



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



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi tecnico-economica su alcuni casi di studio rappresentativi in ambito industriale ed agro-alimentare

Barrera N, Zanchi M, Muscherà M, D'Oriano L, Santoro F, Pantaleo A



Report RdS/PTR(2021)/272

LINEA DI ATTIVITÀ 17: ANALISI TECNICO-ECONOMICA SU ALCUNI CASI DI STUDIO RAPPRESENTATIVI IN AMBITO INDUSTRIALE ED AGRO-ALIMENTARE

Barrera N, Zanchi M, Muscherà M, D’Oriano L, Santoro F, Pantaleo A

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo : *Tecnologie*

Progetto: Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti

Work package: Accumulo termico

Linea di attività: ANALISI PRELIMINARE DI MERCATO PER L’APPLICAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO A CALORE LATENTE SVILUPPATI IN AMBITO INDUSTRIALE ED AGRO-ALIMENTARE

Responsabile del Progetto: ing. Giulia Monteleone

Responsabile del Work package: ing. Raffaele Liberatore

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all’interno dell’Accordo di collaborazione “*Analisi preliminare di mercato per l’applicazione dei sistemi di accumulo termico a cambiamento di fase in ambito industriale ed agro-alimentare*”.

Responsabile scientifico ENEA: ing. Raffaele Liberatore

Responsabile scientifico UNIBA : prof. Antonio Pantaleo / Prof Francesco Santoro

Indice

Sommario	4
1 Introduzione	6
2 Simulazione di accumuli termici PCM per la cogenerazione industriale	7
2.1 Analisi della richiesta termica non soddisfatta	7
2.2 Dimensionamento energetico di accumulo utilizzabile	8
2.3 Effetti economici dell'uso di accumulo	9
2.3.1 Risparmio termico	9
2.3.2 Certificati bianchi	9
2.3.3 Costi di investimento	9
2.4 Considerazioni non economiche sull'uso di accumuli termici	10
3 Casi studio	13
3.1 Caso studio 1	13
3.2 Caso studio 2	20
4 Proiezioni economiche	29
5 Conclusioni	35
Riferimenti bibliografici	36
Abbreviazioni ed acronimi	37
Appendice 1: Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento tramite UVAM	38
A1.1 Procedura di approvvigionamento a termine UVAM: Requisiti di partecipazione	38
A1.2 Valutazione dei prerequisiti	40
A1.3 Prodotti Terna a disposizione.	44
Appendice 2: Curriculum Vitae costituenti gruppo di ricerca	45

Sommario

Nella attività 2.9 si è analizzato l'uso di sistemi di accumulo a calore latente (**LHTES**) nel settore manifatturiero italiano ed i relativi potenziali di penetrazione, in particolare nell'ambito della *cogenerazione*.

Il precedente studio, tra le cose, ha analizzato le potenzialità di utilizzo dei sistemi LHTES nell'ambito della cogenerazione, incluso lo scenario di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). Nell'industria manifatturiera gli *impianti cogenerativi* installati sono spesso operati in maniera poco efficiente, con rendimenti termici non ottimali, specie per la quantità di calore dissipato.

Si è quindi ipotizzato il possibile contributo dei sistemi LHTES al recupero di calore dai cogeneratori, a bassa temperatura, nei casi in cui la dissipazione sia imputabile alla non contemporaneità tra calore disponibile, derivante da un esercizio dell'impianto per la copertura della domanda elettrica, e l'effettivo fabbisogno di calore.

Lo studio ha riportato una **capacità complessiva di accumulo** per sistemi LHTES installabili nel settore Manifatturiero in Italia, ed accoppiati ad impianti cogenerativi per ridurre il calore dissipato, pari a circa:

- **300-1000 MWh_t** a servizio di sistemi di recupero di calore di Processo a Bassa temperatura, 10-150°C
- **100-300 MWh_t** a servizio di sistemi di recupero di calore di processo a Media temperatura, 150-400°C
- **1500 MWh_t** a servizio di sistemi di recupero di calore a Bassa temperatura da Cogeneratori, 10-150°C

Come già descritto nella attività 2.9, le condizioni per l'uso di accumulo sono tipiche di alcuni settori industriali, tra i quali l'agroalimentare e il chimico-farmaceutico. Alla luce di ciò, nella attività 2.17 sono stati analizzati due casi reali, in cui viene utilizzato calore a bassa temperatura e con presenza di quantità significative di calore dissipato, in particolare da impianti di cogenerazione che potrebbero essere meglio eserciti se accoppiati ad impianti di accumulo termico.

Nella nostra analisi abbiamo preso in considerazione due stabilimenti lattiero caseari del Nord Italia, molto diversi tra loro sia per dimensione dell'impianto cogenerativo che per utilizzo del calore. I dati energetici disponibili nei due casi risultano inoltre essere piuttosto differenti, dando luogo ad una diversa impostazione delle analisi di fattibilità tecnico-economiche.

In entrambi i casi abbiamo determinato gli intervalli temporali di richiesta termica non coperta dalla cogenerazione e li abbiamo confrontati con durata degli intervalli temporali di calore dissipato e sulla relativa potenza termica istantanea dissipata, ottenendo così una potenzialità di accumulo termico utilizzabile.

Attraverso una analisi dei costi di investimento dei sistemi di accumulo, e sulla base dei dati di domanda energetica, modalità di esercizio degli impianti di cogenerazione installati e relativi costi energetici (elettricità e gas naturale), abbiamo effettuato una analisi tecnico-economica per i sistemi di accumulo PCM proposti, con un confronto rispetto ad un classico accumulo sensibile, con serbatoio d'acqua.

Infine, sono stati valutati i requisiti di partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) attraverso l'abilitazione come UVAM, e le analisi di convenienza economica sono state affinate alla luce degli incentivi disponibili da un esercizio flessibile degli impianti di cogenerazione, anche combinato alla disponibilità di accumulo termico. È stato così possibile valutare il valore attuale netto (VAN) e il tasso interno di redditività (IRR) per un investimento in impianto di accumulo termico sfruttando il meccanismo di incentivazione dell'UVAM con e senza l'accumulo termico. Dalle analisi condotte, è emerso che, sebbene la partecipazione all'MSD mostri un miglioramento degli indicatori economici dell'investimento, nel caso studio affrontato l'accumulo termico non influenza tale miglioramento. La scelta di un differente profilo di consumo termico ed elettrico, rapportata al dimensionamento dell'impianto di cogenerazione ed alla relativa flessibilità di esercizio a carichi parziali, potrebbe portare a conclusioni differenti, evidenziando una maggiore convenienza a dotare l'impianto di sistema di accumulo termico nel caso di abilitazione UVAM.

1 Introduzione

L'obiettivo del presente lavoro è quello di analizzare dal punto di vista tecnico-economico alcuni casi studio per l'applicazione di sistemi di accumulo a calore latente in ambito industriale e agroalimentare. L'idea è di prendere in considerazione la richiesta termica e l'eventuale calore dissipato per determinare la possibilità di utilizzo di un accumulo a calore latente e il suo impatto sul bilancio economico dello stabilimento.

Nella *Sezione 2* si introduce la strategia di analisi usata per identificare la richiesta termica (*Paragrafo 2.1*), la dissipazione e la dimensione energetica per un eventuale accumulo (*Paragrafo 2.2*) e gli effetti economici da tenere in conto nella nostra analisi (*Paragrafo 2.3*).

Consideriamo, inoltre, alcuni aspetti della valutazione di uso di accumulo a calore latente che non sono facilmente quantificabili dal punto di vista economico, come l'occupazione di spazio (*Paragrafo 2.4*).

Nella *Sezione 3* la strategia di analisi viene applicata a due casi studio, entrambi caseifici del Nord Italia, con impianti di cogenerazione con dimensioni e caratteristiche diverse. I risultati di prestazioni energetiche e convenienza economica relativi all'uso di un eventuale accumulo termico a tecnologia PCM sono confrontati con quelli di un classico sistema con serbatoio ad acqua calda.

Nella *Sezione 4* si riportano requisiti, scelte e impatto inerenti alla partecipazione al progetto pilota per unità virtuali abilitate miste (UVAM), ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 300/2017/R/eel. Nello specifico, a seguito di una valutazione circa i requisiti tecnici di partecipazione in qualità di unità virtuale abilitata mista all'interno di un Balance Service Provider (BSP) (*Paragrafo 4.1*), e dei relativi prodotti disponibili come definito da TERNA (*Paragrafo 4.2*), viene effettuata la selezione del prodotto più consono in funzione delle condizioni tecniche di impianto e di domanda energetica riferite al caso di studio 2.

Nella *Sezione 5* sono riportate le proiezioni economiche di due scenari, derivanti dalle scelte tecniche condotte nelle Sezioni precedenti, e le considerazioni conclusive sulle potenzialità dei sistemi di accumulo proposto in vari scenari energetici ed inquadramenti legislativi.

2 Simulazione di accumuli termici PCM per la cogenerazione industriale

Le analisi proposte sono basate su di un algoritmo sviluppato da ENERSEM, azienda spin off del Politecnico di Milano, che ha contribuito alla redazione del presente rapporto. Alla base ci sarà l'utilizzo di un software di simulazione del funzionamento di cogeneratori a partire dalle richieste di energia termica ed elettrica degli stabilimenti in esame.

2.1 *Analisi della richiesta termica non soddisfatta*

Il nostro obiettivo è quello di verificare se nei casi studio con impianti di cogenerazione proposti possa essere utile inserire un accumulo termico a cambiamento di fase, e quale sia la redditività dell'investimento.

Il primo requisito da verificare è, quindi, che ci sia una certa richiesta termica non soddisfatta da coprire eventualmente con l'accumulo.

Come vedremo, questo passaggio dipende molto dai dati che possono essere acquisiti nell'ambito di un processo industriale. Il requisito sarebbe, infatti, facilmente verificabile se avessimo il profilo dell'effettiva richiesta termica dei processi serviti dal cogeneratore. Questo dato, però, è difficilmente reperibile tra i dati di monitoraggio.

I dati a nostra disposizione nella maggior parte dei casi saranno il consumo di energia termica prodotta dal cogeneratore e la produzione delle caldaie di backup, che però forniscono anche utenze e processi al di fuori del sistema di cogenerazione. La produzione termica del cogeneratore, comprensiva di calore dissipato, può essere facilmente dedotta da informazioni di gestione (e.g. inseguimento elettrico o potenza massima) insieme a dati di monitoraggio (ad esempio la produzione di energia elettrica nel caso di inseguimento elettrico) e caratteristiche di configurazione (e.g. l'efficienza del cogeneratore).

Nel caso peggiore, dunque, sarà possibile individuare solo intervalli di possibile richiesta termica non soddisfatta. Questi intervalli corrispondono, infatti, ai momenti in cui il consumo di energia termica dei processi collegati al cogeneratore coincide con la produzione termica del cogeneratore stesso.

Ovviamente in questo modo stiamo sovrastimando il numero di momenti di richiesta termica non soddisfatta.

Se possibile, potremmo combinare questa stima con eventuali dati che permettano di migliorarla. Ad esempio, potrebbe essere utile conoscere il profilo della temperatura di mandata alle utenze dal cogeneratore. In quel caso, gli intervalli di richiesta termica non soddisfatta possono essere identificati dalla coincidenza tra produzione del cogeneratore e consumo insieme ad un abbassamento della temperatura di mandata, raffinando la stima degli intervalli individuati.

Il risultato di questi ragionamenti, in ogni caso, ci fornirà una serie di intervalli con una certa durata in cui è possibile avere richiesta termica non soddisfatta. Non avremo alcuna informazione sulla quantità di richiesta termica da soddisfare dal punto di vista energetico.

Nei casi in cui si ha una conoscenza approfondita dei processi coperti dalla produzione del cogeneratore, il problema dell'identificazione di richiesta non soddisfatta può essere risolto con un lavoro a priori sui dati che porti ad una stima del profilo di richiesta termica (vedi caso studio 2). In questo caso, oltre alla durata degli intervalli con richiesta termica non soddisfatta, avremo anche una stima dell'energia richiesta in quegli intervalli.

2.2 Dimensionamento energetico di accumulo utilizzabile

Ricordiamo che il processo completo di accumulo prevede tre fasi: carica, conservazione e scarica.

Dopo aver verificato l'esistenza di possibile richiesta termica non soddisfatta per la fase di scarica dell'eventuale accumulo, bisogna verificare che nel processo sia coinvolta una certa quantità di dissipazione termica, per la fase di carica.

Come indicato nella sezione precedente, conosciamo il consumo dell'energia termica ma anche la produzione del cogeneratore. Di conseguenza, abbiamo informazioni precise sulla dissipazione termica dell'intero processo.

Se otteniamo contemporaneamente una dissipazione consistente e la presenza di richiesta termica non soddisfatta avremo un'indicazione del fatto che l'inserimento di un accumulo potrebbe essere motivato.

Il passaggio successivo consiste nel verificare che dissipazione e richiesta non soddisfatta siano temporalmente collegabili e analizzare la tipologia di accumulo eventualmente da inserire.

Usiamo, quindi, le informazioni combinate su dissipazione e richiesta termica per costruire una serie di cicli di carica e scarica e definire una dimensione energetica per un eventuale accumulo.

Nel caso base di analisi (caso studio 1) avremo il profilo di dissipazione termica sul periodo e una stima dei momenti di possibile richiesta termica non soddisfatta. Ipotizziamo, dunque, totale simmetria tra la fase di carica (dissipazione) e quella di scarica (richiesta termica non soddisfatta). Ipotizziamo, inoltre, che le fasi di conservazione dei cicli di accumulo siano brevi e trascuriamo le perdite termiche dei serbatoi d'acqua che useremo come termine di paragone per gli accumuli a cambiamento di fase. Sotto queste ipotesi, costruiamo una serie di cicli di accumulo, ognuno con energia

$$E_{accumulo} = E_{carica} \frac{d_{carica}}{d_{scarica}}, \quad (1)$$

dove d_{carica} e $d_{scarica}$ sono le durate rispettivamente di carica e scarica mentre E_{carica} corrisponde alla dissipazione collegata alla fase di carica. Otteniamo, quindi, una stima di durata della carica/scarica e dell'energia coinvolta per ogni ciclo di accumulo. Queste quantità possono essere analizzate dal punto di vista statistico, ad esempio tramite media, mediana e statistiche combinate, per trarre conclusioni sulle dimensioni di accumulo utilizzabili, come vedremo più in dettaglio nella sezione 3.

La dimensione dell'accumulo, quindi, non è una variabile oggetto di ottimizzazione ma il risultato di considerazioni tecno-economiche per poter scegliere l'opzione più adatta di caso in caso.

