



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Analisi dei limiti di impiego di sistemi di accumulo, non elettrochimici, dell'energia elettrica

Davide Poli, Romano Giglioli



Università di Pisa - DESE

Report RdS/2012/253

ANALISI DEI LIMITI DI IMPIEGO DI SISTEMI DI ACCUMULO, NON ELETROCHIMICI, DELL'ENERGIA ELETTRICA

Romano Giglioli, Davide Poli (Università di Pisa, DESE)

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale

Progetto: Sistemi avanzati di accumulo di energia

Responsabile del Progetto: Mario Conte, ENEA

Esprimiamo un particolare ringraziamento all'Ing. Giulia Ludovici e all'Ing. Giovanni Lutzemberger per il contributo apportato nella fase di brainstorming.

Indice

Sommario	4
Introduzione	5
Possibili realizzazioni di mini impianti di accumulo di energia potenziale idraulica.	8
Tecnica CAES	11
<i>Panoramica sulla tecnologia CAES</i>	<i>11</i>
<i>Dimensionamento di un sistema di tipo mini-micro CAES.....</i>	<i>14</i>
Conclusioni	15
Appendice	16
Riferimenti bibliografici	19
<i>Curriculum scientifico degli autori</i>	<i>20</i>

Sommario

Viene presentata una disamina di alcune tecnologie per sistemi di accumulo di energia non elettrochimici di piccole e medie dimensioni , dalle decine al migliaio di kW, con capacità di accumulo, esprimibile in termini di ore equivalenti a piena potenza h_e , abbastanza elevata (1-4 h_e).

Le tecnologie prese in considerazione sono quelle dei sistemi con energia potenziale idraulica e ad aria compressa (CAES).

E' preliminarmente sviluppata un' analisi economica tesa ad individuare le prestazioni minime necessarie in termini di efficienza energetica del ciclo di carica-scarica (round-trip) di sistemi di accumulo in grado di svolgere il servizio di livellamento del prezzo dell'energia in rete. Dall'analisi emerge che difficilmente questi sistemi di accumulo si possono ripagare con questo servizio e, quindi, per un effettivo ritorno economico è necessari che possano svolgere altri servizi alla rete remunerati.

Introduzione

L'utilizzo di un sistema di accumulo secondo una logica di "trasferimento di energia", o "time-shift", consiste nell'acquistare (ed immagazzinare) energia nelle ore a basso prezzo, per poi rivenderla nelle ore in cui i prezzi sono più elevati.

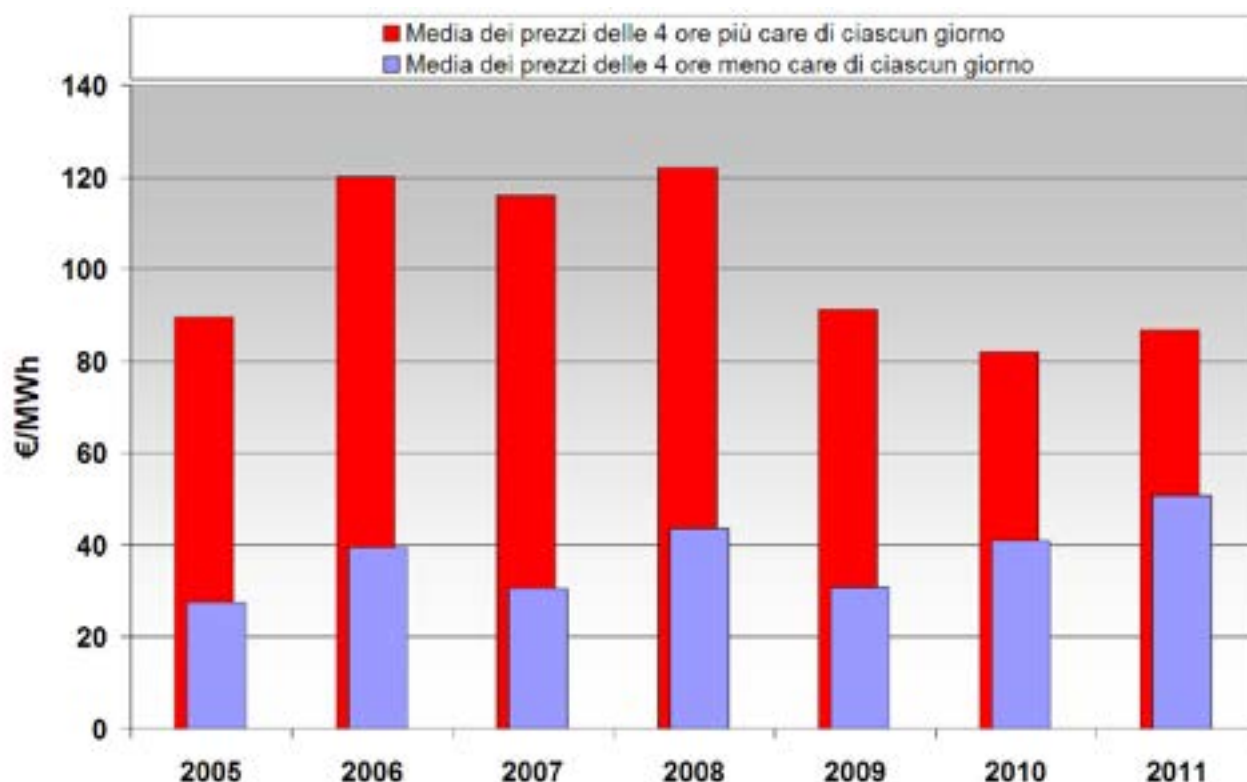
E' agevole dimostrare che questo tipo di esercizio è profittevole se il rendimento energetico (round-trip) del sistema di accumulo supera il rapporto fra il prezzo di acquisto e quello di vendita dell'energia.

A simili valutazioni sono state tradizionalmente asservite molte delle logiche di gestione degli impianti idroelettrici di pompaggio, peraltro affiancate:

- nei sistemi verticalmente integrati, da considerazioni inerenti l'esigenza di salvaguardare quote d'acqua per le emergenze, nonché riguardanti l'utilità dell'appiattimento del diagramma di carico giornaliero al fine di aumentare l'affidabilità del sistema e ridurre i costi di modulazione;
- nei sistemi liberalizzati, da strategie complementari volte a vendere parte della capacità dell'accumulo sui mercati della riserva, in maniera ex-ante (disponibilità) o ex-post (effettiva chiamata) a seconda della legislazione vigente.

