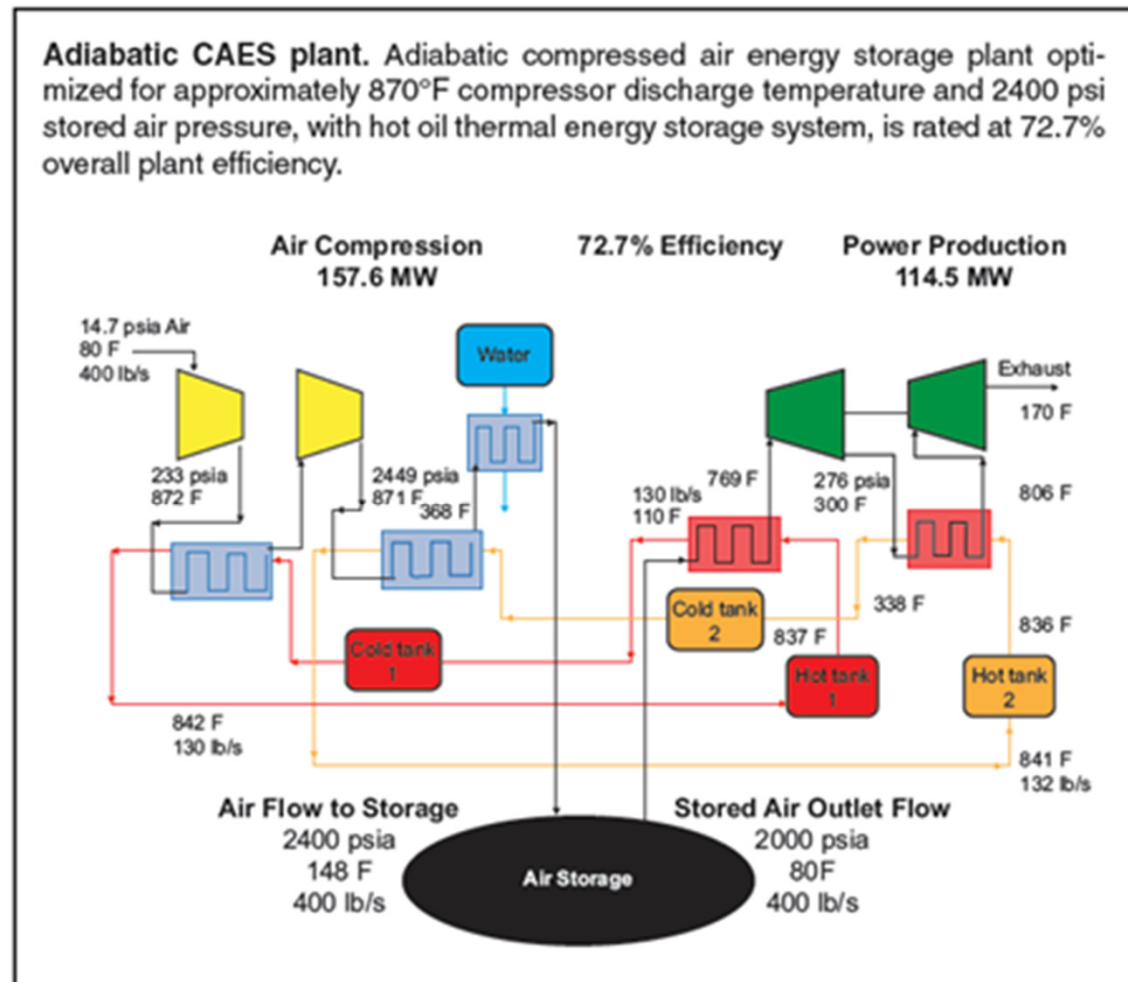
Schema di CAES adiabatico

ACAES

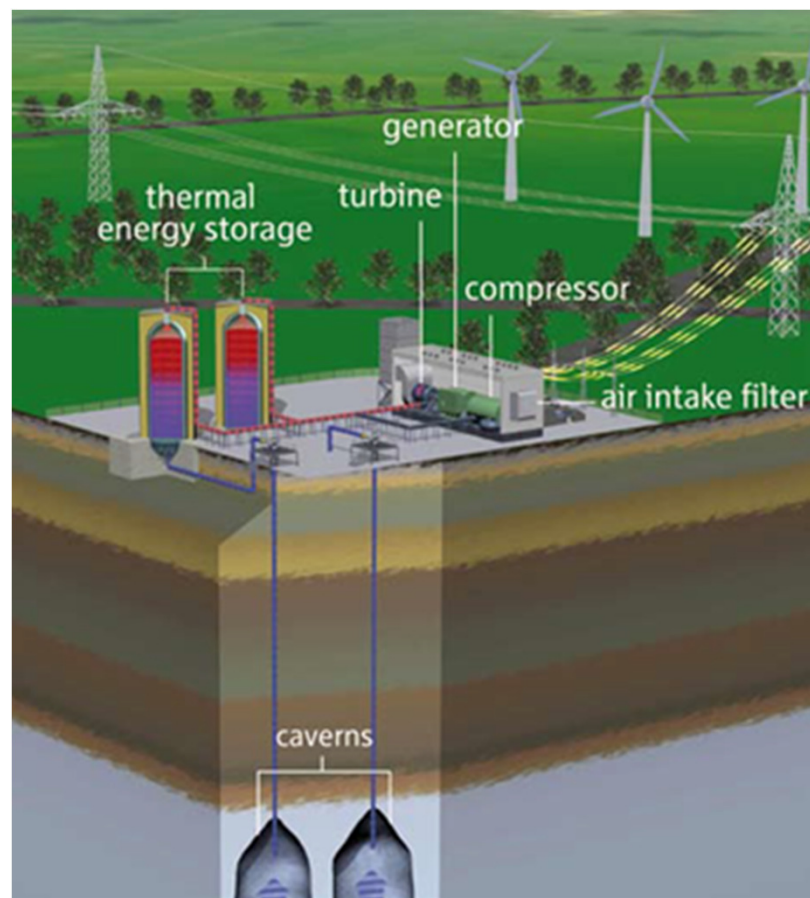


CAES Adiabatrico

Schema di CAES adiabatrico con doppio stoccaggio termico
(da Gas Turbine World Vol. 39 n. 5)