Questa stima di dimensionamento energetico può essere più precisa nei casi in cui si abbiano dati sul profilo di richiesta termica, come accadrà nel caso studio 2.

Le due differenze principali rispetto al caso precedente sono le seguenti:

- Rilassiamo l'ipotesi sulla durata della fase di conservazione introducendo un parametro che indichi la durata massima dell'intervallo di conservazione.
- la stima dell'energia di ogni ciclo di accumulo non è ottenuta solo a partire dalla dissipazione ma tenendo conto anche della richiesta non soddisfatta. In particolare, invece di usare la formula (1), calcoliamo semplicemente $E_{\text{accumulo}} = \min(E_{\text{carica}}, E_{\text{scarica}})$, con E_{scarica} uguale alla richiesta non soddisfatta inclusa nel ciclo di accumulo.

2.3 Effetti economici dell'uso di accumulo

Una volta fissata una dimensione per un eventuale accumulo, è possibile quantificare l'impatto dell'utilizzo di quest'ultimo dal punto di vista economico.

Supponiamo di usare una gestione particolarmente semplice per il nostro accumulo, che non influenzi il funzionamento del nostro cogeneratore: l'accumulo si carica ogni volta che c'è dissipazione fino ad un valore massimo determinato dalla taglia e si scarica ogni volta che c'è richiesta non soddisfatta. L'uso dell'accumulo influenza, quindi, solo la quantità di energia termica autoconsumata.

2.3.1 Risparmio termico

Il primo termine del bilancio economico del cogeneratore influenzato dall'uso dell'accumulo è il risparmio dovuto all'autoconsumo di energia termica. Il calcolo di questo risparmio corrisponde al calcolo della bolletta corrispondente alla quantità di calore autoconsumato se questo fosse, invece, prodotto dalle caldaie di back up. I parametri che inseriamo all'interno di questo calcolo, quindi, sono l'efficienza delle caldaie (nel nostro caso, consideriamo un'efficienza del 90%) e parametri di costo come il costo del gas, di rete e oneri e accise.

2.3.2 Certificati bianchi

La variazione di energia termica autoconsumata interviene anche nel calcolo dei certificati bianchi. In particolare, l'autoconsumo termico influenza l'efficienza globale del cogeneratore, indicatori come CAR e PES e il numero stesso di Titoli di Efficienza Energetica. Fissato un prezzo per i TEE, otteniamo facilmente una quantificazione dell'effetto economico dell'uso dell'accumulo da questo punto di vista.

2.3.3 Costi di investimento

Fino ad ora, tutte le considerazioni fatte sull'inserimento di un eventuale accumulo non sono state vincolate alla tipologia di accumulo. Dal punto di vista del costo di investimento, inteso

principalmente come costo di acquisto dell'accumulo, questa generalità non c'è più e diventa fondamentale specificare la tecnologia di accumulo termico da usare.

Il nostro obiettivo è analizzare l'utilizzo di accumulo a cambiamento di fase (PCM). Per stimare il costo di acquisto di un accumulo PCM al variare della sua taglia utilizziamo la Figura 1, riportata da [1], in cui possiamo reperire una stima di intervallo di costo specifico. Abbiamo assunto in maniera conservativa un costo di investimento di 80 €/kWh.

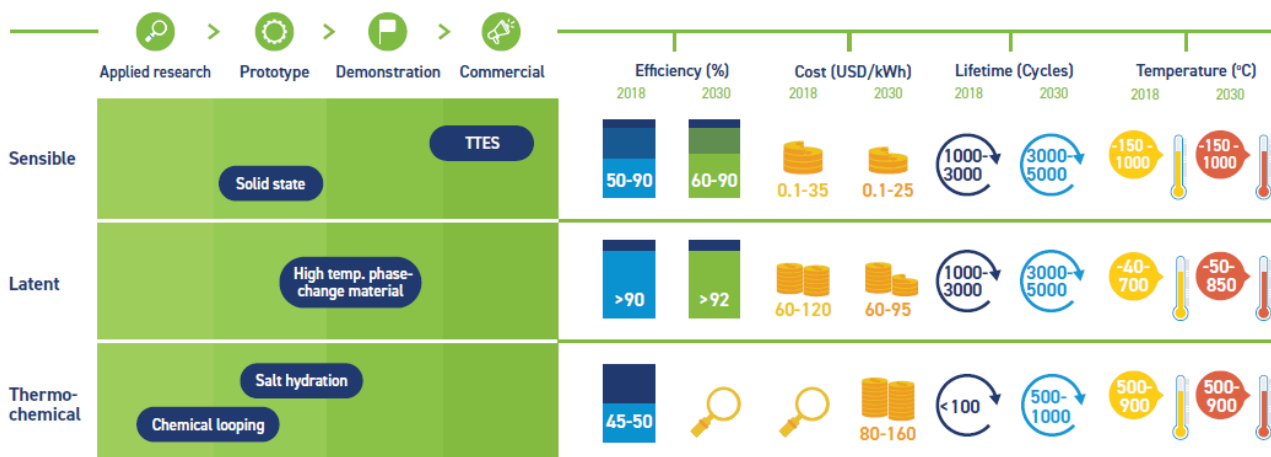


Figura 1 Stato della tecnologia TES e prospettive di innovazione nel settore industriale [4]

Per avere un termine di paragone, calcoliamo il costo di investimento anche per un sistema di accumulo a calore sensibile come un serbatoio d'acqua. Anche per questa tipologia di accumulo abbiamo un riferimento di costo al kWh nella Figura 1, che usiamo per il nostro calcolo. In questo caso abbiamo assunto in maniera conservativa un costo di investimento di 21.4€/kWh.

2.4 Considerazioni non economiche sull'uso di accumuli termici

Al di là degli effetti puramente economici appena analizzati, la scelta di usare un accumulo termico in ambito industriale può essere determinata anche da considerazioni di altro tipo.

Una delle caratteristiche più importanti da prendere in considerazione è sicuramente lo spazio disponibile. A parità di dimensione energetica e, di conseguenza, di risparmio termico e di certificati bianchi, tecnologie di accumulo diverse si traducono in volumi occupati considerevolmente diversi.

Ritorniamo al nostro caso di interesse, l'accumulo PCM, e al caso di confronto del serbatoio d'acqua.

Tabella 1 Caratteristiche tecniche dei materiali utilizzate per i TES

Type of TES	TES technology	Range of capacities	Range of power	Operating temperature	Round-trip efficiency	Storage period	Energy density	Lifetime (years or no. of cycles)
Sensible	WTES	kWh to 1 GWh	kW to 10 MW	10 to 90°C	50 to 90%	Hours to months	15-80 kWh/m ³⁽¹⁾	15-40 years
	UTES	MWh to GWh	MW to 100 MW	5 to 95°C	up to 90%	Weeks to months	25-85 kWh/m ³	50 years
	Solid state	10 kWh to GWh	kW to 100 MW	-160 to 1300°C	>90%	Hours to months	0.4-0.9 kWh/m ³ -K (heat capacity) ⁽²⁾	> 5 000 cycles
	Molten salts	MWh to 5 GWh	100 kW to 300 MW	265 to 565°C ⁽⁴⁾	>98%	Hours to days	70-200 kWh/m ³	> 20 years
Latent	Ice thermal energy storage	kWh to 100 MWh	kW to 10 MW	-3 to 3°C	>95%	Hours to days	92 kWh/m ³	> 20 years
	Sub-zero temperature PCM	kWh to 100 kWh	kW to 10 kW	down to -114°C	>90%	Hours	30-85 kWh/m ³	> 20 years
	Low-temperature PCM	kWh to 100 kWh	kW to 10 kW	up to 120°C	>90%	Hours	56-60 kWh/m ³	300-3 000 cycles
	High-temperature cPCM	10 kWh to GWh	10 kW to 100 MW	up to 1 000°C	>90%	Hours to days	30-85 kWh/m ³	> 5 000 cycles
Thermo-chemical	Chemical looping (calcium looping) ⁽⁵⁾	MWh to 100 MWh	10 kW to 1 MW	500 to 900°C	45-63%	Months	800-1200 kWh/m ³	>30 years
	Salt hydration	10 kWh to 100 kWh	N/A	30 to 200°C	50% (open systems) 60% (closed systems)	Months	200-350 kWh/m ³	20 years
	Absorption Systems	10 kWh to 100 kWh	10 kW to 1 MW	5 to 165°C	COP: 0.7-1.7	Hours to days	180-310 kWh/m ³	50 years

Fonte: Irena [2]

Nel caso dell'accumulo PCM usiamo la tabella 1, ripresa dal report [1], per avere valori di riferimento per la densità di accumulo, che ci permette di ottenere una corrispondenza tra la dimensione energetica e la dimensione fisica. Nei nostri casi studio analizzeremo low-temperature PCM, con una densità quindi compresa tra 56 e 60 kWh/m³.

Per quanto riguarda il volume di un serbatoio d'acqua (nella tabella, WTES con densità di energia tra 15 e 80 kWh/m³), possiamo calcolarlo in funzione del salto di temperatura con cui viene utilizzato, secondo la formula

$$V = \frac{E_a}{C_p \cdot \Delta T},$$

dove E_a è la dimensione energetica dell'accumulo, $C_p = 4.2kJ/(KgK)$ è il calore specifico dell'acqua e ΔT è, per l'appunto, il salto in temperatura.

Supponendo un $\Delta T = 10K$ per il serbatoio d'acqua e una densità di $30 kWh/m^3$ per l'accumulo PCM (caso peggiore), otteniamo l'andamento mostrato in Figura 2:

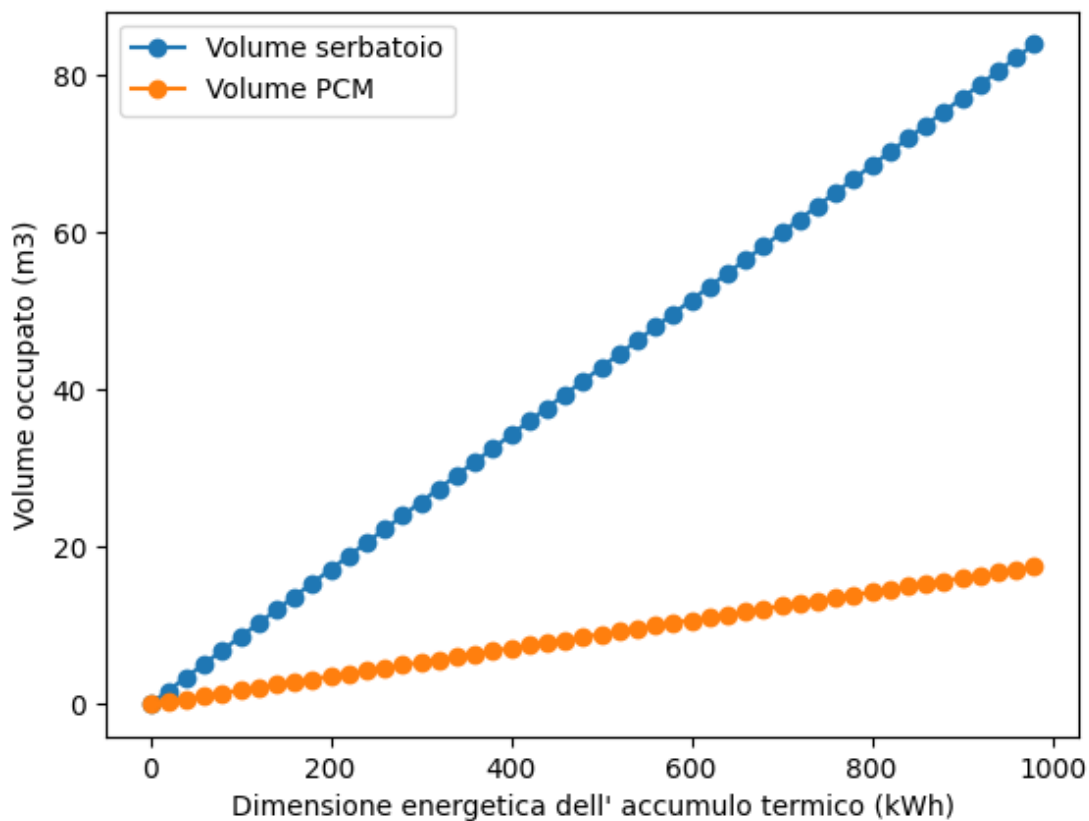


Figura 2 Volume di un serbatoio di acqua calda (blu) e di un accumulatore PCM (arancione) al variare della dimensione energetica dell'accumulo

3 Casi studio

Entrambi i casi studio sono caseifici del Nord Italia, già analizzati nell'ambito del progetto Life TTGG [3]. I prezzi di vendita dell'energia elettrica immessa in rete sono ottenuti dal sito di GME [5].

3.1 Caso studio 1

Il primo caso che esaminiamo è già descritto nel report della LA2.9 [1], dove è stato indicato come *Stabilimento 2*. Nel seguito sono riportati i dati principali del caso di studio.

Lo stabilimento è dotato di due cogeneratori da 320 kW_e, con i seguenti dati nominali complessivi:

- Potenza elettrica: 320 + 320 = 640 kW_e
- Produzione acqua calda: 344+344 = 688 kW_t
- Produzione di vapore: 125,05 + 125,05 = 251 kW_t

Come premesso nella sezione 2.1, può accadere che non si abbiano informazioni particolarmente dettagliate sui consumi dello stabilimento. In particolare, in questo caso conosciamo i profili orari della produzione del cogeneratore solo per alcuni mesi mentre per l'anno abbiamo principalmente informazioni mensili, che riportiamo nella Tabella 2 (PCI del gas utilizzato 9.80 kWh_t/Sm³).

Tabella 2 Dati mensili di consumo e produzione per impianto di cogenerazione del caso studio 1

Mese	GAS_CHP1	GAS_CHP2	EE_CHP1	EE_CHP2	AC_CHP1	AC_CHP2	VAP_CHP
	kNm ³	kNm ³	MWh _e	MWh _e	MWh _t	MWh _t	MWh _t
Gen	62	70	197	208	199	249	130
Feb	52	62	171	191	170	223	103
Mar	58	70	189	223	177	245	121
Apr	61	71	196	222	181	221	133
Mag	66	-	210	-	236	-	62
Giu	68	47	216	145	152	102	117
Lug	71	0	234	0	255	0	47
Ago	67	38	216	38	173	109	37
Set	54	71	162	212	162	218	41
Ott	58	73	176	228	178	246	20
Nov	67	72	212	215	173	238	34
Dic	67	50	205	152	185	176	32
Anno	751	624	2385	1833	2241	2026	877

Nelle figure 3, 4 e 5 riportiamo l'andamento della produzione del cogeneratore per una settimana del Giugno 2017, evidenziando che la produzione elettrica dei cogeneratori, quando funzionano a pieno carico, è in linea con i dati nominali (320 kW_e ciascuno).