Si noti che, nel caso degli impianti di pompaggio, la legislazione vigente nei principali sistemi elettrici occidentali prevede che in fase di acquisto il produttore paghi soltanto il prezzo dell'energia, al netto quindi degli oneri di trasporto e relative addizionali; in Italia ciò è sancito dal "Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica" (Del.199/11 AEEG, art.19.1). Questo comporta che, ai fini delle suddette valutazioni sul rendimento minimo round-trip e ipotizzando realisticamente una prossima estensione dell'attuale normativa per gli impianti di pompaggio ad ogni forma di accumulo elettrochimico, è rilevante solo il prezzo dell'energia, depurato da ogni onere di rete.

La seguente figura illustra il confronto fra la media dei prezzi dell'energia nelle 4 ore più care e quella nelle 4 ore più economiche di ciascun giorno, nel periodo 2005-2011 in Italia (Fonte: convegno RSE). Come si nota chiaramente, negli ultimi anni il rapporto di prezzo peak/off_peak è progressivamente sceso, esigendo quindi, ai fini della *profitability* di un accumulo, un rendimento round-trip che nel 2010 e nel 2011 è stato prossimo al 50%. Il motivo della recente riduzione del rapporto di prezzo giorno/notte va ricercato da un lato nella crisi economica, che ha ridotto il carico di punta e quindi il corrispondente prezzo di fascia alta (F1), dall'altro nella massiccia entrata in funzione di impianti fotovoltaici a priorità di dispacciamento, che hanno fatto scendere il carico diurno "contendibile" dei gruppi termoelettrici tradizionali, nonché le ore equivalenti di funzionamento di molte unità *mid-merit*, obbligandole a recuperare i costi di investimento aumentando il prezzo notturno dell'energia. L'anomalia dell'ultimo biennio potrebbe comunque essere riassorbita alla ripartenza del ciclo economico, riportando il rapporto di prezzo giorno/notte ad un più usuale 3:1.



Si noti che l'analisi svolta sulla media delle 4 ore più care e più economiche, che appare comunque realistica per il ciclaggio giorno/notte di un accumulo elettrochimico, filtra già in maniera significativa gli estremi superiori e inferiori di prezzo. Ad esempio, nel 2011 il prezzo massimo e minimo registrati dalla borsa elettrica sono stati rispettivamente di 10 e 165 €/MWh, mentre nel 2010 si è registrata una forbice 10-174 €/MWh. Questa osservazione fa intravedere ulteriori margini di *profitability* nel caso in cui la capacità dell'accumulo, o comunque la profondità del ciclaggio in servizio di puro trasferimento di energia, fosse inferiore alle 4 ore equivalenti.

Si tenga inoltre presente che:

- la figura precedente illustra un'elaborazione del PUN (Prezzo Unico Nazionale); in realtà, il vero prezzo di vendita riconosciuto sia operando nel Mercato del Giorno Prima che cedendo energia al GSE (Ritiro Dedicato) è pari al prezzo zonale, che in zona Sud e in Sicilia può essere significativamente più alto di quello diurno (rosso) illustrato in figura¹.
- per contro, il prezzo notturno di acquisto raffigurato in blu in figura può essere indicativo per un grosso impianto (oltre 10 MVA) che compri energia in borsa; nel caso dei piccoli sistemi di accumulo, è invece più realistico ipotizzare l'acquisto di energia sul mercato bilaterale o a tariffa di tutela (maggior tutela o salvaguardia). La conseguente esposizione a un prezzo medio di fascia F3, anziché al prezzo orario, si può tradurre in prezzi medi notturni di acquisto lievemente superiori a quanto riportato in blu in figura. Ad esempio, nel 2011, ipotizzando di acquistare energia sul mercato bilaterale con uno sconto del 6% rispetto alla tariffa di maggior tutela (prezzo medio trimestrale sostenuto dall'Acquirente Unico) il prezzo medio di fascia F3 sarebbe stato di 57 €/MWh, contro i 50 €/MWh riportati in figura.

Quanto esposto riguarda i ritorni economici in termini di bilancio di esercizio: banalmente avendo un sistema di accumulo con un rendimento di round-trip del 50% l'energia in fase di accumulo deve essere comprata almeno alla metà del prezzo di vendita durante l'erogazione in rete, che, come prima mostrato è, nella situazione attuale del mercato italiano, già al limite se non addirittura del tutto sfavorevole. Ciò

¹ Per effetto della definizione del PUN (media pesata dei prezzi zionali, assumendo come peso il carico), solitamente i prezzi zionali del Nord e Centro Nord (aree ad alto carico) sono sì inferiori, ma molto prossimi, al PUN.

implica che se si vuole effettuare un servizio di price leveling occorrono sistemi di accumulo con efficienze di ciclo carica-scarica maggiori del 50%, ragionevolmente occorrerebbe stare almeno sul 60% per tener conto anche degli oneri di conduzione e di manutenzione.

Rimane quindi da verificare come si può disporre di ulteriori introiti per coprire gli oneri di ammortamento e gli utili di impresa.

La soluzione più immediata è quella di disporre di sistemi di accumulo con efficienza maggiore: con calcoli piuttosto banali si verifica immediatamente che, anche con sistemi di accumulo con rendimenti del 90%, occorrerebbe disporre di impianti con un costo minore di 50€/kWh, certamente impossibile con le attuali tecnologie. Occorre quindi che l'impianto sia in grado di effettuare altri servizi remunerati. Nella tabella riportata di seguito sono indicati i valori di possibili servizi espletabili dai sistemi di accumulo (ripresi da "Demand Response of urban transport systems: a help for deploying the new Smart Grid paradigm" S.Barsali, R.Giglioli, D.Poli, F. Vellucci- CIGRE' - Bologna – 2011).

Net Present Value (€/kW over a decade) of the economic benefits expected for different services										
POWER SERVICES							ENERGY SERVICES			
Security					PQ	Access	Security	PQ	Access	Energy effic.
Peak shaving (generation capacity)	Congestion resolution	Islanding	Ramp	Black Start-up	V regulation, active filter, dip, flicker, microinterr.	Peak shaving (network capacity)	Load leveling Valley filling	Medium and long interruptions	Network capacity (several hours/day)	Primary conversion and transport losses
400	50	1000	600	180	350	250	400	250	250	90
÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷
600	150	1200	800	200	800	300	600	400	400	120

Le considerazioni riportate in precedenza sono per affermare che, ragionevolmente, se si vuole avere degli impianti di accumulo dell'energia elettrica dedicati alla rete non eccessivamente penalizzati sul bilancio economico, occorre che siano in grado di avere un'efficienza del ciclo carica- scarica almeno del 65-70%.