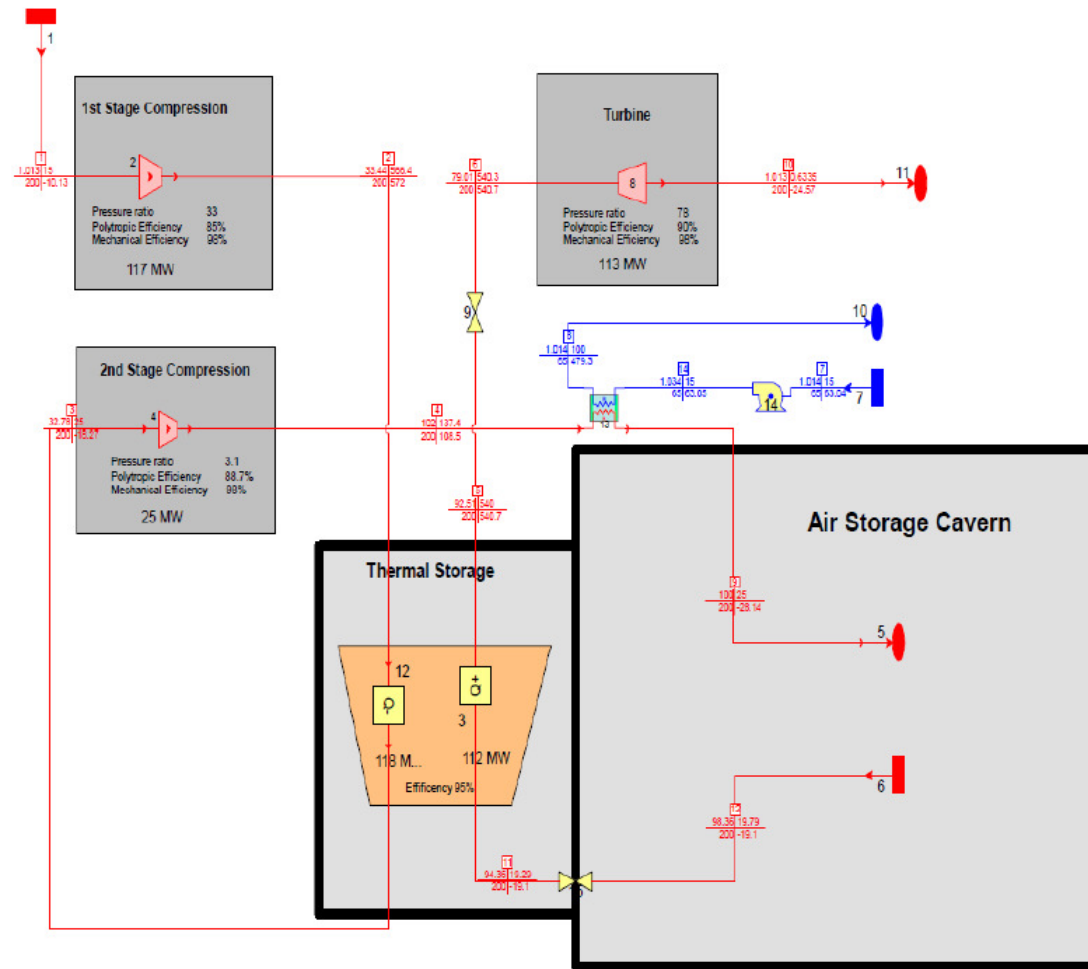
CAES Adiabatico



Visione prospettica dell'impianto ACAES del progetto ADELE
(da Brochure del progetto ADELE, RWE Power AG)

CAES Adiabatico

Schema del progetto di CAES adiabatico di AirLight Energy e Alstom Power da realizzare a Pollegio (Svizzera, Canton Ticino) con stoccaggi in caverna.



CAES Isotermo



Prototipo di CAES isotermo (ICAES di SustainX) da 1.5 ÷ 2 MW
realizzato con un compressore/espansore da 6 cilindri
(dal sito di SustainX)

**Attività di ricerca di RSE
sull'accumulo di energia
e sull'accumulo
mediante aria compressa**

Valutazione dei costi degli accumuli

- Per rendere confrontabili i costi, i diversi sistemi di accumulo sono stati valutati per un'applicazione di **“time-shift”**
- Per cogliere le opportunità di profitto in funzione del profilo dei prezzi i sistemi sono stati dimensionati per un funzionamento massimo di **6 ore equivalenti al giorno**
- Si è assunto un prezzo medio dell'energia elettrica acquistata pari a **45 €/MWh**
- L'analisi comparativa sui costi è stata effettuata in termini di “LUEC” (**Levelized Unit Electricity Cost**)
- Il “LUEC” è il prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da ciascun sistema di accumulo per coprire i costi relativi alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto ottenendo un determinato **ritorno sul capitale proprio investito.**

Valutazione dei costi degli accumuli

Parametri assunti 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	• 9% se vita tecnica ≥ 12 anni • incrementato per ammortare completamente nell'arco della vita tecnica, se quest'ultima è < 12 anni
Tasso di inflazione	2%