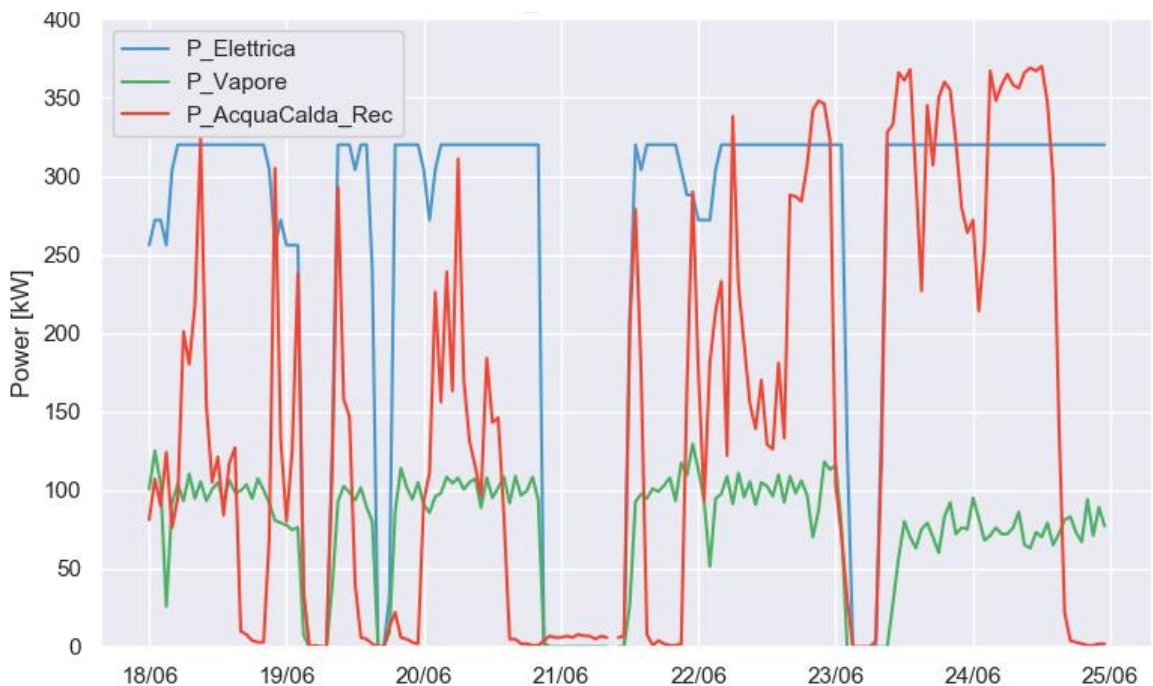


Figura 3 Andamento orario di produzione del cogeneratore

Le seguenti figure mostrano la produzione da parte del cogeneratore e il consumo di acqua calda per due settimane tipiche, relative al mese di marzo e giugno.

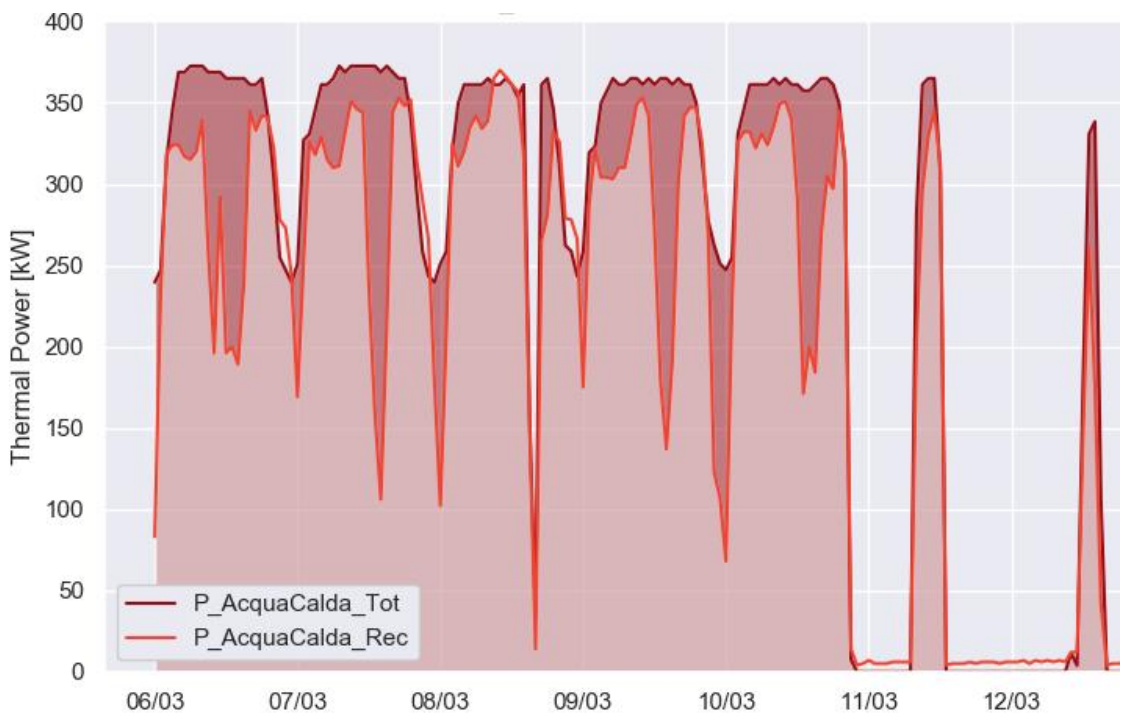


Figura 4 Acqua calda producibile dal cogeneratore ed effettivamente utilizzata da utenza, marzo

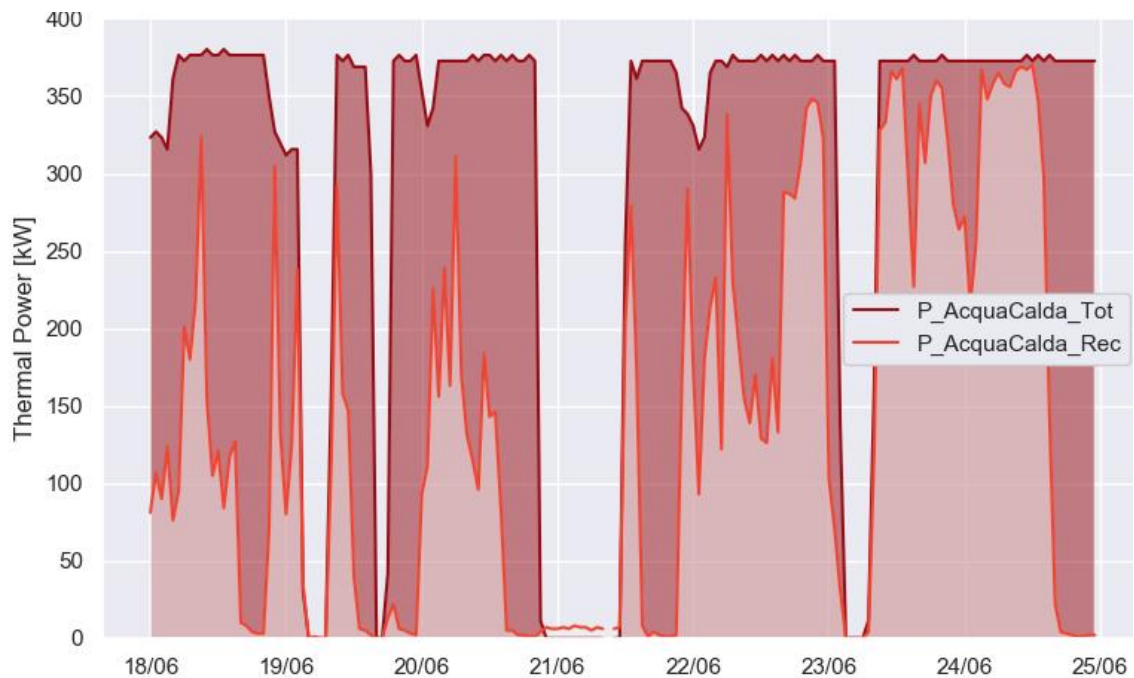


Figura 5 Acqua calda producibile dal cogeneratore ed effettivamente utilizzata da utenza, giugno

Per la nostra analisi lavoriamo sul mese di Marzo in cui abbiamo meno dissipazione e possiamo supporre di avere richiesta termica non soddisfatta (come da Sezione 2.1). Inoltre, a guardare la Tabella 2 il mese di Marzo sembra più rappresentativo del comportamento degli altri mesi dell'anno a parte i mesi estivi da Maggio ad Agosto, per cui useremo i dati mensili come dati medi per stimare risultati annui. Questi processi tipici del settore lattiero-caseario possono avere elevata stagionalità che può considerevolmente influenzare lo studio ma dalla Tabella 2 possiamo notare che in questo caso le variazioni stagionali sono limitate.

Come appena descritto, quindi, in questo caso non abbiamo un profilo di richiesta termica ma solo la produzione. Inoltre, mancano informazioni aggiuntive come il profilo della temperatura di mandata alle utenze, per cui ci troviamo nel caso peggiore descritto nella sezione 2.1 e possiamo semplicemente individuare gli intervalli di possibile richiesta termica non soddisfatta. L'unico dato da guardare diventa quindi il numero di ore totali in cui si potrebbe avere richiesta non soddisfatta, che risulta essere di 406 ore su un mese.

Supponendo, quindi, di avere richiesta termica non soddisfatta, andiamo a valutare la presenza di dissipazione: otteniamo dissipazione per 388 ore su 731 ore di marcia del cogeneratore per un totale di circa 37 MWh (su circa 440 MWh di calore prodotto nel mese).

Poiché siamo in possesso di dati orari, per limitare l'effetto di errori di misurazione nella nostra analisi, facciamo un pre-processing dei dati in modo che non ci siano salti di dissipazione di durata minore o uguale ad un'ora.

Nelle figure 6 e 7 riportiamo gli istogrammi del numero di occorrenze per i differenti range di durata delle fasi di carica/scarica dei **cicli di accumulo** individuati, a cui corrisponde una determinata quantità di energia accumulata, secondo la formula (1).

Per avere un'idea di un valore rappresentativo per la durata dei cicli di accumulo calcoliamo sia la media (3 ore e 28 minuti) che la mediana (3 ore) della durata stessa. L'uso della mediana al posto della media permette di dare un peso minore a valori estremi. Calcolando gli stessi indicatori otteniamo un'energia corrispondente alla media delle durate di accumulo di 377 kWh ed un'energia corrispondente alla mediana delle durate di accumulo di 291 kWh.

Per avere un'ulteriore stima di dimensionamento energetico per il nostro caso, possiamo guardare l'energia corrispondente solo ad accumuli con carica/scarica di durata vicina alla mediana delle durate, ad esempio 2, 3 e 4 ore. Riportiamo l'istogramma corrispondente in figura 8. Il valore dell'energia corrispondente alla mediana delle durate del ciclo di accumulo è pari a 259 kWh.

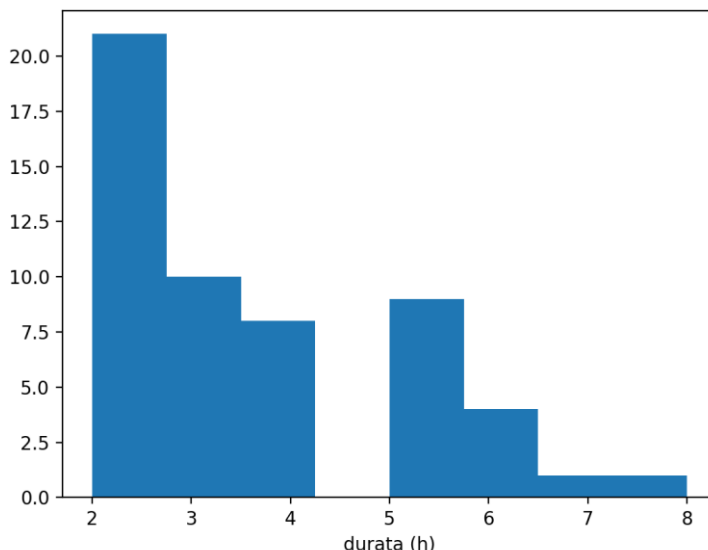


Figura 6 Iistogramma del numero di occorrenze per ciascuna durata delle fasi di carica/scarica

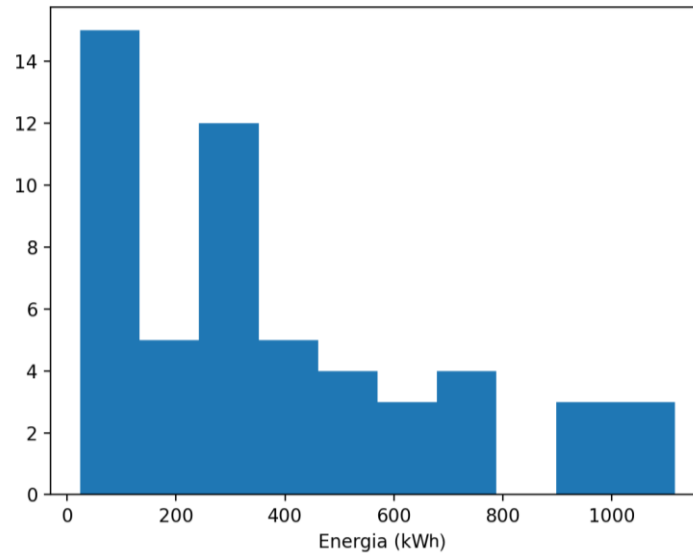


Figura 7 Istogramma dell'energia corrispondente ai cicli di accumulo identificati

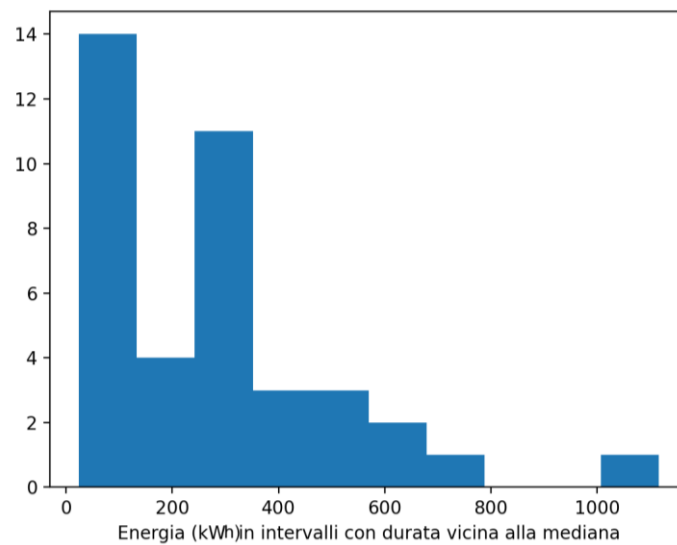


Figura 8 Istogramma dell'energia corrispondente a cicli di accumulo per i quali le fasi di carica/scarica hanno durata pari a 2, 3 o 4 ore

Analizziamo adesso l'effetto dell'introduzione dell'accumulo dal punto di vista economico.