Se si escludono i sistemi di accumulo elettrochimici e quelli elettromagnetici, le tecnologie in grado di esprimere i rendimenti sopra indicati sono: l'accumulo potenziale idrico (in gergo tecnico "sistemi di pompaggio"), l'accumulo cinetico nei volani, l'accumulo potenziale di gas compressi, più usualmente aria (CAES).

L'accumulo cinetico nei volani è adatto a servizi di potenza, poco per quelli di energia perché richiederebbe costruzioni con masse eccessivamente grandi, complicando molto la costruzione, e variazione di velocità molto ampie, con conseguenti complicazioni nei sistemi di conversione elettromeccanici. Infatti i pochissimi attuali costruttori producono sistemi con potenze dell'ordine 10-100 kW e durate di scarica dell'ordine di 0,1-0,3 h_e.

Si è quindi ristretta l'analisi delle possibili tecnologie a quella potenziale idrica e a quella ad aria compressa. In merito dobbiamo però subito considerare che queste tecnologie hanno efficienze maggiori di quelle indicate come limite in precedenza:

- la potenziale idraulica è quella più sviluppata storicamente e gli attuali più moderni impianti possono superare il 70% di efficienza di ciclo,

- gli impianti CAES possono anche essi arrivare al 70%,

ma, in entrambi i casi, si hanno impianti dell'ordine delle centinaia di MW.

Dovendo prendere in considerazione impianti tra 10 e 1000 kWh , quindi con uno scaling down di almeno 10000 nella taglia, le efficienze di ciclo saranno più basse ed i costi unitari più alti. Ciò implica di necessariamente pensare ad un impiego di questi impianti di media-piccola taglia dove si possono effettuare molti servizi di rete ben remunerati.

Entrambe le tecnologie sono oggi, come già detto, presenti in realizzazioni di potenza grande (centinaia di MW) e richiedono la disponibilità di siti naturali per la realizzazione di bacini per l'accumulo dell'acqua o di "caverne" per l'accumulo dell'aria. La riduzione di taglia, pur con le penalizzazioni in termini di costi unitari e rendimenti indicati sopra, può invece avere il vantaggio di poter avere più flessibilità nel reperire o costruire gli spazi per l'accumulo dell'acqua e dell'aria: nei due capitoli seguenti saranno esposte alcune idee in tal senso.

Possibili realizzazioni di mini impianti di accumulo di energia potenziale idraulica.

Analizzando le tre componenti principali della costruzione di un sistema di "pompaggio" : opere civili, impiantistica e macchinario idraulico, sistema di conversione elettromeccanico e interfacciamento alla rete elettrica, si può dare un ordine di grandezza dei costi unitari e delle efficienze energetiche come riportato nella tabella seguente.

	Costi €/kW	Efficienza %
Opere civili	600 - 2000	---
Impiantistica e materiale idraulico	300 – 500	75 - 92
Conversione elettromeccanica ed interfaccia rete	200 - 300	85 - 98
Efficienza complessiva di roundtrip		55 – 82 (molto variabile con la taglia)

E' immediato notare come l'incidenza delle opere civili sia preponderante e i valori più alti sono per gli impianti più piccoli e/o per quelli posti in siti più "difficili".

Dovendo considerare impianti di piccola potenza (dalle decine di kW al MW) per cui i costi del macchinario sono più alti e le efficienze più basse, la soluzione più "banale" è quella di non sostenere le spese delle opere civili : perché già esistono o perché i siti sono già strutturati.

A sostegno di questa soluzione sono proposti di seguito tre esempi realistici.

Esempio di sfruttamento di un impianto di innevamento artificiale.

E' il caso di un impianto di innevamento artificiale posto sulle alpi, vedi figura 1, che ha un bacino di raccolta delle acque a circa 1000 metri sopra il punto di prelievo dell'acqua, da fiume. L'impianto è dotato di tubazioni, pompe e bacino quindi con l'aggiunta di una turbina nel punto di prelievo si può facilmente rendere l'impianto reversibile con un costo molto piccolo.

L'attuale sistema di pompaggio ha una portata di circa 150 l/s in grado di avere una potenza di oltre 1MW, ed un volume di acqua prelevata dal bacino in 8h pari a circa 1% del volume del bacino, sostanzialmente non influente sull'esercizio della funzione principale quella per l'innevamento (peraltro necessaria solo per pochi giorni in inverno).

Indubbiamente una condizione molto favorevole e anche replicabile in molte aree d'Italia.

Purtroppo da una prima verifica idraulica sulle perdite di carico nella tubazione e dell'efficienza delle pome esistenti, anche nell'ipotesi di una turbina con efficienza del 90% , il rendimento energetico di round-trip è risultato di circa il 50% rendendo difficilmente percorribile le realizzazione. Questo perché l'impianto costruito con lo scopo di pompare acqua per poche ore anno non è stato ottimizzato in termini di efficienza ma solo rispetto al costo di costruzione.

In sintesi l'idea di utilizzare le strutture per gli impianti di innevamento artificiale può essere molto interessante, ma ne va verificata sempre l'efficienza di round-trip e poi va sviluppato un progetto con alcune modifiche all'impianto in modo da avere un esercizio come sistema di accumulo economicamente sostenibile.

E' invece interessante suggerire la soluzione per gli impianti da realizzare in modo che fin dal primo progetto si metta in conto la valutazione della ulteriore funzione di accumulo.

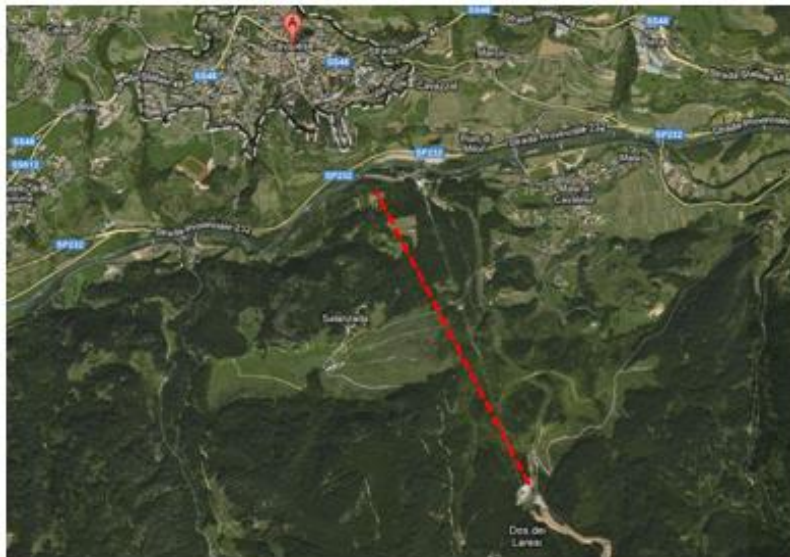


Figura 1

Esempio di utilizzazione di cava a cielo aperto esaurita.