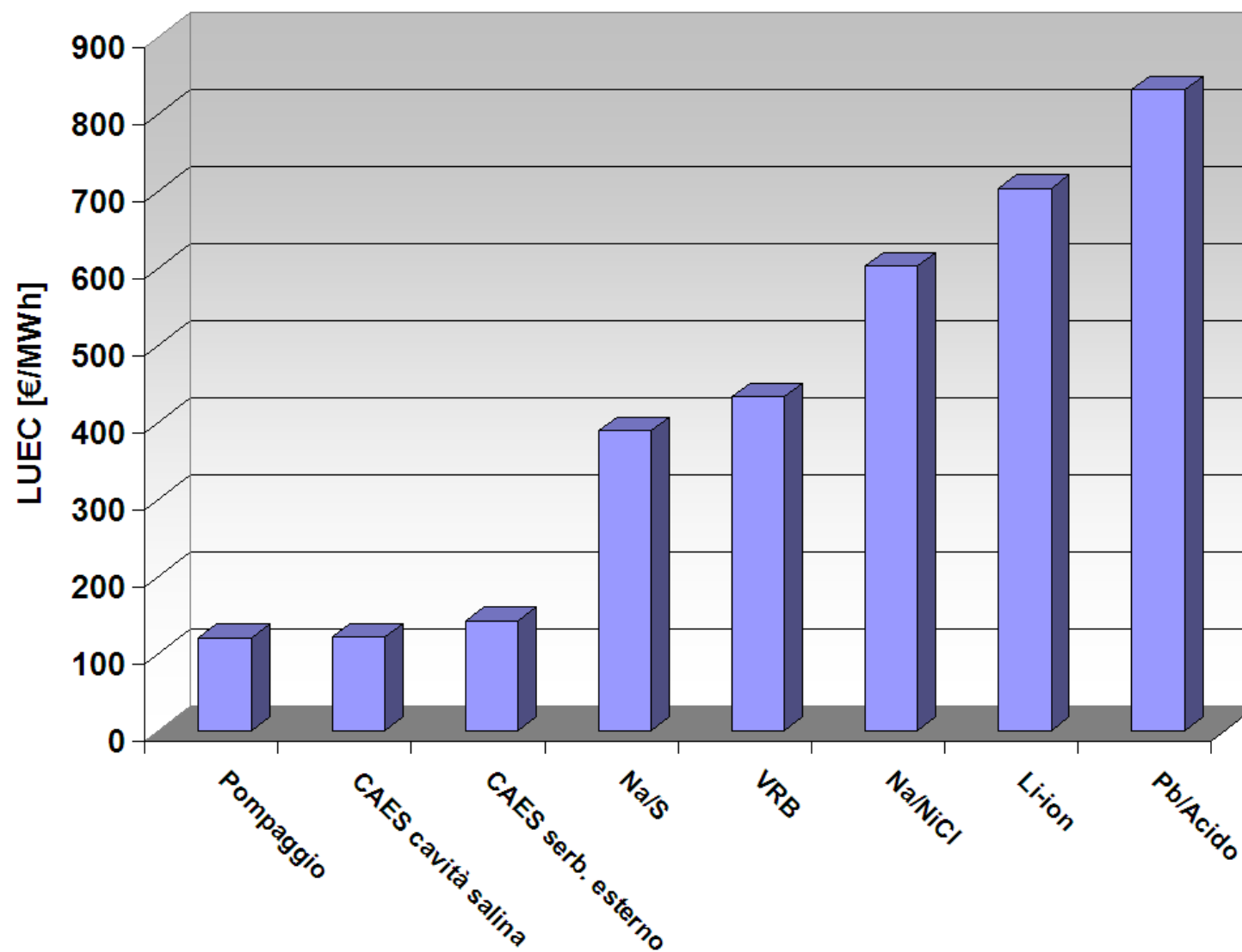
- per l'impianto di pompaggio è stata prevista la realizzazione di un solo serbatoio, a monte od a valle di uno già esistente
- per gli impianti CAES, il costo del gas naturale consumato è stato assunto pari a 40 €/MWh

Costi comparati dei sistemi di accumulo

Levelized Unit Electricity Cost (LUEC) per i diversi sistemi di accumulo, dimensionati per un funzionamento in generazione di 4 ore equivalenti a potenza massima al giorno

	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]	-	-	-	4500	10000	3000	4000	800
Vita [anni]	50	30	30	12	27	8	11	2
LUEC [€/MWh]	120	121	142	389	433	603	703	832

Costi comparati dei sistemi di accumulo



Attività di RSE sul CAES

Stima dei costi d'investimento

Per un impianto idroelettrico di pompaggio di riferimento

- 143 MW con salto utile 350 metri
- realizzazione di un solo serbatoio da 900000 m³ (a monte o a valle di uno già esistente).