I risultati economici sono riportati su un orizzonte temporale di un anno, nonostante i nostri dati siano solo su un mese, considerando i risultati del mese di Marzo come rappresentativi di un valore medio annuo. In figura 9 riportiamo l'andamento del costo evitato per la produzione di energia termica al variare della capacità di accumulo. Tale costo evitato aumenta all'aumentare della dimensione dell'accumulo fino a diventare costante quando l'energia autoconsumata arriva a saturazione.

Analogamente, in figura 10 riportiamo l'andamento dei ricavi dalla vendita di certificati bianchi al variare della capacità di accumulo.

A questo punto inseriamo la distinzione tra le due tipologie di accumuli prese in considerazione e calcoliamo i costi di investimento al variare della capacità di accumulo ed in funzione dei costi specifici di investimento per PCM e serbatoi d'acqua. Otteniamo i costi di investimento di cui alla figura 11 e l'andamento del VAN di cui alla figura 12.

Come ci aspettavamo, per accumuli energeticamente piccoli le due tipologie di accumulo non presentano grandi differenze di investimento. Il divario aumenta all'aumentare della capacità di accumulo. Oltre una certa capacità il VAN inizierà a decrescere perché i ricavi da costo evitato per la produzione di calore e vendita certificati bianchi raggiungono un valore massimo dipendente dalla domanda termica dell'utenza mentre il costo di investimento cresce linearmente. Per via dei maggiori costi di investimento, questo effetto è più marcato per accumulo con PCM rispetto ad uso di serbatoio di acqua.

In particolare, se consideriamo un accumulo di 260 kWh, ovvero il valore corrispondente alla mediana delle durate dei cicli di accumulo, otteniamo un costo evitato di produzione calore annuo di 8000 €, un ricavo da vendita di certificati bianchi di 4000 €, un costo d'investimento pari a 5571 € per serbatoio e 20800 € per accumulo PCM. Di conseguenza, si avrà una differenza tra VAN su 10 anni per un serbatoio e VAN su 10 anni per accumulo PCM pari a 15.2 k€, assumendo un tasso di sconto del 5%.

L'investimento in questo caso studio risulta particolarmente conveniente, soprattutto nel caso del serbatoio, con tempi di ritorno minori di un anno. In realtà, poiché non conosciamo l'effettivo profilo di domanda termica dei processi, stiamo sovrastimando l'uso dell'accumulo rispetto alla realtà. Stiamo infatti supponendo che tutta l'energia accumulata quando la produzione eccede il consumo possa essere utilizzata in caso di fabbisogno dell'utenza, ovvero quando la domanda di calore eccede la produzione da cogenerazione. Questo però non avviene sempre, dato che l'accumulo in alcuni intervalli temporali potrebbe trovarsi già scaricato per una richiesta in un intervallo precedente e quindi non riuscire a coprire la domanda.

Per questa analisi stiamo utilizzando un prezzo del gas, comprensivo di oneri di rete e accisa, di 62 €/MWh ottenendo, come da Tabella 3, un risparmio dovuto ad accumulo pari a 8k€ annui (nota: il costo evitato di produzione calore in Tabella 3 comprende anche la parte di vapore autoconsumato, che non cambia in presenza di accumulo dato che l'accumulo serve la produzione di calore a bassa temperatura).

Se ipotizziamo un prezzo in linea con il mercato del gas di Gennaio 2022, pari a 86 €/MWh, avremo un risparmio annuale dovuto a costo evitato di produzione calore di circa 11.3 k€. L'investimento per un accumulo diventerebbe, quindi, ancora più conveniente ma solo nell'ipotesi che il cogeneratore venga usato allo stesso modo anche con un aumento del prezzo del gas così consistente. In realtà, un aumento da 62 €/MWh a 86 €/MWh implicherebbe un aumento del carburante per il nostro caso di circa 340 k€/anno: in parte potrebbe essere assorbito dall'aumento dei prezzi di vendita in rete dell'energia elettrica ma la gestione del cogeneratore potrebbe essere modificata, dando luogo quindi ad una minore quantità di energia disponibile per l'accumulo.

Tabella 3 Risultati di analisi di investimento per accumulo da 260 kWh nel Caso studio 1

Costo evitato produzione calore senza accumulo (k€)	386
Ricavi da certificati bianchi senza accumulo (k€)	119
Costo evitato produzione calore con accumulo (k€)	394
Ricavi da certificati bianchi con accumulo (k€)	123
Costo investimento serbatoio (€)	5571
Costo investimento PCM (€)	20800
VAN serbatoio (k€) (su 10 anni)	95
VAN PCM (k€) (su 10 anni)	80
Volume serbatoio (m ³)	22
Volume PCM (m ³)	5

A questo punto è importante ricordare che al di là degli effetti economici ci sono altri aspetti da tenere a mente, in particolare il volume occupato. Otteniamo quindi che, nonostante un serbatoio sia più conveniente dal punto di vista economico rispetto ad un accumulo PCM con quasi il 19% in più di VAN, appena si prende in considerazione un eventuale vincolo fisico di occupazione di spazio si tratta di confrontare 22.3 m³ (serbatoio) e 4.6 m³ (PCM).

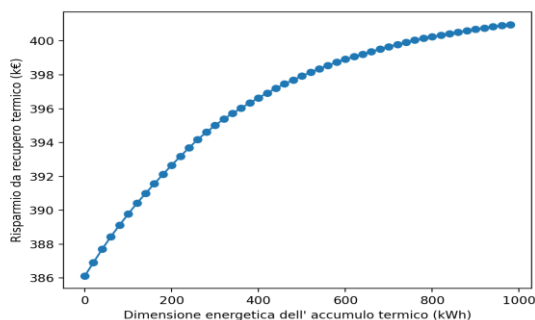


Figura 9. Risparmio dovuto ad autoconsumo di energia termica in funzione della capacità di accumulo

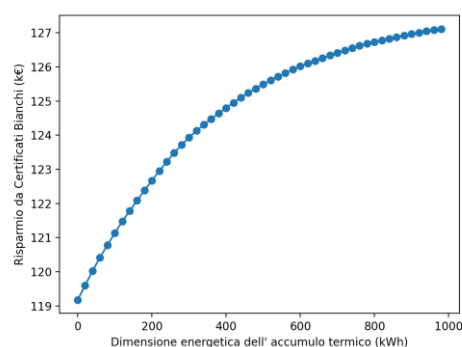


Figura 10. Ricavo dalla vendita di Certificati Bianchi in funzione della capacità di accumulo

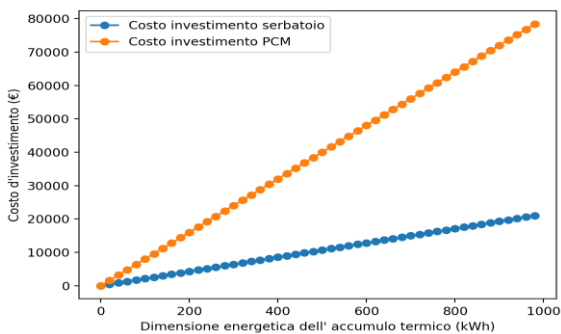


Figura 11 Costo di investimento per accumulo termico in funzione della capacità di accumulo

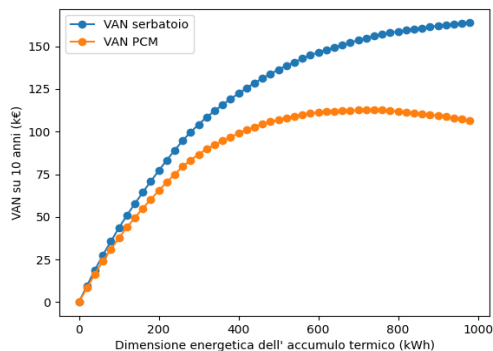


Figura 12 Valore Attuale Netto dell’investimento su 10 anni al variare della capacità di accumulo per serbatoio e PCM

3.2 Caso studio 2

In questo caso lavoriamo con un cogeneratore a gas da 2.7 MW_e installato nei primi anni del 2000. Come per il caso precedente, è possibile trovare una descrizione più dettagliata all’interno di [1], con il riferimento di *Stabilimento 1*.

Di seguito, i dati nominali da scheda tecnica:

- Potenza elettrica: 2.682 kW_e (eff. 44.3%)
- Totale termico: 2.550 kW_t (eff. 42.1%)
 - 1.026 kW_t vapore 8 bar
 - 1.524 kW_t acqua calda

Nella Tabella 4 vengono riassunti i risultati mensili relativi al consumo di gas, alla produzione elettrica e termica e alle relative efficienze (PCI del gas utilizzato 9.80 kWh/Sm³).

Tabella 4 Dati mensili su consumo combustibile e produzione del cogeneratore nel caso studio 2

Mese	Elettrica	AC_rec	VAP	GAS	eff_Ele	eff_Vap	eff_AC	eff_Tot
	MWh _e	MWh _t	MWh _t	kSm ³				
Gen	1.205	329	528	291	42%	19%	12%	72%
Feb	1.078	296	469	261	42%	18%	12%	72%
Mar	1.262	349	542	305	42%	18%	12%	72%
Apr	1.236	307	518	300	42%	18%	10%	70%
Mag	1.398	314	562	338	42%	17%	9%	69%
Giu	1.344	264	534	323	42%	17%	8%	68%
Lug	1.807	314	701	436	42%	16%	7%	66%
Ago	1.809	316	690	434	42%	16%	7%	66%
Set	1.736	335	693	432	41%	16%	8%	65%
Ott	1.670	286	724	400	43%	18%	7%	68%
Nov	1.609	305	693	391	42%	18%	8%	68%
Dic	1.528	308	689	377	41%	19%	8%	68%
Anno	17.684	3.722	7.342	4.288	42%	17%	9%	68%

Si nota una variazione di funzionamento a partire dall'inizio del mese di luglio, in cui sia il consumo di gas che la produzione di energia elettrica (totalmente auto consumata) e vapore subiscono un sensibile incremento, mentre il recupero termico sotto forma di acqua calda rimane sostanzialmente invariato. Questo significa che, mentre capacità di integrazione dell'energia elettrica e del vapore prodotto è ancora disponibile, lo sfruttamento dell'acqua calda ha raggiunto il suo livello di saturazione.

I seguenti grafici in Figura 13 e Figura 14 mostrano la dissipazione per due settimane tipo (invernale ed estiva). Si nota nella settimana di agosto che nelle ore notturne la dissipazione raggiunge picchi del 100%.

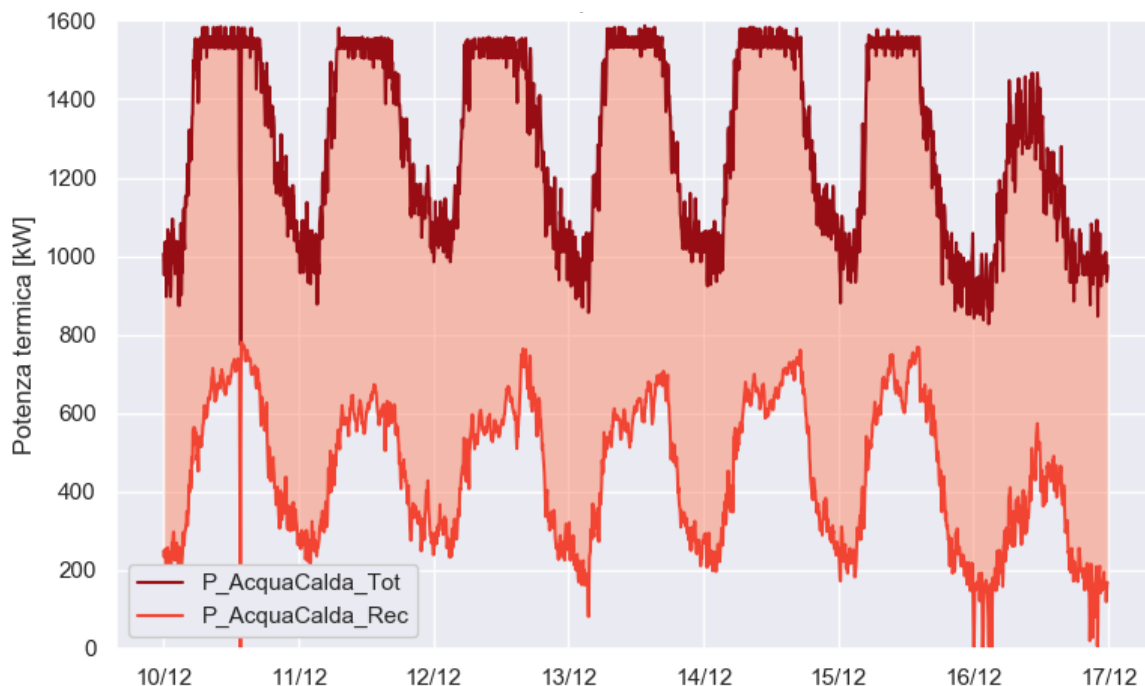


Figura 13 Acqua calda potenzialmente producibile e acqua calda recuperata dal cogeneratore, dicembre

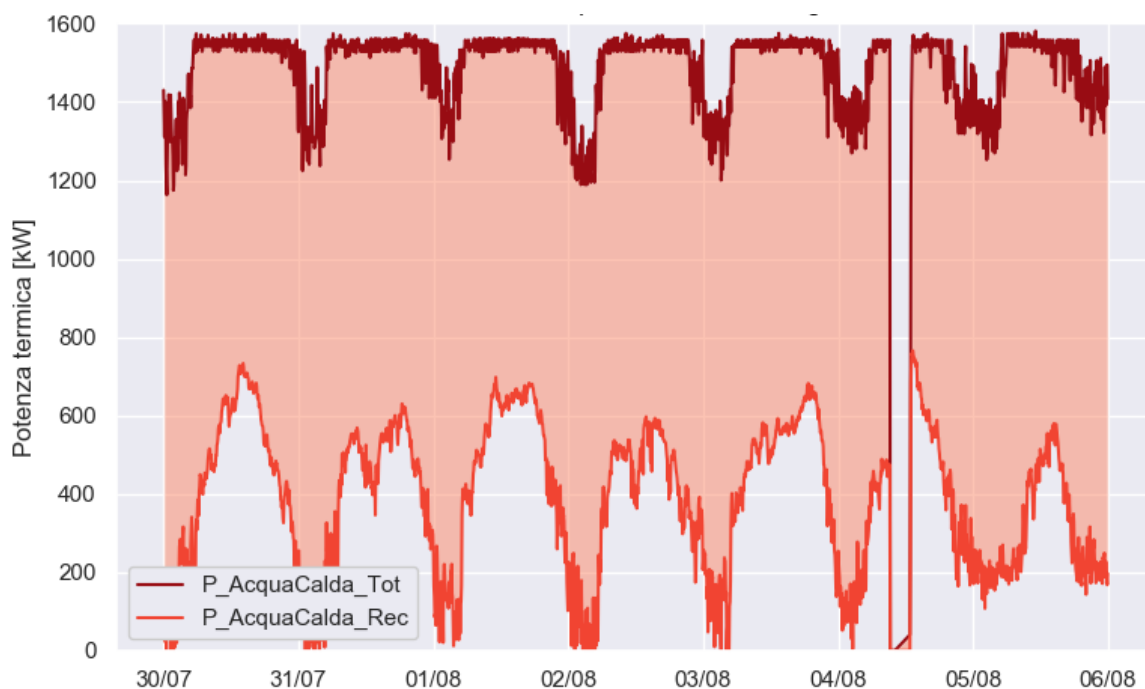


Figura 14 Acqua calda potenzialmente producibile e acqua calda recuperata dal cogeneratore, agosto

In questo caso studio si sta valutando il collegamento di ulteriori utenze termiche al cogeneratore, in modo da usare la cogenerazione stessa in maniera più efficiente. Non abbiamo informazioni precise sui profili delle utenze termiche collegabili quindi stimiamo di aggiungere un carico termico costante pari a 750kW in più rispetto al profilo di consumo attuale. Supponiamo, quindi di conoscere un profilo di richiesta termica orario per tutto l’anno.