Nella figura 2 è mostrato un sito dell'area meridionale in cui sono presenti cave di pietra da costruzione di grandi dimensioni alcune delle quali esaurite. Le cave sono in altezza a circa 150-200 metri rispetto al limitrofo lago salato. L'impermiabilizzazione e la costruzione di condotte di adeguate dimensioni permetterebbe, con stima molto approssimativa, la realizzazione di un sistema di accumulo di 2-4 MW con 4-8 h_e con un costo di prima stima di 1200 €/kW con efficienza di round-trip del 75%.

Poiché l'area è ad altissima densità di impianti eolici, il sistema di accumulo potrebbe usufruire anche di un consistente introito per i servizi di potenza.

L'idea, ancora non ben sviluppata, trova un ostacolo nel fatto che le cave dismesse sono "appetibili" come siti per discariche.



Figura 2

Esempio di sistema antincendio

Nella figura 3 dell'area geografica posta nell'Italia centrale è mostrato un lago artificiale in quota (circa 400m sul livello del mare) utilizzato come serbatoio antincendio. Nella stessa figura si evidenzia un'area (quasi a livello del mare) facilmente strutturabile come bacino inferiore.

Anche in questo caso, come i due precedenti, con costi dell'ordine di 1000-1500 €/kW sarebbe possibile realizzare un sistema di accumulo da 2-4 h_e ad alto rendimento.

Si potrebbe obiettare che agendo su un sistema adibito alla sicurezza non si deve interferire con la disponibilità del volume d'acqua per l'antincendio. In pratica il sistema di accumulo dovrebbe utilizzare solo una frazione piccola (ad esempio 1/10) del volume del serbatoio antincendio e comunque durante l'emergenza l'impianto può facilmente invertire il flusso e ricaricare il bacino superiore.



Figura 3

Quanto esposto con gli esempi precedenti, permette di poter suggerire lo sviluppo di una indagine territoriale a livello nazionale per identificare siti che possano disporre di strutture atte a minimizzare i costi delle opere civili per i sistemi di accumulo e nello stesso tempo realizzare una nuova funzione che possa portare reddito alle strutture esistenti.

Tecnica CAES

Panoramica sulla tecnologia CAES

La tecnologia CAES (Compressed Air Energy Storage) consiste nell'accumulo di energia sotto forma di aria compressa stoccata in opportuni serbatoi, quando la richiesta del carico elettrico è bassa, e nella produzione di energia elettrica, quando si verificano dei picchi del carico, attraverso le seguenti fasi:

- 1- rilascio dell'aria compressa dal serbatoio,
- 2- riscaldamento dell'aria ad alta pressione,
- 3- espansione attraverso una turbina collegata ad un generatore elettrico.

Poiché il compressore e l'espansore operano in tempi diversi, la tecnologia CAES offre vantaggi significativi rispetto ai convenzionali cicli con turbina a combustione, dove approssimativamente il 55%-70% della potenza dell'espansore viene utilizzata per muovere il compressore.

Nella seguente figura è rappresentato in modo semplice il diagramma di concetto di un impianto CAES.

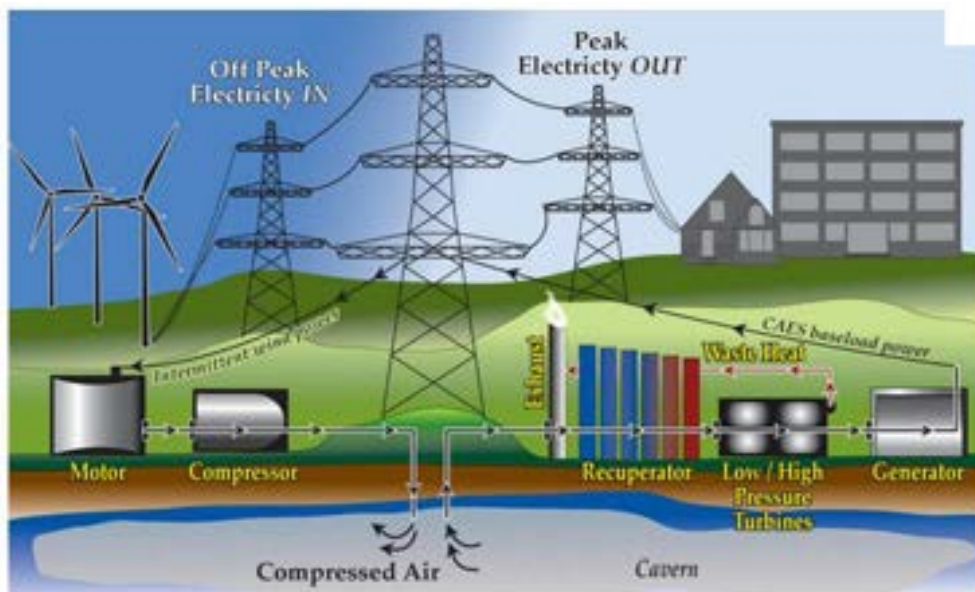


Figura 4: Schema di concetto di un sistema CAES.

Lo studio tecnologico del CAES ha più di 40 anni, e ha avuto una reale applicazione a partire dagli anni '70; al momento esistono solo due impianti operanti : l'impianto di Hurtuf (Germania) da 290MWe, il primo ad essere costruito ed operante dal 1978, e l'impianto di McIntosh (1991) da 110MWe. Attualmente molti progetti sono in via di sviluppo e troveranno a un'applicazione reale nei prossimi anni [1].