I costi specifici di investimento risultano pari a **0.715 M€/MW** di cui:

- 0.50 M€/MW per il macchinario
- 0.08 M€/MW per la derivazione e la centrale in caverna
- 0.14 M€/MW per il serbatoio di accumulo.

Altri studi recenti (impianto di Campolattaro da 640 MW, Repower – 2011) riportano costi unitari complessivi tra 0.8 e 1 M€/MW, che porterebbe a LUEC comunque inferiore a 140 €/MWh.

Attività di RSE sul CAES

Stima dei costi d'investimento

Per un CAES convenzionale

- 173 MW in generazione e 64 MW in compressione
- stoccaggio dell'aria compressa in una cavità salina
- (oppure in un serbatoio esterno da 3000 tonnellate di aria a 50 bar).

I costi specifici di investimento risultano pari a **0.625 M€/MW** con cavità
0.880 M€/MW con serbatoio
di cui:

- 0.62 M€/MW per il macchinario
- 0.26 M€/MW per il serbatoio esterno.

Attività di RSE sul CAES

Costi specifici d'investimento

CAES convenzionali

- McIntosh (Alabama 1991; esistente) 110 MW 0.59 M\$/MW (attualizzato)
- Progetto Matagorda (Texas) (310 MW) 1.1 ÷ 1.26 M\$/MW
- Progetto Seneca (NYS) pare cancellato (210 MW) 2.30 M\$/MW

CAES Adiabatici

- Progetto ADELE di RWE (Stuttgart, Germania) (300 MW e 1.0 GWh) non noto (>1.0 M€/MW ?)
- Progetto di Airlight Energy e ALSTOM (100 MW) rendimento previsto 73% ÷ 75% dimostrativo in scala, con caverna artificiale, previsto nel 2013 1.0 M€/MW