A differenza del caso precedente, nella costruzione dei cicli di accumulo possiamo lavorare direttamente con i valori delle energie al posto delle durate degli intervalli. Inoltre, introduciamo un parametro che tenga conto della durata della fase di conservazione e consideriamo solo cicli di accumulo per i quali la fase di conservazione è più breve di un certo limite. Analizziamo inizialmente i risultati corrispondenti ad una conservazione di massimo due ore, supponendo che non ci siano perdite termiche. Vedremo in seguito come cambiano i risultati quando rilassiamo il vincolo di durata della fase di conservazione ed inseriamo una differenza di efficienza tra serbatoio e PCM.

Come sopra, calcoliamo la dissipazione totale sul periodo, che in questo caso corrisponde ad un intero anno, ottenendo 741 MWh rispetto ad una produzione di calore di 10771 MWh. In termini temporali, avremo 5830 ore di dissipazione su 8711 ore di marcia. A differenza del caso precedente, però, adesso possiamo anche fornire qualche informazione riguardo alla richiesta non soddisfatta: si ottengono 199 MWh di energia termica non coperta dal cogeneratore, distribuiti su 2906 ore. L'inserimento di un accumulo sembra essere motivato per cui cerchiamo di stimare la dimensione di un eventuale accumulo da inserire, quali effetti economici avrebbe e quali considerazioni si possono fare su tecnologie di accumulo differenti.

In figura 15 riportiamo l'istogramma delle energie dei cicli di accumulo. Possiamo notare come il profilo sia meno piccato rispetto al caso precedente per cui ci aspettiamo una minor differenza tra media e mediana. Effettivamente otteniamo una media di 341 kWh e una mediana di 304 kWh.

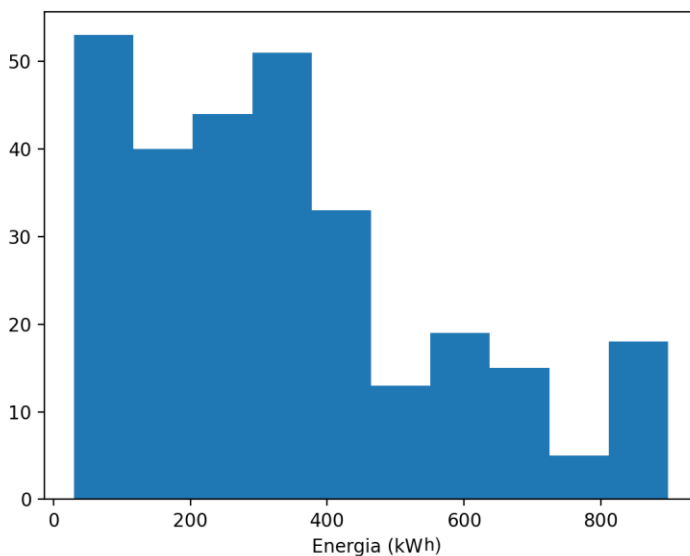


Figura 15 Istogramma dell'energia corrispondente ai cicli di accumulo identificati, calcolata come minimo tra l'energia dissipata e la richiesta non soddisfatta

Come per il caso precedente, riportiamo l'andamento del risparmio termico ottenuto al variare della dimensione energetica dell'accumulo (figura 16) e quello del risparmio dovuto a certificati bianchi (figura 17).

Questo secondo profilo ha un andamento chiaramente a gradini, diversamente da quanto succedeva nel caso precedente. La differenza è dovuta al fatto che stiamo lavorando con dati annuali invece di dati mensili. Il calcolo dei certificati bianchi da decreto è un calcolo annuo che tiene conto dell'efficienza globale media annua. Il calcolo fornisce il numero di certificati bianchi ottenuti (un numero intero) che moltiplichiamo per un prezzo predefinito (nel nostro caso, 250 €) per stimare il termine economico. Questo spiega per quale motivo nella figura 17 si notano una serie di salti di multipli di 250 € (corrispondono all'ottenimento di un certificato bianco in più). Nel caso di dati mensili questo calcolo deve essere adattato: al posto di ottenere un numero intero di certificati bianchi eliminiamo l'arrotondamento e consideriamo anche frazioni di certificato. In questo modo evitiamo che un salto discreto di un certificato bianco sia amplificato in un salto annuale di dodici certificati.

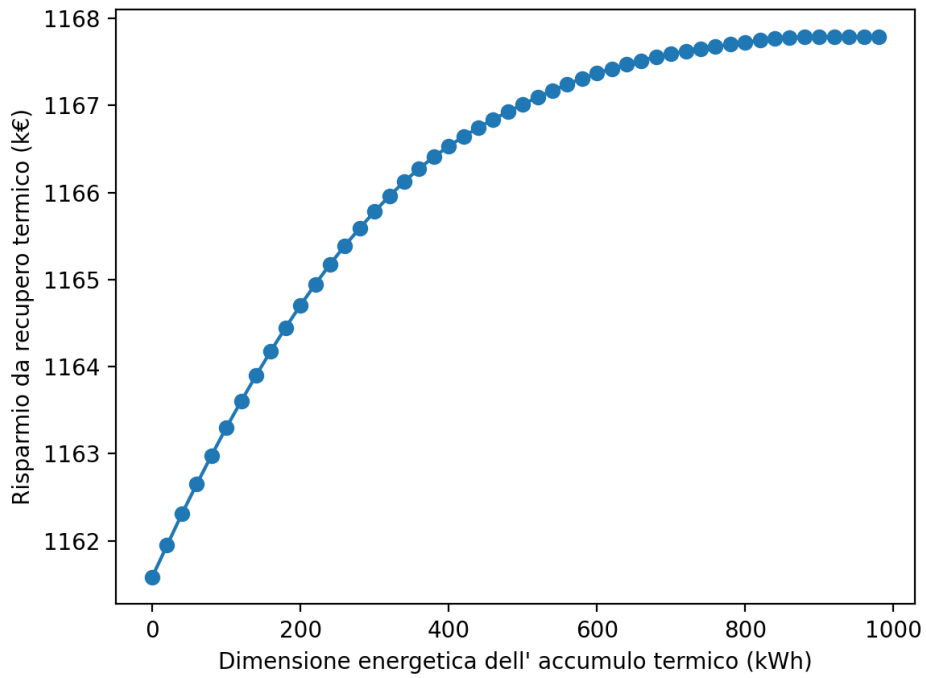


Figura 16 Costo evitato per energia termica al variare della capacità di accumulo.

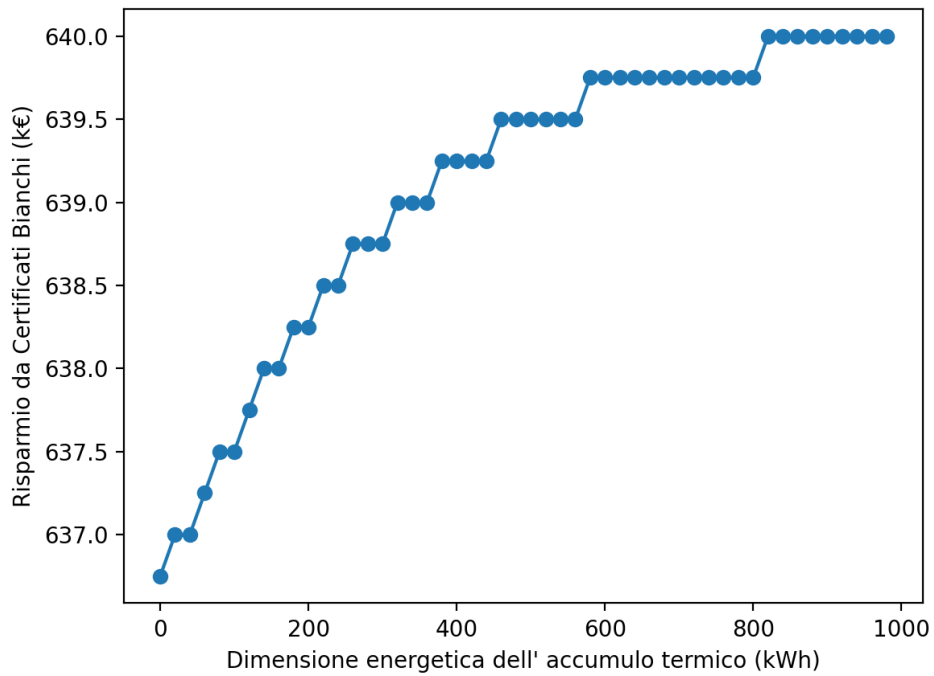


Figura 17 Ricavi da Certificati Bianchi in funzione della capacità di accumulo

Il costo di investimento corrisponde ai valori riportati nella figura 11 per cui riportiamo direttamente l'andamento del VAN per serbatoi e accumuli PCM (figura18).

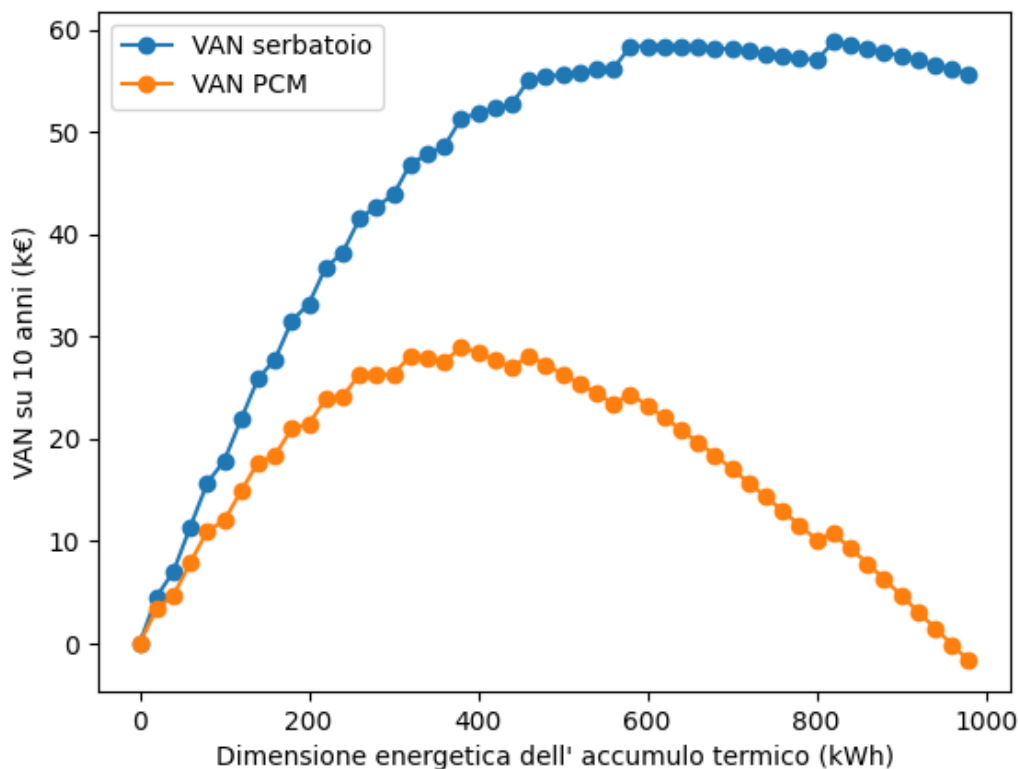


Figura 18 Valore Attuale Netto dell'investimento al variare della capacità di accumulo per serbatoio e PCM

Come per il caso precedente il divario tra i VAN corrispondenti alle due tipologie di investimento aumenta al crescere della capacità di accumulo. In questo caso, però, la richiesta non soddisfatta è minore del caso precedente, quindi la dimensione energetica massima per la quale l'investimento raggiunge l'equilibrio tra costi e risparmi è decisamente più piccola. Il risultato è che diventa più evidente, soprattutto per i PCM ma anche per i serbatoi di acqua, che oltre una certa dimensione l'investimento perde in convenienza.

Se ci concentriamo su una dimensione di 310 kWh, corrispondente alla durata di accumulo pari a poco più della mediana delle durate dei cicli di accumulo, otteniamo un risparmio termico pari a 4000 € e un risparmio dovuto a certificati bianchi pari a 2000 €. Per i costi di investimento avremo 6643 € per serbatoio e 24800 € per accumulo PCM, che si traducono in una differenza di 18.2 k€ tra il VAN per il serbatoio e quello per accumulo PCM. Dal punto di vista, invece, dell'occupazione di spazio, la differenza tra le due tecnologie aumenta perché dovremo confrontare 26.57 m³ per serbatoio rispetto ad un volume di 5.5 m³ per accumulo PCM.