Uno schema di principio di un impianto CAES è riportato in Fig. 4 [2]. Come si vede dalla figura l'impianto è composto da due parti separate da una frizione: una per la compressione e l'altra per l'espansione. Durante la fase di compressione, il motore-generatore è usato come motore per azionare i compressori che lavorano durante i periodi di minore richiesta del carico. Il compressore pompa aria ad alta pressione in un serbatoio sotterraneo (cupola di sale, mezzo poroso o roccia), mentre la sezione dell'espansore è scollegata e l'impianto utilizza l'alimentazione della rete elettrica esterna. Quando è richiesta la generazione, l'espansore è collegato al motore-generatore, che agisce come un generatore per produrre energia elettrica. L'aria proveniente dal serbatoio è preriscaldata in un recuperatore, che utilizza il calore di scarico dell'espansore, poi può essere ulteriormente riscaldata in una camera di combustione prima di entrare nel sistema di espansione. Approssimativamente, un kWh di elettricità prodotta richiede circa 0.75 kWh di energia di compressione e 4200 kJ di carburante.

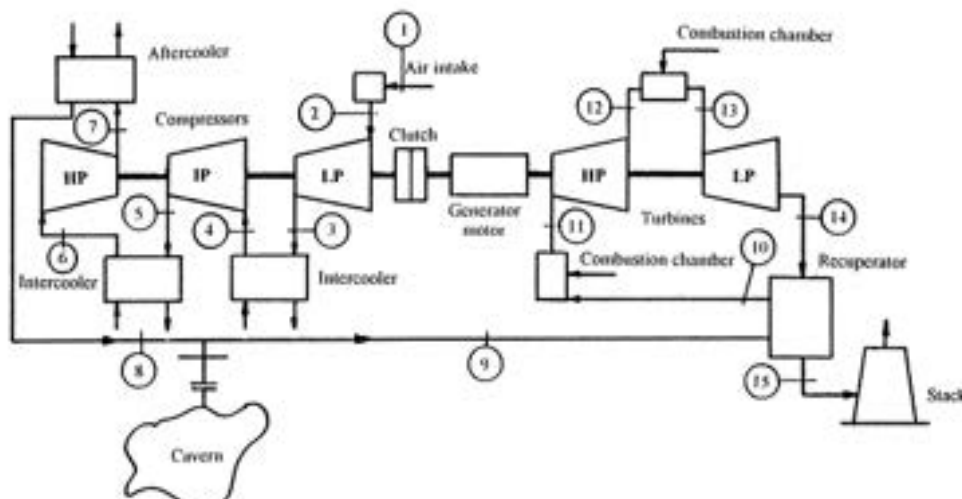


Figura 5: Diagramma schematico di un sistema CAES.

L'efficienza di un ciclo di questo tipo è intorno al 65%.

Esistono diverse varianti dei sistemi CAES come, ad esempio, quello riportato nella seguente figura:

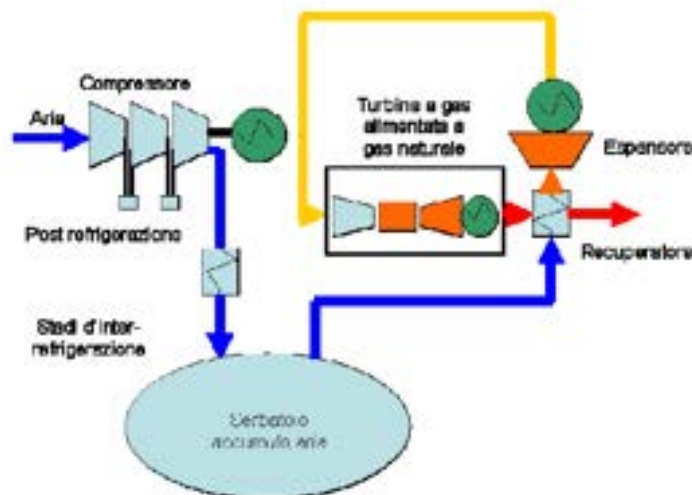


Figura 6: Ciclo CAES + turbina a gas progetto EPRI.

I dispositivi CAES possono differire in base al tipo di accumulo; se adiabatico, tutto il calore della compressione è trattenuto nel serbatoio, isolato dall'ambiente esterno, e poi rilasciato con l'espansione. Il progetto tedesco Adele prevede la realizzazione di un impianto di questo tipo da 300MWe, con un'efficienza del 70%.

Esiste inoltre un'ulteriore soluzione, in cui il calore prodotto durante la compressione viene dissipato da un intercooler e successivamente, durante la fase di produzione, l'aria viene riscaldata prima dell'espansione.

I rendimenti di questo tipo di impianti sono solitamente più bassi di quelli di un sistema ad accumulo adiabatico, tuttavia questa soluzione ha un maggiore successo perché più facilmente realizzabile.

Le soluzioni CAES di larga scala sono molto legate alla morfologia del territorio per questo una soluzione di più piccola scala (micro CAES), che impieghi dei serbatoi artificiali, può essere un sistema di accumulo efficace, soprattutto nelle reti distribuite, poiché unisce l'accumulo energetico insieme alla generazione proveniente da varie forme di calore. Un sistema micro CAES è illustrato nella seguente figura 7:

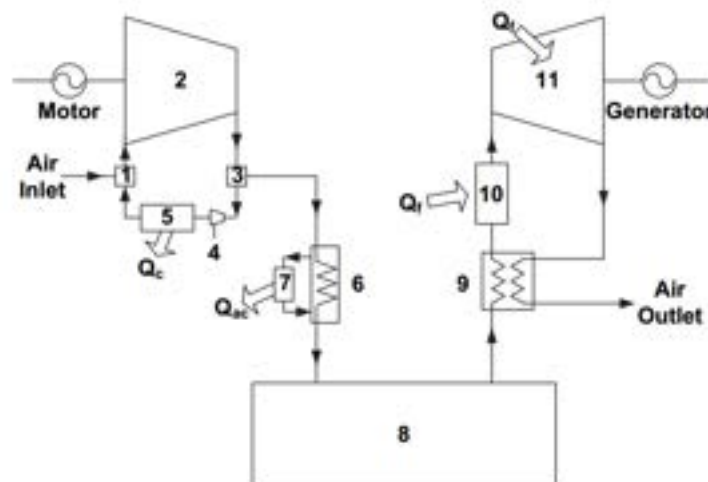


Figura 7: Sistema micro-CAES

Il sistema illustrato nella figura rappresenta un sistema CAES in cui non viene fornito calore dal combustibile, ma l'aria prima di entrare in turbina viene preriscaldata.