Attività di RSE sul CAES

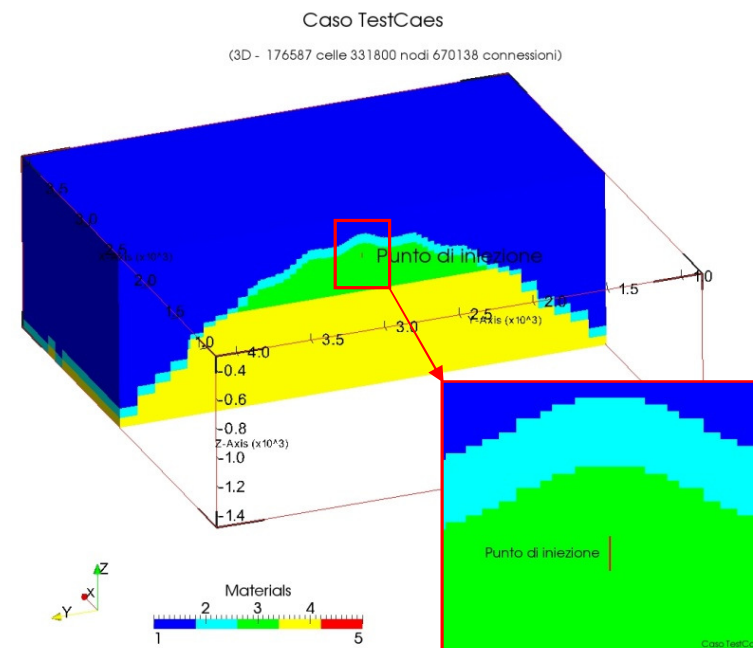
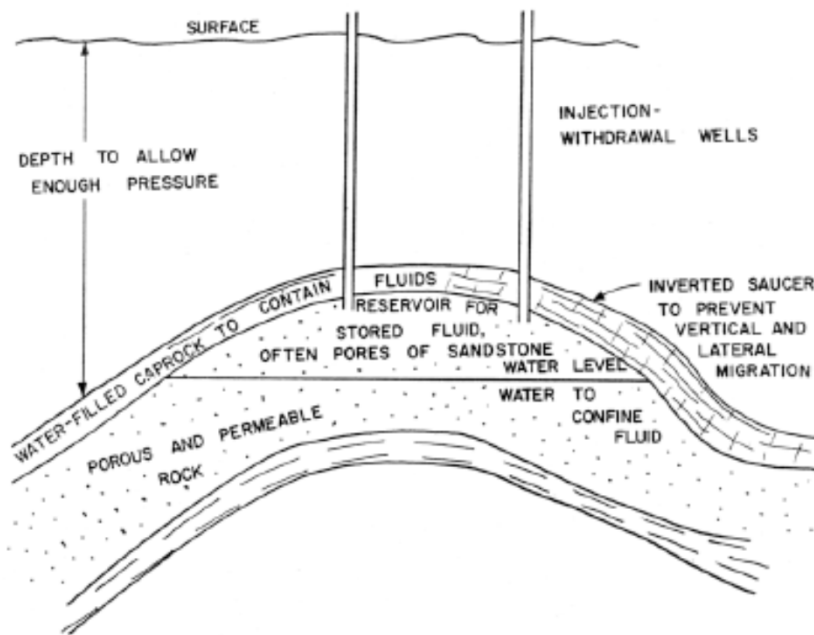
Costi specifici d'investimento

CAES Isotermi

- Impianto ICAES di SustainX: 2700 ÷ 3000 /kW
(1.5 ÷ 2 MW), efficienza circa 55%
- Impianto GCAES di General Compression Inc.: 800 ÷ 1000 \$/kW
(2 MW), efficienza round-trip stimata pari a 75 %
da connettere con un generatore eolico da 3 MW.
Stoccaggio (massimo 500 MWh) in serbatoio geologico salino.

Attività di RSE sul CAES

- **Identificazione delle tipologie di serbatoio geologico idonee per applicazioni CAES presenti sul territorio nazionale.**
- **Sviluppo di un codice per l'analisi dinamica della pressione di carica/scarica di un serbatoio realizzato in formazioni rocciose porose (acquiferi salini, giacimenti esauriti di petrolio o gas).**



Attività di RSE sul CAES

Modellazioni di possibili impianti CAES convenzionali

È stato sviluppato un codice atto a minimizzare il costo dell'energia elettrica prodotta per una taglia di espansore desiderata. Il codice identifica la taglia ottimale del treno di compressione e del volume del serbatoio geologico, per diverse zone di mercato, in funzione di predefiniti intervalli di acquisto e vendita dell'energia elettrica.

Modellazioni termodinamica stazionaria di CAES adiabatici e relativo accumulo termico mediante codici commerciali.

Attività di RSE sul CAES

Valutazioni di possibili applicazioni CAES innovative

Identificazione dei siti idonei sul territorio nazionale per la realizzazione e l'installazione di un CAES con serbatoio sottomarino.

Identificazione e valutazione di impedimenti e vincoli e normativi ed autorizzativi.



*Grazie
per l'attenzione*

Per informazioni:

<http://www.rse-web.it>

paolo.savoldelli@rse-web.it

Le attività RSE descritte sono state finanziate dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito dell'Accordo di programma tra RSE ed il Ministero dello Sviluppo Economico – D. G. Nucleare, Energie rinnovabili ed efficienza energetica – stipulato in data 29 luglio 2009 in ottemperanza del DM, 19 marzo 2009.