Finora abbiamo lavorato supponendo efficienza del 100% per qualunque tecnologia di accumulo. Possiamo fare un passaggio ulteriore ed introdurre un'efficienza diversa per serbatoi e accumuli PCM, come avviene nella realtà. Facendo riferimento alla tabella 1, simuliamo l'utilizzo di accumulo

ipotizzando un'efficienza dell'80% per il serbatoio e del 95% per l'accumulo PCM. Rilassiamo anche il vincolo sulla durata della fase di conservazione da 2 a 5 ore anche se consideriamo un'efficienza costante al variare della durata della fase di conservazione.

Tabella 5 Risultati di analisi di convenienza economica per accumulo da 310 kWh nel Caso studio 2

Costo evitato energia termica senza accumulo (k€)	1162
Ricavo da certificati bianchi senza accumulo (k€)	637
Costo evitato energia termica con accumulo (k€)	1166
Ricavo da certificati bianchi con accumulo (k€)	639
Costo investimento serbatoio (€)	6643
Costo investimento PCM (€)	24800
VAN serbatoio (k€) (10 anni)	46,4
VAN PCM (k€) (10 anni)	28,2
Volume serbatoio (m3)	26,7
Volume PCM (m3)	5,5

Tabella 6 Risultati di analisi di convenienza economica per accumulo da 310 kWh nel Caso studio 2 con efficienza dell'80% per il serbatoio e del 95% per la tecnologia PCM

Costo evitato energia termica senza accumulo (k€)	1162
Ricavo da certificati bianchi senza accumulo (k€)	637
Costo evitato energia termica con accumulo - serbatoio (k€)	1165
Costo evitato energia termica con accumulo - PCM (k€)	1166
Ricavo da certificati bianchi con accumulo - serbatoio (k€)	639
Ricavo da certificati bianchi con accumulo - PCM (k€)	639
Costo investimento serbatoio (€)	6643
Costo investimento PCM (€)	24800
VAN serbatoio (k€) (10 anni)	35,4
VAN PCM (k€) (10 anni)	24,5
Volume serbatoio (m3)	26,7
Volume PCM (m3)	5,5

Otteniamo che la differenza tra il VAN del serbatoio e quello dell'accumulo PCM si riduce a 10.9 k€ (il 40% in meno rispetto al caso con efficienza ideale) e che la decrescita del VAN dopo una certa dimensione energetica diventa evidente anche per il serbatoio.

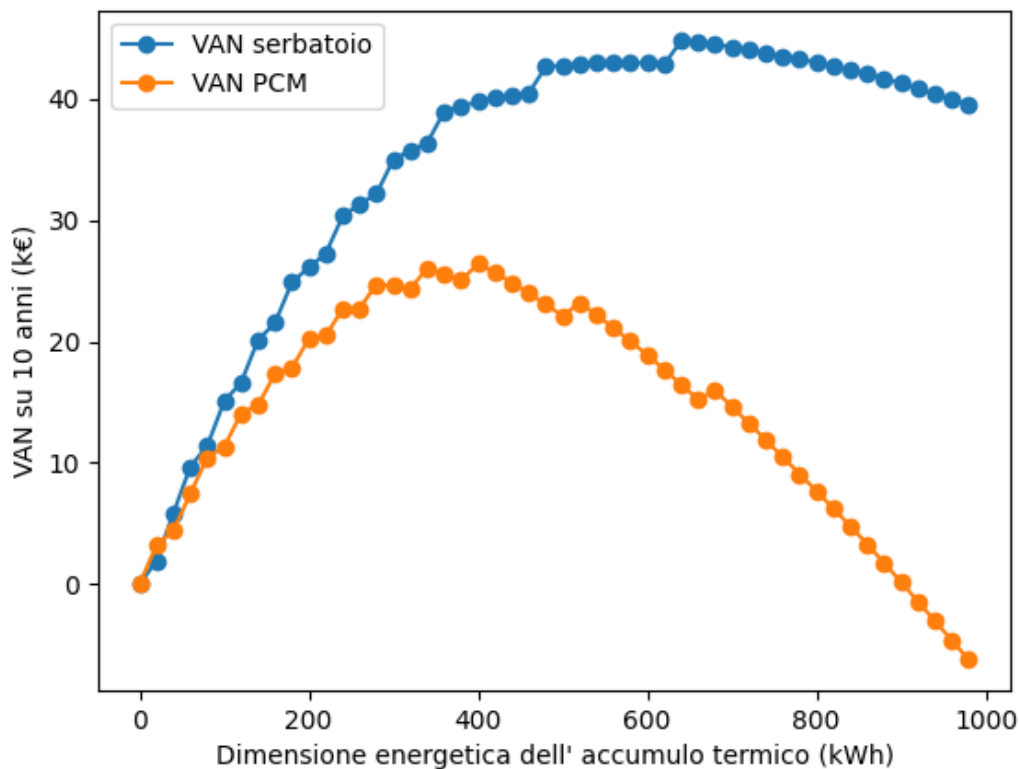


Figura 18 Valore Attuale Netto dell'investimento al variare della capacità di accumulo per serbatoio con efficienza di scambio dell'80% e PCM con efficienza del 95%

4 Proiezioni economiche

Dalle simulazioni condotte e riportate nei paragrafi precedenti, sono state delineate tre proiezioni economiche, basate su analisi condotte sullo stabilimento analizzato nel Caso 2 con la richiesta termica prevista dopo l'intervento di collegamento di nuove utenze, confrontando la situazione senza partecipazione a MSD, con partecipazione a MSD e con partecipazione a MSD ed accumulo:

- **Proiezione 1:** Valutazione dei benefici economici derivanti dalla vendita di certificati bianchi (pari a 2700 MWh/anno) senza accumulo termico aggiuntivo e senza partecipazione a MSD.
- **Proiezione 2:** Valutazione dei benefici derivanti da Proiezione 1 con l'aggiunta della partecipazione all'MSD in qualità di UVAM in ipotesi di dispacciamento a salire.
- **Proiezione 3:** Valutazione della Proiezione 2 con l'aggiunta dell'accumulo termico.

Per la scelta dell'impianto è stata utilizzata una versione del software di simulazione sviluppato da ENERSEM che permetta una selezione ottimale, dal punto di vista economico, della gestione del cogeneratore. Il software è anche in grado di valutare il comportamento ottimale di un cogeneratore a fronte di una determinata richiesta di energia elettrica derivante dalla partecipazione come UVAM.

Dalle analisi condotte è risultato che l'accumulo termico non varia la disponibilità di partecipazione all'MSD, in quanto sul caso studio analizzato la produzione di calore viene consumato interamente sul posto: di conseguenza l'accumulo non influenza la quantità energetica erogabile. Al contrario, se la richiesta termica non fosse stata tutta auto-consumata in situ, allora ci sarebbe stato evidentemente un utilizzo dell'accumulo con conseguente aumento della disponibilità energetica funzionale alla partecipazione del pilota al MSD in qualità di UVAM.

Gli scenari sono stati sviluppati sulla base delle seguenti assunzioni:

- I. il BSP offre gratuitamente in comodato d'uso l'apparato per il collegamento UVAM in cambio del 20% dei ricavi
- II. Richiesta media annua UVAM: 33MWh al primo anno. Aumento annuo del 10%.
- III. Prezzo medio ponderato per MWh: 132€ al primo anno; 106€ a regime
- IV. Premio annuo riconosciuto per MW di disponibilità: 26.122,2 €/MW/anno¹
- V. Ricavi per certificati bianchi: 250€ per TEP
- VI. Costo gas metano: 0,53€/Sm³ con PCI=9.6. Aumento annuo costo del 2% (per tenere conto della crescita dei prezzi energetici)

¹ Riferimento preso dall'Esito Assegnazione Approvvigionamento a termine UVAM 1° gennaio – 31 Dicembre 2020, Area A. Fonte: Terna

- VII. Costi manutenzione sistema di cogenerazione: 33,5€ per ora di lavoro² . Aumento annuo costo del 4%, per tenere conto di inflazione e di obsolescenza del sistema.
- VIII. Costo potenza pari a 4.7€/KWh al mese
- IX. Ipotesi ammortamento sistema di cogenerazione: 9%

In merito ai punti II e III, da un'analisi [8] degli esiti del Mercato del Bilanciamento a salire da settembre 2020 a luglio 2021 emerge che sono stati inviati da Terna 599 ordini di dispacciamento a salire per 6.877 MWh che hanno interessato **184 UVAM di titolarità di 27 diversi BSP**, caratterizzati da una quantità minima di circa 11,5 MWh e una massima di 73 MWh. Il prezzo medio ponderato accettato è pari a **132€/MWh**. Tali dati comprendono anche gli ordini di dispacciamento a scopo di test.

Restrignendo l'analisi ai soli ordini di dispacciamento per la sola fornitura del servizio, la quantità accettata totale è di 5980MWh su un totale di 349 ordini ad un **prezzo medio ponderato accettato pari a 106€/MWh**.

Sulla base di questi valori, è possibile derivare una **richiesta media per UVAM pari a circa 32,5MWh. Richiesta media, fascia oraria di prodotto, e prezzo medio ponderato, costituiscono le assunzioni base di riferimento per lo scenario di partecipazione al MSD come UVAM.**

Di seguito il riepilogo delle proiezioni, in termini di costi e ricavi:

² Costi comprensivi di manodopera, materiali, incluso assistenza casa madre full service, manutenzione servizi ausiliari (assorbitore con torre evaporativa e sistema trattamento acque, sistemi monitoraggio e abbattimenti inquinanti, contabilizzazione del calore, sistemi di ventilazione, sistemi elettrici, sistemi di supervisione e controllo); fornitura di urea e di olio motore.

PROIEZIONE 1											
Investimento	2.690.225 €										
	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11
Costi di esercizio Annui	3.052.555 €	3.118.715 €	3.186.401 €	3.255.654 €	3.326.514 €	3.399.020 €	3.473.215 €	3.549.143 €	3.626.848 €	3.706.376 €	3.785.720 €
Consumo di gas metano (aumento 2% annuo)	2.711.225 €	2.765.449 €	2.820.758 €	2.877.173 €	2.934.717 €	2.993.411 €	3.053.280 €	3.114.345 €	3.176.632 €	3.240.165 €	3.304.968 €
Costo manutenzione (aumento 4% annuo)	255.411 €	265.627 €	276.253 €	287.303 €	298.795 €	310.747 €	323.176 €	336.103 €	349.548 €	363.529 €	378.071 €
Costo potenza (aumento 2% annuo)	85.919 €	87.638 €	89.391 €	91.178 €	93.002 €	94.862 €	96.759 €	98.694 €	100.668 €	102.682 €	102.682 €
Ricavi Annui	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	4.260.852 €	3.617.448 €
Vendita Energia Elettrica	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €
Risparmio autoconsumo energia elettrica	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €
Risparmio energia termica	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €
Ricavi da Certificati bianchi	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	643.404 €	- €
EBITDA	1.208.297 €	1.142.138 €	1.074.451 €	1.005.198 €	934.339 €	861.832 €	787.637 €	711.709 €	634.004 €	554.476 €	- 168.272 €
Ammortamento	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €
EBIT	966.177 €	900.017 €	832.331 €	763.078 €	692.218 €	619.712 €	545.517 €	469.589 €	391.884 €	312.356 €	- 410.392 €
Tasse sui profitti	- 231.882 €	- 216.004 €	- 199.759 €	- 183.139 €	- 166.132 €	- 148.731 €	- 130.924 €	- 112.701 €	- 94.052 €	- 74.965 €	- €
Incassi Netti	734.294 €	684.013 €	632.571 €	579.939 €	526.086 €	470.981 €	414.593 €	356.888 €	297.832 €	237.391 €	- 410.392 €

Figura 19 Analisi Economica Proiezione 1

PROIEZIONE 2											
Investimento CHP	2.690.225 €										
	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11
Costi di esercizio Annui	3.052.555 €	3.118.715 €	3.186.401 €	3.255.654 €	3.326.514 €	3.399.020 €	3.473.215 €	3.549.143 €	3.626.848 €	3.706.376 €	3.785.720 €
Consumo di gas metano (aumento 2% annuo)	2.711.225 €	2.765.449 €	2.820.758 €	2.877.173 €	2.934.717 €	2.993.411 €	3.053.280 €	3.114.345 €	3.176.632 €	3.240.165 €	3.304.968 €
Costo manutenzione (aumento 4% annuo)	255.411 €	265.627 €	276.253 €	287.303 €	298.795 €	310.747 €	323.176 €	336.103 €	349.548 €	363.529 €	378.071 €
Costo potenza (aumento 2% annuo)	85.919 €	87.638 €	89.391 €	91.178 €	93.002 €	94.862 €	96.759 €	98.694 €	100.668 €	102.682 €	102.682 €
Ricavi Annui	4.286.535 €	4.285.662 €	4.285.923 €	4.286.210 €	4.286.526 €	4.286.874 €	4.287.256 €	4.287.677 €	4.288.140 €	4.288.649 €	3.644.505 €
Vendita Energia Elettrica	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €	25.245 €
Risparmio autoconsumo energia elettrica	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €	2.420.332 €
Risparmio energia termica	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €	1.171.871 €
Ricavi da Certificati bianchi	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	644.704 €	- €
Ricavi da per disponibilità UVAM	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €	20.898 €
Ricavi per fornitura servizio UVAM	3.485 €	2.612 €	2.873 €	3.160 €	3.476 €	3.824 €	4.206 €	4.627 €	5.090 €	5.599 €	6.159 €
EBITDA	1.233.979 €	1.166.947 €	1.099.521 €	1.030.556 €	960.013 €	887.854 €	814.041 €	738.534 €	661.292 €	582.273 €	- 141.216 €
Ammortamento	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €
EBIT	991.859 €	924.827 €	857.401 €	788.435 €	717.892 €	645.734 €	571.921 €	496.414 €	419.171 €	340.153 €	- 383.336 €
Tasse sui profitti	- 238.046 €	- 221.958 €	- 205.776 €	- 189.225 €	- 172.294 €	- 154.976 €	- 137.261 €	- 119.139 €	- 100.601 €	- 81.637 €	- €
Incassi Netti	753.813 €	702.868 €	651.625 €	599.211 €	545.598 €	490.758 €	434.660 €	377.274 €	318.570 €	258.516 €	- 383.336 €