I CAES di grandi dimensioni sono in grado di produrre da 100 - 300 MW per 6-20h, i micro-CAES sono in grado di produrre dai 10 ai 50 MW per una durata di 1-4h. Anche la tecnologia dei micro-CAES è ancora in fase di sviluppo, esistono numerosi studi teorici e progetti, tuttavia ancora non esistono dei prodotti effettivamente industrializzati.

Dimensionamento di un sistema di tipo mini-micro CAES

Lo schema illustrato in figura 8 mostra un sistema CAES accoppiato con una microturbina a gas, si ipotizza che il sistema sia adiabatico e che la compressione del gas sia di 350bar:

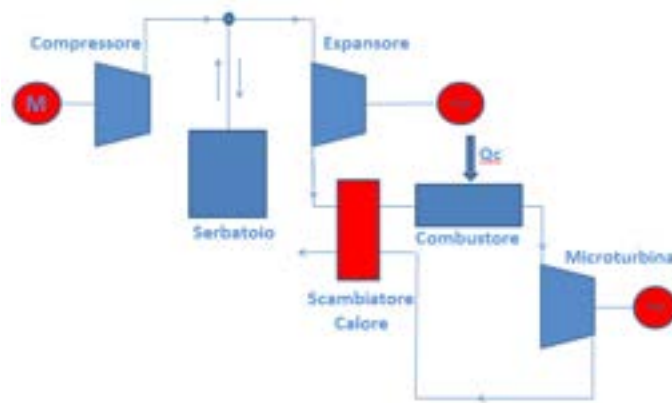


Figura 8: Sistema Micro-Caes con serbatoio adiabatico.

La microturbina produce 1.5MWe con una portata di 3.5kg/s; si ipotizza, inoltre, che la durata del CAES per l'espansione sia di 3h, quindi l'energia accumulata nel serbatoio sarà di circa 10kWh/m³.

L'efficienza di ciclo del sistema CAES è pari a circa il 70%, calcolata come segue:

$$\eta = \frac{L_{esp} \cdot \eta_e}{L_{com}/\eta_c}$$

dove L_e è il lavoro di espansione e L_{com} è il lavoro di compressione, η_e e η_{com} sono le efficienze dell'espansore e del compressore. La potenza dall'espansore, tenuto conto di un rendimento elettrico dell'85%, sarà pari a circa 3.2MW contro i 4.6MW assorbiti dal compressore. Dopo la prima espansione il gas è riscaldato fino alla temperatura di ingresso nella microturbina (circa 1000°C), il calore necessario per riscaldare il fluido è circa 2MWt, il rendimento del sistema, calcolato secondo la seguente relazione, è di circa il 60%:

$$\eta = \frac{P_{esp} + P_{MT}}{(Q_f + P_{com})}$$

dove P_{esp} e P_{MT} sono rispettivamente la potenza prodotta dell'espansore del CAES e la potenza prodotta dalla microturbina; Q_f e P_{com} il calore fornito per riscaldare l'aria all'ingresso della microturbina e la potenza assorbita dal compressore.

Se si considera una microturbina in grado di produrre 300kW con una portata di 0.7kg/s, l'intero sistema è scalato in modo tale che la potenza prodotta dal CAES sia pari a 320kW contro quella assorbita dal compressore (660kW); l'efficienza di ciclo risulta pari al 65% mentre l'efficienza di sistema sarà pari a circa il

53%, considerando che la potenza necessaria a riscaldare il fluido dopo la prima espansione risulterà essere di circa 500kW.

Per il calcolo del lavoro di compressione ed espansione per un sistema di tipo CAES sono state considerate le seguenti equazioni per i fluidi comprimibili:

$$l_c = N \cdot c_p \cdot T_1 \cdot (R_c^{\frac{\alpha}{N}} - 1) \cdot 1/\eta_c$$

dove:

l_c è il lavoro per unità di massa compiuto dal compressore;

N è il numero di stadi, η_c il rendimento del compressore;

T_1 è la temperatura all'ingresso del compressore;

c_p è il calore specifico a pressione costante;

R_p è il rapporto di compressione;

α è una costante data da $(k-1)/k$ con $k = c_p/c_v$ con c_v calore specifico a volume costante.

$$l_E = c_p \cdot T_{serb} \cdot (1 - R_e^{-\alpha}) \cdot \eta_E$$

dove:

l_E è il lavoro per unità di massa compiuto dall'espansore;

R_E è il rapporto di espansione dato dal rapporto tra la pressione imposta all'uscita dell'espansore, e la pressione nel serbatoio;

η_E è il rendimento dell'espansore;

T_{serb} è la temperatura all'ingresso dell'espansore.

Per il calcolo della pressione e temperatura all'interno del serbatoio è stata considerata la legge dei gas perfetti.

In sintesi considerando sistemi reali per potenze tra i 300 e i 1500 kW si può pensare ad un rendimento di sistema di circa il 50-55%.

Conclusioni

I limiti di convenienza economica nel price leveling comportano che gli impianti di accumulo abbiano rese energetiche di round-trip molto elevate (maggiori del 65 %), molto difficili da raggiungere con i mini-micro impianti idraulici o CAES. Ad oggi non vi sono realizzazioni in esercizio di piccoli impianti con queste tecnologie.

L'interesse per questi impianti deriva dalla possibilità di realizzare i "serbatoi" (di acqua o di aria compressa) non sfruttando siti naturali, ma costruendoli in prossimità delle aree che presentano maggiori criticità in termini di esercizio di reti elettriche. Tale criticità è in forte crescita a causa di generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili.

Una prima indagine presentata pone l'accento sia sui necessari miglioramenti tecnologici nel macchinario di conversione energetica reversibile, ma anche nella possibilità di utilizzare strutture diffuse adibite ad altre funzioni ma facilmente convertibili in sistemi di accumulo con costi più accettabili.

Appendice

Di seguito, a titolo esemplificativo delle macchine idrauliche di piccola potenza oggi disponibili, è riportato quanto indicato da NEXT VILLE nel sito www.nextville.it

La turbina idraulica è il componente più importante di un impianto idroelettrico. Ha il compito di convertire l'energia dell'acqua in energia meccanica; questa viene a sua volta trasformata in energia elettrica grazie alla presenza di un generatore.