Figura 20 Analisi Economica Proiezione 2

PROIEZIONE 3

	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11
Investimento CHP	2.690.225 €										
Investimento Accumulo	18.300 €										
Costi di esercizio Annuo	3.052.555 €	3.118.715 €	3.186.401 €	3.255.654 €	3.326.514 €	3.399.020 €	3.473.215 €	3.549.143 €	3.626.848 €	3.706.376 €	3.785.720 €
Consumo di gas metano (aumento 2% annuo)	2.711.225€	2.765.449€	2.820.758€	2.877.173€	2.934.717€	2.993.411€	3.053.280€	3.114.345€	3.176.632€	3.240.165€	3.304.968€
Costo manutenzione (aumento 4% annuo)	255.411€	265.627€	276.253€	287.303€	298.795€	310.747€	323.176€	336.103€	349.548€	363.529€	378.071€
Costo potenza (aumento 2% annuo)	85.919€	87.638€	89.391€	91.178€	93.002€	94.862€	96.759€	98.694€	100.668€	102.682€	102.682€
Ricavi Annuo	4.286.535 €	4.285.662 €	4.285.923 €	4.286.210 €	4.286.526 €	4.286.874 €	4.287.256 €	4.287.677 €	4.288.140 €	4.288.649 €	3.644.505 €
Vendita Energia Elettrica	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€	25.245€
Risparmio autoconsumo energia elettrica	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€	2.420.332€
Risparmio energia termica	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€	1.171.871€
Ricavi da Certificati bianchi	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	644.704€	- €
Ricavi da per disponibilità UVAM	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€	20.898€
Ricavi per fornitura servizio UVAM	3.485€	2.612€	2.873€	3.160€	3.476€	3.824€	4.206€	4.627€	5.090€	5.599€	6.159€
EBITDA	1.233.979 €	1.166.947 €	1.099.521 €	1.030.556 €	960.013 €	887.854 €	814.041 €	738.534 €	661.292 €	582.273 €	- 141.216 €
Ammortamento	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €	- 242.120 €
EBIT	991.859 €	924.827 €	857.401 €	788.435 €	717.892 €	645.734 €	571.921 €	496.414 €	419.171 €	340.153 €	- 383.336 €
Tasse sui profitti	- 238.046 €	- 221.958 €	- 205.776 €	- 189.225 €	- 172.294 €	- 154.976 €	- 137.261 €	- 119.139 €	- 100.601 €	- 81.637 €	- €
Incassi Netti	753.813 €	702.868 €	651.625 €	599.211 €	545.598 €	490.758 €	434.660 €	377.274 €	318.570 €	258.516 €	- 383.336 €

Figura 21 Analisi Economica Proiezione 3

Dalle proiezioni emerge per tutti gli scenari un'altissima redditività nell'accesso al MSD in qualità di UVAM derivante prevalentemente dall'ottimizzazione dell'impianto termico, dall'autoconsumo e dalla vendita dei certificati bianchi. Da un'analisi del VAN e del ROI è possibile osservare come la partecipazione al mercato del MSD come UVAM comporti un sostanziale aumento del VAN (o NPV, qui calcolato all'8% di tasso di sconto), e del Ritorno di Investimento, con un incremento del ROI in Proiezione 2 di circa 9 punti rispetto al ROI della Proiezione 1. Al contrario, per le ragioni esposte in precedenza (tipologia di domanda termica e dimensionamento del cogeneratore), nel caso studio analizzato l'accumulo termico abbinato alla UVAM non comporta alcun beneficio economico tangibile. Si precisa che non sono stati valutati eventuali incentivi fiscali e/o contributi a fondo perduto che potrebbero favorire ancor di più l'investimento prospettato.

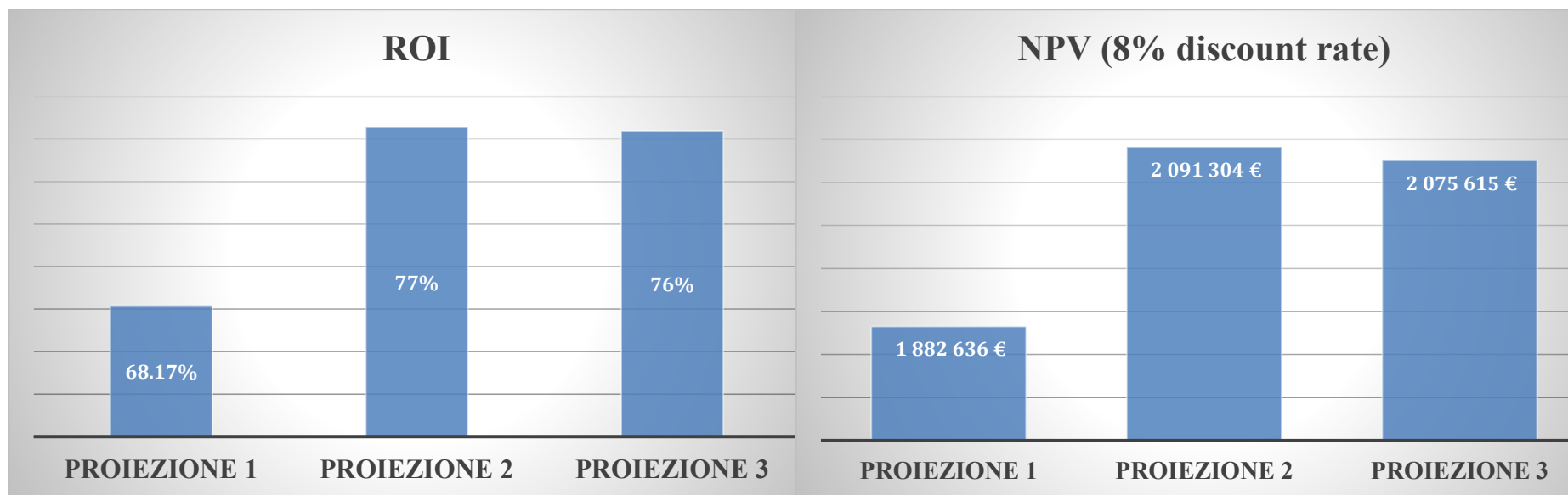


Figura 22 Confronto indicatori VAN su 10 anni e ROI (Ritorno di Investimento) per le tre Proiezioni

5 Conclusioni

Gli impianti di cogenerazione a servizio di stabilimenti industriali sono potenziali casi di utilizzo di sistemi di accumulo a calore latente. Questo è vero in particolare nei casi in cui siano presenti lavorazioni discontinue e con fabbisogni di calore variabili durante la giornata, per le quali non è sempre possibile sfruttare al meglio il calore disponibile (da recuperi di calore di processo o da cogenerazione). Come approfondito nel precedente report, questa condizione è tipica di alcuni settori industriali, tra i quali l'agroalimentare e il chimico-farmaceutico. In questo studio abbiamo analizzato due casi reali, in cui viene utilizzato calore a bassa temperatura e con presenza di quantità significative di calore dissipato.

Nella nostra analisi abbiamo preso in considerazione due stabilimenti lattiero caseari del Nord Italia, molto diversi tra loro sia per dimensione dell'impianto cogenerativo che per utilizzo del calore che per dati effettivamente reperibili per l'analisi.

In entrambi i casi abbiamo determinato i momenti di richiesta termica non coperta dalla cogenerazione e li abbiamo combinati con informazioni sull'entità e i tempi di calore dissipato, ottenendo così una dimensione energetica di accumulo utilizzabile.

Abbiamo quindi tradotto l'informazione sulla dimensione energetica dell'accumulo in impatto economico sullo stabilimento e confrontato, quindi, la convenienza dell'accumulo a tecnologia PCM con un classico accumulo sensibile, con serbatoio d'acqua.

Dal punto di vista economico il serbatoio è più conveniente rispetto ad un accumulo PCM che ha un costo di investimento maggiore (di quasi 4 volte) a parità di capacità di accumulo. Tale differenza è solo parzialmente attenuata se vengono prese in considerazione le perdite caratteristiche delle due tipologie di sistemi di accumulo (confronto effettuato nel caso 2).

Si sottolinea infine che la densità specifica maggiore degli accumuli con materiali a cambiamento di fase consenta la realizzazione di serbatoi molto più piccoli rispetto al caso di serbatoi ad acqua (meno del 40% del volume); ciò costituisce un aspetto non trascurabile nella scelta di investimento e, in alcuni casi, nella stessa fattibilità dell'intervento.

Per quanto concerne la partecipazione al progetto pilota delle UVAM, dalle proiezioni riportate in Sezione 5 emerge un beneficio economico importante, sebbene non associabile, per il caso studio specifico, al sistema di accumulo termico.

Riferimenti bibliografici

1. A. Pantaleo, F. Santoro, M. Zanchi, P. Alari, M- Muscherà, A. Frein. *Sistemi di accumulo termico a calore latente nell'industria manifatturiera*, Aprile 2021, Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.
2. IRENA, International Renewable Energy Agency, “Innovation Outlook. Thermal Energy Storage”, 2020
3. Progetto Life TTGG: www.lifettgg.eu, di cui ENERSEM è partner, responsabile per la parte energetica in caseificio)
4. GSE S.p.A., Gestore dei Servizi Energetici, “Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)”, 2018, rev. 2019.
5. GME, Gestore Mercati Energetici, prezzi e volumi orari per la vendita in rete.
6. TERNA S.P.A, Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento.
7. Terna S.P.A, Approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per i soggetti titolari di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento ed ulteriori modifiche al regolamento MSD UVAM
8. Energy & Strategy Group, Electricity Market Report 2021

Abbreviazioni ed acronimi

CAR: Cogenerazione ad Alto Rendimento

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento

PCM(s): Phase Change Material(s) [Materiale(/i) a cambiamento di fase]

TEE: Titoli di Efficienza Energetica

TES: Thermal Energy Storage [Sistemi di accumulo termico]

UVAM: Unità Virtuali Abilitate Miste

VAN: Valore Attuale Netto

Appendice 1: Partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento tramite UVAM

A1.1 Procedura di approvvigionamento a termine UVAM: Requisiti di partecipazione

TERNA ha recentemente definito i requisiti tecnici minimi propedeutici alla partecipazione nel mercato MSD[6]. Di seguito si procede ad elencare ciascuno di esso con una breve descrizione vincoli e specifiche da rispettare:

Modalità di connessione ai sistemi di terna

L'apparato responsabile dello scambio informativo tra l'UVAM e i sistemi di TERNA si connette a tali sistemi tramite il protocollo di comunicazione IEC 870-5-104, con l'aggiunta della funzionalità di file transfer, prevista dal protocollo stesso, per la gestione degli ordini di bilanciamento. Qualora il BSP sia già in possesso di linee di comunicazione dati con TERNA è ammesso l'utilizzo di tale modalità di connessione anche per l'UVAM.

Unità Periferiche di Monitoraggio (UPM): Caratteristiche funzionali e documenti di riferimento

L'UVAM, attraverso il BSP³, deve essere rilevata in misura analogica con un opportuno dispositivo (UPM), quale, ad esempio, il "Controllore Centrale d'Impianto". Tali misure devono essere associate all'immissione/prelievo totale dell'UVAM.

Con riferimento a tali sistemi, il BSP è tenuto a garantire qualità e affidabilità del dato trasmesso al concentratore in termini di risoluzione e accuratezza, fermo restando che il ritardo introdotto nella catena di misura attraverso l'interposizione del sistema SCADA non deve essere superiore a 1 secondo. I sistemi SCADA interposti tra UPM e concentratore non devono inoltre prevedere bande morte intenzionali sui dati, fenomeni di "data reduction" e algoritmi di pre-processamento tali da alterare le misure ricevute dalle UPM e successivamente trasmesse, per il loro tramite, al concentratore.

Caratteristiche funzionali dell'apparato di interfaccia con i sistemi terna

Le caratteristiche funzionali richieste al dispositivo di interfaccia del BSP con i sistemi TERNA (concentratore) sono riportate di seguito:

- gestire la comunicazione con le UPM sottesi garantendo le prestazioni richieste;
- gestire la comunicazione con i sistemi TERNA con particolare riferimento all'invio ogni 4 secondi, relativamente a ciascuna UVAM, alternativamente de:

³ Il BSP è responsabile di individuare una modalità di connessione tale da garantire affidabilità, sicurezza, prestazioni ed integrità del dato trasmesso dalle UPM al concentratore del BSP.

- la potenza complessivamente immessa/prelevata nei punti di immissione/prelievo in essa inclusi pari alla somma delle misure elementari rilevate dalle UPM dei punti di immissione/prelievo, laddove tutte disponibili con la cadenza suddetta;
- la stima della potenza complessivamente immessa/prelevata nei punti associati all'UVAM laddove anche solo per un punto non sia disponibile la misura ogni 4 secondi; tale stima è determinata dal BSP tramite un opportuno algoritmo, con l'obiettivo di garantire l'accuratezza della stima, determinata attraverso l'errore quadratico medio, il cui limite consentito varia dal 2,2% al 10% a seconda del numero di punti di immissione e/o prelievo e della potenza della UVAM.
- ricevere gli ordini di bilanciamento attraverso la modalità file transfer prevista dal protocollo IEC 870-1-104.
- memorizzare a livello centralizzato:
 - le misure delle singole UPM, trasmesse al concentratore con la cadenza sotto indicata;
 - le misure aggregate dal concentratore e ricostruite tramite eventuale algoritmo di stima, con granularità almeno pari a 4 secondi.

Tali misure devono risiedere in un archivio circolare di durata minima 60 giorni ed essere storicizzate in archivio permanente fuori linea per almeno 5 anni. Gli archivi dovranno essere dotati di soluzioni tecnologiche tali da garantirne il buon funzionamento e assicurare l'integrità dei dati in caso di malfunzionamenti o guasti.

Al fine di assicurare l'affidabilità e qualità della misura/stima dell'UVAM, il BSP deve utilizzare UPM in grado di rilevare le misure con accuratezza e cadenza secondo quanto di seguito riportato dal regolamento tecnico fornito da TERNA. Nel caso in cui l'UVAM sia composta da un unico punto di connessione alla rete, la comunicazione verso Terna può essere gestita tramite l'UPM, se conforme a tutte le prescrizioni previste per il concentratore.

Il BSP dovrà sottoporre a verifica di TERNA una descrizione tecnica di dettaglio in cui si illustrano le caratteristiche e le modalità di scambio dati e di gestione del concentratore. In tale documento dovranno inoltre essere indicate le modalità con cui viene effettuata l'aggregazione ed il dettaglio dell'algoritmo di stima per la correzione delle misure mancanti, invalide o errate.

Oltre al soddisfacimento dei vincoli tecnici che la singola UVAM dovrà rispettare per la partecipazione al mercato precedentemente riportati, TERNA ha previsto anche delle prove tecniche di abilitazione che ciascun soggetto dovrà sostenere e superare per poter accedere al mercato MSD. Tale processo è suddivisibile in tre distinte fasi:

1. VALUTAZIONE DEI PREREQUISITI
2. ESECUZIONE DELLE PROVE
3. VALUTAZIONE DELLE PROVE

Si fornisce di seguito la descrizione delle attività previste per ciascuna fase.

A1.2 Valutazione dei prerequisiti

Preliminarmente all'esecuzione delle prove tecniche di abilitazione di una UVAM, il titolare della stessa ha l'obbligo di indicarne il punto di controllo fisico. A tal fine il BSP dovrà installare gli strumenti e apparati necessari alla corretta ricezione degli ordini di dispacciamento, qualora questi non risultino già disponibili, senza che tale installazione prefiguri alcun obbligo per Terna a concedere l'abilitazione all'unità.

Le prove tecniche di abilitazione nelle modalità a salire (a scendere) avverranno in una giornata concordata tra Terna e il BSP.

Le prove tecniche di abilitazione saranno differenti a seconda del servizio per cui si desidera richiedere l'abilitazione, ossia:

- Riserva terziaria nella tipologia "rotante";
- Riserva terziaria nella tipologia "di sostituzione";
- Bilanciamento.

Il BSP dovrà:

- comunicare la propria Baseline secondo le modalità specificate da Terna, per ciascun quarto d'ora nell'intervallo di tempo che include la finestra temporale di cui al successivo alinea e le due ore precedenti;
- comunicare a Terna una finestra di disponibilità temporale in cui è in grado di fornire una modulazione "Modulazione di prova" a salire (a scendere) non inferiore all'80% della sua "Potenza Massima Abilitata" ("Potenza Minima Abilitata"). La "Modulazione di prova" a salire (a scendere) non potrà comunque essere inferiore ad 1 MW. La finestra di disponibilità temporale di cui sopra è indicata nella tabella di seguito riportata. Terna si riserva di richiedere, all'interno della finestra di disponibilità comunicata, la modulazione per una durata massima pari a quella indicata nella successiva tabella.

Si precisa inoltre che:

- la data-ora di inizio della finestra di disponibilità non può essere precedente al terzo giorno lavorativo successivo alla data di richiesta di svolgimento delle prove tecniche;
- il BSP non può presentare una nuova richiesta di svolgimento delle prove tecniche con riferimento a UVAM per le quali Terna non abbia già comunicato l'esito di una prova tecnica precedentemente effettuata.

In caso di richiesta di svolgimento delle prove tecniche di abilitazione al servizio di riserva terziaria di sostituzione il BSP è tenuto inoltre comunicare a Terna il tempo di attivazione. Si ricorda che tale valore non può essere superiore a 120 minuti e dovrà essere comunque pari a un multiplo di 15 minuti.

SERVIZIO	DURATA MASSIMA DEL PERIODO DI PROVA	FINESTRA DI DISPONIBILITÀ
Riserva Rotante e/o Bilanciamento	1020 minuti (*)	180 minuti (*)
Riserva di Sostituzione	480 + Tempo di Attivazione - 15'	480 + Tempo di Attivazione - 15'

(*) il tempo di attivazione è compreso all'interno dei valori riportati in tabella

Si precisa che la modulazione richiesta da Terna sarà concorde con il verso per cui è richiesta la qualificazione. Nel caso in cui tale richiesta si riferisca ad entrambe le modalità, il BSP dovrà fornire due finestre temporali disgiunte tra loro, con le caratteristiche sopra esposte, eventualmente anche in giorni differenti.

Le prove tecniche di abilitazione potranno essere rinviate a nuova data mutuamente concordata, senza che il rinvio sia in alcun modo assimilato ad un esito negativo della prova:

- a) su motivata richiesta del BSP, sino a due ore prima l'inizio della suddetta finestra di disponibilità temporale, anche per condizioni meteorologiche avverse alla prova stessa;
- b) su motivata richiesta di Terna, anche dopo l'inizio della prova, per esigenze legate alla gestione del sistema elettrico.

1. ESECUZIONE DELLE PROVE

Terna invia all'UVAM, per il tramite gli strumenti e apparati necessari alla corretta ricezione degli ordini di dispacciamento, una richiesta di inizio della modulazione (messaggio "START") e una di fine della modulazione (messaggio "END") utilizzando i messaggi generici ("MG"). Si precisa che la richiesta di Terna, non sarà impartita sotto forma di ordine di bilanciamento (messaggi di tipo "CB"), in quanto l'unità potrebbe risultare non ancora abilitata all'atto della prova.

Di seguito si riporta un esempio dei messaggi START e END:

```

*****
***** MESSAGGIO GENERICO *****
*****

Nome UPR/UCA    = UP_XXXXXXX
Data Ora Inizio =  $T_1 - T_x$ 
Data Ora Fine   =  $T_1$ 
Motivazione     = Messaggio START
Note            =  $P_{prova}$ 
Data Creazione Msg = ... ..

+++++
UP_ UP_XXXXXXX;  $T_1 - T_x$ ;  $T_x$ ; Messaggio START
+++++

*****

***** MESSAGGIO GENERICO *****
*****

Nome UPR/UCA    = UP_XXXXXXX
Data Ora Inizio =  $T_2$ 
Data Ora Fine   =  $T_2 + T_x$ 
Motivazione     = Messaggio END
Note            = 0
Data Creazione Msg = .....

+++++
UP_ UP_XXXXXXX;  $T_2$ ;  $T_2 + T_x$ ; Messaggio END
+++++

```

Figura 23 Esempio messaggi relativi a ordini dispacciamento. Fonte: Terna

T_x rappresenta il tempo di attivazione entro cui l’UVAM dovrà trovarsi al valore di immissione richiesto da Terna a seguito del comando di modulazione inviato con apposito messaggio generico e vale 15 minuti per l’abilitazione al bilanciamento ed alla riserva rotante e al massimo 120 minuti per l’abilitazione alla riserva di sostituzione. Il BSP, dovrà:

- mantenersi al valore di potenza corrispondente al programma in esito al mercato dell’energia fino al tempo $T_1 - T_x$;
- iniziare la modulazione al tempo $T_1 - T_x$;
- portarsi al valore di immissione pari alla somma algebrica tra il valore di potenza corrispondente al programma in esito al mercato dell’energia e P_{prova} al tempo T_1 . Si precisa

che P_{prova} sarà espresso in MW e sarà non superiore in valore assoluto al valore della “Modulazione di prova” indicata dal BSP;

- mantenersi ad un valore pari alla somma algebrica tra il valore di potenza corrispondente al programma in esito al mercato dell’energia e P_{prova} sino al tempo T_2 ;
- riportarsi al valore di potenza corrispondente al programma in esito al mercato dell’energia al tempo $T_2 + T_x$;

Si precisa che l’intervallo temporale che va dall’istante $T_1 - T_x$ all’istante $T_2 + T_x$ sarà compreso (ma non necessariamente coincidente) nella finestra temporale in cui l’utente del dispacciamento ha fornito la propria disponibilità alla prova.

2. VALUTAZIONE DELLA PROVA

La prova di cui sopra si considera superata con esito positivo se viene soddisfatta la seguente condizione:

$$\frac{\sum_{k=1}^n |P_{prova} + P_{0,k} - P_{mis,k}|}{\sum_{k=1}^n |P_{prova}|} < 10\% \quad (\text{soglia di tolleranza})$$

Dove:

- k è l’indice dei quarti d’ora compresi tra T_1 e T_2
- $P_{0,k}$ rappresenta la Baseline modificata, come descritto all’articolo 16 del Regolamento UVAM. I soli fini di prova, l’energia E_{mis} è stimata come l’integrale nel quarto d’ora k delle misure fornite dalla UPM.
- $P_{mis,k}$ è il valore medio, calcolato nel quarto d’ora k , delle misure fornite dall’UPM.

In caso di svolgimento di prove tecniche relative a UVAM in cui sono ricompresi carichi interrompibili, Terna verifica il rispetto della soglia di tolleranza sopra indicata anche al lordo del consumo dei carichi interrompibili.

3. ESITO DELLA PROVA

In caso di esito positivo delle prove tecniche di abilitazione, Terna ne dà comunicazione al soggetto che ha richiesto la prova.

In caso di esito negativo delle prove tecniche di abilitazione, Terna ne dà motivata comunicazione al BSP e questi ha facoltà di richiederne la ripetizione fino ad un massimo di ulteriori tre volte nell’arco di 90 giorni lavorativi dalla prima. In caso di esito negativo delle prove tecniche di cui al precedente alinea, il BSP non può presentare una nuova richiesta di abilitazione prima che siano trascorsi 180 giorni dalla data di fallimento delle prove, a meno che il BSP modifichi almeno la metà del numero di punti di prelievo/immissione inclusi nell’UVAM originaria le cui prove di abilitazione hanno avuto esito negativo

A1.3 Prodotti Terna a disposizione.

Le nuove procedure di approvvigionamento a termine elaborate e modificate da TERNA [7], anche sulla base delle proposte di modifica al “**Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di UVAM al mercato dei servizi di dispacciamento**” approvate da ARERA il 26 Febbraio 2021, definiscono nuove regole di partecipazione alle aste, introducendo anche specifici test di affidabilità degli aggregati di UVAM, allo scopo di identificare le risorse dotate di efficacia nel provvedere alla flessibilità richiesta in caso di molteplici attivazioni. Vengono inoltre definiti prodotti annuali e prodotti mensili, con una copertura del fabbisogno ripartito orientativamente per il 70% attraverso aste annuali, e il restante 30% attraverso aste mensili, i cui fabbisogni potranno essere diversi in funzione delle specifiche necessità emerse durante l’anno. Ulteriore modifica riguarda la fascia oraria di obbligo di offerta, che diventa 15:00-21:00 rispetto alla precedente 14:00-20:00. Si modifica anche il riconoscimento economico ai BSP: infatti, solo al superamento di 20 attivazioni per il prodotto annuale e 2 per il prodotto mensile lo strike price è fissato a 400€/MWh, mentre al di sotto è abbassato a 200€/MWh.

Appendice 2: Curriculum Vitae costituenti gruppo di ricerca

Noemi BARRERA Esperta di modelli e algoritmi. Laureata al Politecnico di Milano in Ingegneria Matematica. Ha conseguito il dottorato di ricerca presso il Politecnico di Milano, Italia, e il Dipartimento di Ingegneria Meccanica dell'Università Blais-Pascal, Francia. Dopo il dottorato di ricerca, ha iniziato una posizione post-doc di 3 anni nel dipartimento di fisica della materia condensata dell'università di Tel Aviv, in Israele. Successivamente ha iniziato a collaborare con ENERSEM. Nell'ambito del progetto TEPORE, volto allo sviluppo di tecnologie per il residenziale evoluto, ha contribuito allo sviluppo di un algoritmo ottimo per il controllo predittivo della potenza, curando la formalizzazione matematica del modello. All'interno di ENERSEM allo sviluppo di algoritmi di clustering, pattern mining e altri strumenti di data science.

Matteo ZANCHI Co-fondatore e amministratore delegato di ENERSEM, si è laureato con lode al Politecnico di Milano nel 1999. Dal 2011 al 2016 è stato assegnista di ricerca presso il Dipartimento di Ingegneria Energetica al Politecnico di Milano, come responsabile per il monitoraggio delle pompe di calore del progetto RELAB finanziato da Regione Lombardia. Dal 2013, è consulente per la Commissione Energia del Politecnico di Milano, per cui analizza i consumi termici dei campus. Ha svolto consulenze per la Commissione Europea per la promozione di investimenti nell'efficienza energetica e nell'energia rinnovabile a scala locale. Per cinque anni (2006-2011) è stato progettista, coordinatore tecnico ed esecutore delle iniziative di sostenibilità ambientale della municipalità di Lodi.

Matteo MUSCHERÀ Responsabile operativo. Dopo essersi laureato in Ingegneria Edile al Politecnico di Milano, dal 2014 al 2018 è stato assegnista di Ricerca presso il Dipartimento di Ingegneria Energetica dello stesso istituto. Dal 2018 lavora in ENERSEM, di cui è socio, occupandosi di monitoraggio, diagnosi energetica in ambito civile e industriale, analisi e ottimizzazione di impianti HVAC.

In particolare, è stato responsabile del progetto LIFE TTGG, in Italia e in altri paesi europei, con l'obiettivo di quantificare i consumi energetici di caseifici, elaborando soluzioni per l'efficienza energetica e la riduzione dell'impronta ambientale.

Luigi D'ORIANO Ricercatore (2017-2022), socio-fondatore, Presidente e Legale rappresentante di Energy@Work, con responsabilità tecnica e direzionale; supervisore di progetti R&S Horizon 2020 e Horizon Europe, Replication manager Progetto H2020 POCITYF, socio-fondatore di Enginworld società di ingegneria, socio fondatore e amministratore unico DGA Innovation srl, socio fondatore di TipToBe srl, Consulente (2020-2022) presso nei settori di intelligent building automation, efficientamento energetico edifici, consulente (2014-2016) tecnico presso Ser&Practices srl, Ricercatore (2012-2013) presso Consorzio CETMA.

Francesco SANTORO Ricercatore universitario e vincitore di concorso per Professore associato di Meccanica Agraria (SSD AGR/09) presso il Dipartimento di Scienze Agro-Ambientali e Territoriali, Università degli studi di bari Aldo Moro (da marzo 2001). Autore di oltre 100 pubblicazioni scientifiche e monografie in diversi ambiti tra qui precision e smart agriculture, sicurezza sul lavoro in agricoltura ed energetica in agricoltura.). Laurea in Ingegneria Civile-Edile-Strutture, Politecnico di Bari, 1994 e PhD in Ingegneria Geotecnica, Università degli Studi di Ancona & Politecnico di Bari

Antonio Marco PANTALEO Professore associato di Fisica Tecnica Industriale (SSD ING-IND/10) presso il Dipartimento di Scienze Agro-Ambientali e Territoriali, Università degli studi di bari Aldo Moro (da febbraio 2020) e Research fellow presso il Clean Energy processes laboratory e Centre for Process Systems Engineering, Department of Chemical engineering, Imperial College London (da aprile 2014). Attualmente ricopre l'incarico di Programme manager presso European Innovation Council, European Commission, settore energia e Green Deal (da ottobre 2020, in fuori ruolo da Università di Bari). E' Delegato di Università di Bari presso la Rete Università Sostenibili, sottogruppo energia, Rappresentante Università di Bari nel distretto produttivo regionale la Nuova Energia, Delegato Università di Bari nel centro di competenza Meditech – settore energia, Membro del Collegio dei Docenti del Dottorato in ingegneria meccanica, Politecnico di Bari, Esperto Gestione Energia, settore industriale, Rina Services (gennaio 2020). Laurea in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Bari, 2000 e PhD in Chemical engineering, Imperial College London, 2013