La turbina è composta di due elementi fondamentali:

- un organo fisso (il **distributore**): ha il compito di dirigere e di regolare la portata dell'acqua, verso la girante
- un organo mobile (la **girante**): riceve il getto d'acqua proveniente dal distributore e lo trasforma in energia rotazionale (meccanica) dell'albero motore su cui è installata

Dal punto di vista del principio di funzionamento, le piccole turbine non differiscono sostanzialmente da quelle utilizzate nei grandi impianti.

La scelta della turbina ideale deve essere fatta sulla base della portata e del salto d'acqua di un impianto.

Microturbina Pelton

Si tratta di una turbina ad azione, utilizzata comunemente negli impianti con **saliti notevoli** (dai 20 ai 200 metri), ma con **portate** d'acqua anche **limitate** (da 0,5 a 100 litri a secondo).

Disponibile in una vasta gamma di taglie e nelle versioni ad asse orizzontale e verticale, la microturbina Pelton è caratterizzata da pale a doppio cucchiaio realizzate in acciaio inox. Possiede un distributore a uno o più getti (fino a 6) e valvole di regolazione della portata.



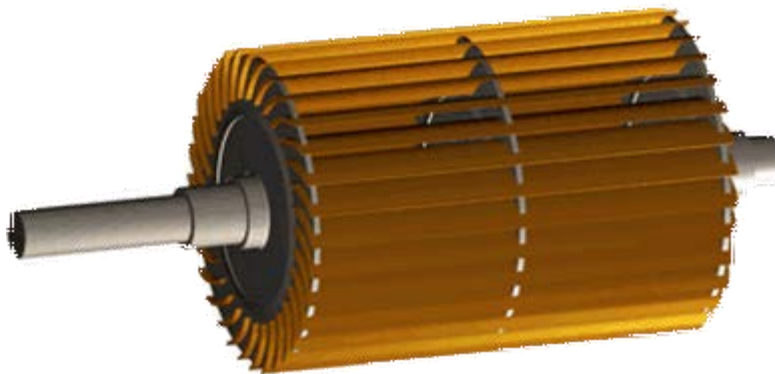
Essendo in grado di adattarsi anche a portate limitate, la Pelton è la turbina in assoluto **più utilizzata** nei micro e nei mini impianti idroelettrici. L'ottimo rendimento elettrico (attorno al 90%) si mantiene costante fino al 25% della portata nominale.

Microturbina Banki

Conosciuta anche come **Cross-Flow** o a **flussi incrociati**, la microturbina Banki è adatta per salti d'acqua che vanno dai 5 ai 100 metri e per portate da 20 a 1000 litri al secondo.

Si tratta di una particolare turbina a due stadi, che consente cioè una **doppia azione** dell'acqua sulle pale. L'acqua viene prima indirizzata dal distributore verso la periferia esterna della ruota, imprimendo la rotazione. L'acqua transita poi attraverso la parte centrale della ruota, che è cava, e fornisce un'ulteriore spinta prima di finire nel canale di scarico.

Dal punto di vista costruttivo, la turbina Banki è realizzata con semplici pale alettate montate tra dischi paralleli.



La trasmissione del movimento del girante al generatore avviene grazie ad una cinghia dentata.

Particolarmente interessante è la possibilità di abbassare la portata (fino al 16% della nominale), mantenendo **costante** il rendimento elettrico, che si attesta attorno all'87%.

Grazie alla facilità costruttiva e di manutenzione, e alla possibilità di realizzarla in maniera artigianale, la Banki è particolarmente diffusa nei paesi in via di sviluppo.

Miniturbina Francis

La turbina Francis è classificabile come "miniturbina" (ma non "microturbina"), dal momento che è adatta per potenze di **almeno 100 kW**.

E' in grado di sfruttare salti d'acqua che vanno indicativamente da 10 a 350 metri.

Si tratta di una turbina **a reazione**, in cui cioè l'acqua che attraverso il distributore giunge alla girante, si trova in pressione e non viene a contatto con l'aria esterna. Prima dell'ingresso nel distributore, l'acqua transita attraverso una camera forzata, dalla forma a spirale, che uniforma la pressione dell'acqua.



E' caratterizzata da un'elevata velocità di rotazione, che è causa di problemi di attrito e di usura e comporta una certa complessità costruttiva.

Miniturbina Kaplan

Sono turbine a reazione in grado di sfruttare **salti medio-bassi** (2-40m) ma con **portate elevate**, adattandosi molto bene agli impianti ad acqua fluente.

Di norma vengono utilizzate in impianti di potenza **superiore ai 100 kW**.

Dal punto di vista costruttivo, la girante possiede una caratteristica forma elicoidale, simile alle eliche delle navi, con pale regolabili a seconda della portata d'acqua.



In alcuni casi possono essere regolate sia le pale della girante che quelle del distributore: in questo caso si parla di Kaplan "a doppia regolazione". Altrimenti, quando sono orientabili soltanto le pale della girante, si parla di Kaplan "a regolazione semplice".

La possibilità di orientare le pale consente di mantenere **alti rendimenti** (anche il 90%), fino al 25% della portata nominale.

Esiste una variante semplificata della turbina Kaplan: si tratta della **turbina "ad elica"**. Le turbine ad elica hanno la caratteristica di avere sia il distributore che le pale della ruota completamente fisse e non regolabili. Sono adatte per impianti caratterizzati da bassi salti e da portate d'acqua costanti.

Riferimenti bibliografici

1. EPRI Energy Storage Handbook: Compressed Air Energy Storage (CAES) chapter, Bellevue, Washington, December 2002.
2. Performance Analysis of compressed air energy storage (CAES) plant for dry regions, Y. S. H. Najjar, M. S. Zaamout, Energy Convers. Mgmt vol. 39, N015, pp. 1503-1511, 1998.
3. Energy and exergy analysis of a micro-compressed air energy storage and air cycle heating and cooling system, Y.M. Kim, D. Favrat, Energy 35, 213-220, 2010.
4. Compressed Air Energy Storage Units for Power Generation and DSM in Korea, S.S. Lee, Y.-M. Kim, J.K. Park, D.-I. Moon, Y.T. Yoon, 1-4244-1298 2007 IEEE.
5. Studio di un sistema CAES, L. Augello, RSE, 2011.
6. Demand Response of urban transport systems: a help for deploying the new Smart Grid paradigm – S.Barsali, R.Giglioli, D.Poli, F. Vellucci- CIGRE'- Bologna – 2011
7. www.nextville.it

Curriculum scientifico degli autori

Romano Giglioli

Nato a San Gimignano (SI) il 02/06/1951, laureato con lode in Ingegneria Elettrotecnica nel 1976, nello stesso anno ha ricevuto il premio di Economia e Tecnica dell'Energia "G. Levi Cases".

Dal 1994 è Professore Ordinario e ricopre la cattedra di "Sistemi Elettrici per l'Energia e tecnica ed Economia dell'energia".

Attività di ricerca

Nell'arco di più di trenta anni di attività nel settore della ricerca, in collaborazione con strutture di ricerca pubbliche e private, sia nazionali che internazionali, ha contribuito, con studi teorici e sperimentali, all'innovazione e allo sviluppo di sistemi e dispositivi per la produzione, trasporto ed accumulo (in particolare elettrochimico) dell'energia elettrica e dei sistemi di conversione energetica, nonché dei sistemi di trasporto con propulsione elettrica ed ibrida. L'attività è testimoniata da oltre un centinaio di pubblicazioni, dalla titolarità di alcuni brevetti utilizzati nell'ambito dei sistemi elettrici per l'energia ed in quelli di conversione energetica e dalla realizzazione di numerosi sistemi e dispositivi prototipali.

Tale attività è stata ed è sviluppata anche come responsabile di numerosi contratti di ricerca e coordinatore di gruppi di lavoro nell'ambito dei Sistemi per l'Energia e di quelli per il Trasporto.

Incarichi direttivi nell'ambito dell'Amministrazione Universitaria.

Dal 1995 al 2002 ha assunto l'incarico di Direttore del Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione dell'Università di Pisa.

Dal 2005 al 2009 è stato Direttore del Master post laurea "Pianificazione e gestione di sistemi per l'energia da fonti rinnovabili", istituito dall'Università di Pisa con ENEL Produzione, CONFINDUSTRIA, Kyoto Club, Legambiente.

Dal 2006 è nel comitato direttivo del consorzio Interuniversitario CRIBE per la ricerca sulle biomasse ad uso energetico, che ha contribuito a costituire.

Dal 2007 è nel comitato direttivo del consorzio Nazionale Interuniversitario ENSIEI per la ricerca sui Sistemi per l'Energia, che ha contribuito a costituire.

Dal gennaio 2007 è membro del Consiglio di Amministrazione dell'Università di Pisa

Incarichi in strutture esterne all'Università

Dal 2003 al 2009 è membro del Consiglio di Amministrazione della società ITALCERTIFER (del gruppo Ferrovie dello Stato), società per la ricerca nell'ambito dei sistemi di trasporto e per l'omologazione dei mezzi di trasporto ferroviario. Dal 2005 al 2008 è stato delegato italiano nel mirror europeo per le "smart grids". E' coordinatore scientifico nell'ambito del Consorzio Regionale per l'energia CET, di cui è stato promotore. Dal maggio del 2007 è membro del Consiglio del CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano per la normativa elettrica). Valutatore di progetti di sviluppo precompetitivo L.n. 46/82 per conto del Ministero delle Attività Produttive e, per lo stesso Ministero, nel 2008 ha fatto parte del gruppo di esperti, con il compito di sviluppare l'analisi fattuale in ambito energia ed ambiente, per l'indirizzamento dei fondi strutturali per le regioni del mezzogiorno. Esperto per la valutazione dei progetti di Ricerca di Sistema per il Settore Elettrico per la CCSE. Esperto per la valutazione per il MIUR dei progetti PRIN e dei progetti PON.

Davide Poli

Davide Poli è nato a Volterra (PI) nel 1972.

Nel luglio '97 si è laureato con lode in Ingegneria Elettrica con una tesi dal titolo "Simulazione tecnico-economica di un parco di generazione idro-termoelettrico: Una tecnica per la messa a punto di contratti tra Utility e Produttori Indipendenti".

Dal 1998 al 2001 ha frequentato il corso di Dottorato di ricerca in Ingegneria Elettrotecnica, essendo risultato vincitore del concorso relativo al XIV ciclo; in tale ambito si è occupato a tempo pieno di sistemi elettrici liberalizzati (California, Spagna, Inghilterra, PJM, Italia) e di evoluzione della tariffazione per clienti idonei e vincolati nel nostro Paese.

Ha concluso il corso di dottorato con una tesi dal titolo: "Mercati elettrici liberalizzati - Analisi del funzionamento e tecniche di simulazione".

Nel frattempo, ha svolto per conto dell'Università di Pisa attività di supporto alla didattica, relativamente ai corsi di "Sistemi elettrici per l'energia II" e "Pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici per l'energia".

Nello stesso periodo, ha collaborato con il Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione (DSEA) dell'Università degli Studi di Pisa e con alcune società di ingegneria di Pisa e Lucca per attività di simulazione e progettazione di impianti e reti elettriche, nonché per assistenza in materia energetica a piccole-medie imprese pubbliche e private.

Nell'agosto 2001 ha vinto il concorso per ricercatore universitario nel settore Sistemi Elettrici per l'Energia, afferendo al Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione dell'Università di Pisa.

E' stato per otto anni membro della Giunta del Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione.

Dal 2004 al 2010 è stato titolare degli insegnamenti di "Sistemi Elettrici per l'Energia - Mantenimento della qualità del vettore elettrico" (Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Elettrica) e di "Sicurezza e qualità dei sistemi elettrici" (Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica).

Attualmente insegna "Qualità e affidabilità dei sistemi elettrici" al primo anno del corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica.

E' responsabile scientifico di contratti di ricerca con CESI Ricerca, ENEL Ricerca, TERNA e la Società Consortile Energia Toscana, struttura che ha contribuito a costituire e a gestire; tale consorzio aggrega le principali pubbliche amministrazioni della regione Toscana per l'acquisto di energia elettrica e gas sul libero mercato, la promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia.

Le sue principali attività di ricerca sono riconducibili alle problematiche di affidabilità e sicurezza dei sistemi elettrici e a quelle di produzione, trasmissione e tariffazione dell'energia in un contesto liberalizzato, in particolare per quanto riguarda il trattamento economico e di incentivazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili. Si occupa inoltre di mercato elettrico e del gas, nonché di valutazioni tecniche, economiche e ambientali riguardanti le diverse forme di produzione e consumo dell'energia.

Dal 2006 è presidente della sezione PI-LI-LU-GR-MS della Federazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni, dopo averne ricoperto per anni il ruolo di segretario.

E' autore di circa sessanta pubblicazioni, di cui oltre la metà a carattere internazionale, nell'ambito dei sistemi elettrici per l'energia.